



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

**OPCIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE  
GAS EN CHICONTEPEC**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N**

**ERIKA PATRICIA DÍAZ GONZÁLEZ  
MANUEL ANTONIO CABRERA SUÁREZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**M.I. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA**

**COMITÉ:**

**PRESIDENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO**

**VOCAL: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**

**SECRETARIO: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA**

**1<sup>ER</sup> SUPLENTE: ING. RAMON EDGAR DOMINGUEZ BETANCOURT**

**2<sup>DO</sup> SUPLENTE: ING. ULISES NERI FLORES**



**México, D.F.**

**2012**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **Erika Díaz.**

### **AGRADECIMIENTOS:**

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de pertenecer a ellas.

A mi director de tesis el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, por su invaluable ayuda y apoyo para concluir ésta tesis.

A mis sinodales: Dr. Rafael Rodríguez Nieto, M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Ramón Edgar Domínguez Betancourt, Ing. Ulises Neri Flores, por su tiempo, aportaciones y guía para la realización de este trabajo.

Al Ing. Alberto Herrera Palomo por brindarme su apoyo y ayuda a lo largo de mi estancia en la Facultad de Ingeniería.

A mi compañero de tesis y mejor amigo Manuel Cabrera por estar conmigo en este proceso y en todo, gracias por tu amistad.

Al Ing. José Guadalupe Aranda, por haberme inspirado para estudiar esta carrera.

Al Ing. Rigoberto Núñez Solís por darme la oportunidad de introducirme a la industria y al ambiente laboral, y por permitirme realizar este trabajo en el departamento de Diseño y Optimización de Instalaciones en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

### **DEDICATORIA:**

A mi mami Patricia González, por haberme inculcado desde niña, el gusto por estudiar, por haberme educado como lo hizo, por enseñarme algo nuevo todos los días, por ser un gran ejemplo para mi hermana y para mí y demostrarnos que todo lo que deseas en la vida se puede alcanzar si trabajas por ello. Eres una persona a la que admiro mucho. Gracias por todo mami, me siento muy afortunada de ser tu hija.

A mi papito Jesus Díaz por consentirme y por estar siempre a mi lado, darme todo el amor que necesité y más, porque a cada paso en mi vida siento tu apoyo y sé que jamás me dejaras sola, gracias por todo papito, te adoro.

A mi hermanita Paulina Díaz por ser la persona que está siempre conmigo, me escucha, me apoya y me enseña cómo se deben hacer las cosas. Gracias por compartir conmigo cada momento bueno y malo, por aguantarme día a día, porque me haces ser mejor persona, me siento afortunada de tenerte a mi lado. Te quiero Pau.

A mis tías: Adriana, Hilda y Alejandra González Mendoza por ser las mujeres más lindas e inteligentes que conozco, por quererme y cuidarme siempre. He aprendido mucho de ustedes.

A mis abuelitos: Mercedes Mendoza y Roberto González porque en ustedes encuentro el apoyo, comprensión y cariño que necesito, gracias por estar siempre conmigo.

A mis primos: Dulce, Fabiola, Adrian, Abraham e Itay, por compartir conmigo tantos momentos divertidos y haber crecido juntos como hermanos y amigos, los quiero mucho primitos.

A Guillermo Corro: porque en poco tiempo me has enseñado muchas cosas valiosas, porque cada día me das tu amor, tu tiempo, apoyo y compañía, soy muy feliz porque estas en mi vida, haces mi mundo mejor.

## **Manuel Cabrera.**

### **AGRADECIMIENTOS:**

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por todo lo que aprendí durante mi estancia en ella y hacer de mi vida como universitario algo inolvidable.

A mi director de tesis, el M.I. José Ángel Gómez Cabrera, por su paciencia, sus enseñanzas y por apoyarnos durante este proyecto.

A mis sinodales: Dr. Rafael Rodríguez Nieto, M.I. José Ángel Gómez Cabrera, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Ramón Edgar Domínguez Betancourt e Ing. Ulises Neri Flores, por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo y los consejos que nos dieron para mejorarlo.

A mis padres, por su confianza e infinita paciencia.

A mi mejor amiga Erika Díaz, porque al trabajar juntos logramos concluir este proyecto tan importante en nuestras vidas y por todos los felices recuerdos que tengo presentes mientras estudiamos la carrera.

### **DEDICATORIAS:**

A mis padres Lila Suárez y Manuel Cabrera, por todo el apoyo que me dieron durante esta etapa de mi vida, pues gracias a ellos las cosas fueron más fáciles. Sin duda alguna, ustedes son los mejores seres humanos en la Tierra. Gracias por estar siempre al pendiente de mi, por todas las cosas que me inculcaron para ser una buena persona y por el amor sincero que me hacen sentir.

A mi hermana Lila, quien ocupa un gran lugar en mi corazón y siempre trae a mi mente mucha alegría. Aunque estuvimos lejos durante estos años, agradezco tus llamadas y ese carácter que te hace única.

A mi amigo Oscar Roux, por todo el apoyo y amistad durante en este tiempo. Gracias por ayudarme a ser una mejor persona.

A mis amigos Paulina Díaz, Jorge Morales, Mariana Rosas, Arturo Aguiñaga, Pablo Reyes, Erik Gómez, Irene Abdó, Jade Fragoso, Josafat Solórzano y Crispín Sámano por todas las experiencias que algún día compartimos y por su amistad entrañable. Sin duda, cada uno de ustedes tiene algo que los hace muy especiales para mí.

---

## ÍNDICE

|   |    |
|---|----|
| <b>RESUMEN</b> .....  | 1  |
| <b>INTRODUCCIÓN</b> .....   | 4  |
| <b>CAPÍTULO I</b>   |    |
| <b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....   | 20 |
| 1.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS DE FORMACIÓN.....                                     | 21 |
| 1.2 VENTEO Y QUEMA DE GAS.....  | 26 |
| 1.3 INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE MÓDULOS DE SEPARACIÓN PORTÁTIL (MSP) ...                         | 29 |
| <b>CAPÍTULO II</b>  |    |
| <b>ANÁLISIS DE LAS CAUSAS QUE ORIGINAN EL PROBLEMA</b> .....                                    | 45 |
| 2.1 PLANEACIÓN DEL PROYECTO .....   | 45 |
| 2.2 TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN DE INFRAESTRUCTURA .....   | 47 |
| 2.3 OTROS FACTORES .....  | 49 |
| <b>CAPÍTULO III</b>   |    |
| <b>OPCIONES DE SOLUCIÓN</b> .....   | 53 |
| 3.1 BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO (BNA) CON OLEOGASODUCTO A LA<br>BATERÍA DE SEPARACIÓN ..... | 54 |
| 3.2 BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO (BNA) SIN OLEOGASODUCTO E<br>INYECCIÓN AL YACIMIENTO .....  | 59 |
| 3.3 INYECCIÓN AL YACIMIENTO SIN OLEOGASODUCTO .....   | 63 |
| 3.4 INCORPORACIÓN DE GAS A PROCESO CON OLEOGASODUCTO .....                                      | 64 |
| 3.5 TRANSPORTE DE GAS COMPRIMIDO .....  | 65 |

---

---

**CAPÍTULO IV**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>IMPACTO AMBIENTAL Y ECONÓMICO .....</b>              | <b>70</b> |
| 4.1 IMPACTO DEL CO <sub>2</sub> AL MEDIO AMBIENTE ..... | 71        |
| 4.2 IMPACTO DEL METANO AL MEDIO AMBIENTE.....           | 73        |
| 4.3 IMPACTO ECONÓMICO. ESTIMACIÓN DE COSTOS.....        | 82        |
| <br>  |           |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>             | <b>88</b> |
| <br>  |           |
| <b>REFERENCIAS .....</b>                                | <b>91</b> |

---

## **RESUMEN**

### **OPCIONES PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS EN CHICONTEPEC**

El propósito de este trabajo será presentar opciones para el aprovechamiento de gas en proyectos de desarrollo en Chicontepec, así como un análisis de éstas, conclusiones y recomendaciones.

Las características del Gas Natural hacen de esta fuente de energía una de las más seguras del momento y uno de los combustibles más atractivos, por sus ventajas económicas y ecológicas.

En todo proyecto de desarrollo de campos, la construcción de la infraestructura superficial para recolectar, transportar, acondicionar y manejar los hidrocarburos, se realiza paralelamente a la perforación y terminación de pozos. Sin embargo, la construcción de esta infraestructura demanda mayor tiempo de ejecución, dada su naturaleza y algunos factores externos que no se pueden predecir, como las condiciones climatológicas y la falta de permisos por parte de los dueños de los predios por donde atraviesan los ductos, lo que ocasiona que en algunos casos esa infraestructura no esté disponible en el momento de la terminación de un nuevo pozo o conjunto de ellos en una macropera, para enviar la mezcla de hidrocarburos a una batería de separación, que permita aprovecharlos lo más pronto posible y así iniciar la capitalización de la inversión.

La quema de gas es la combustión controlada o no, sin aprovechamiento productivo del gas extraído de un campo, cuyo flujo contiene un porcentaje significativo de metano, pudiendo también contener componentes sólidos, líquidos u otros. Por otro lado, el venteo de gas es el acto de dejar escapar de forma controlada o fortuita a la atmósfera, sin combustión el gas extraído, total o parcialmente.

El aprovechamiento del gas se refiere al consumo de gas por parte de la misma unidad administrativa como combustible en turbinas, compresores o motores, o

para su inyección para mejorar la extracción de aceite en el mismo campo; a la venta del gas a terceros o su traspaso a otra subsidiaria que lo procese, lo consuma en usos propios o lo conduzca para ser entregado a empresas permisionadas o a usuarios finales.

En los próximos años, cualquier acción por disminuir las emisiones de los gases de efecto invernadero podría afectar el uso de energía primaria alrededor del mundo y alterar el nivel y la composición de emisiones de dióxido de carbono, según la fuente de energía. El CO<sub>2</sub> es uno de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera, que causan mayor preocupación en el mundo. Las emisiones de CO<sub>2</sub> son resultado principalmente de la utilización de un combustible fósil para obtener energía, lo que ha generado un gran debate respecto al cambio climático.

Por todo lo anterior, se presentan las siguientes opciones para el aprovechamiento de gas:

***BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO (BNA) CON OLEOGASODUCTO A LA BATERÍA DE SEPARACIÓN***

El líquido separado va al tanque de almacenamiento y el gas hacia un recuperador de líquidos, los cuales se envían al tanque y el gas a un compresor, donde una parte de éste es inyectado al pozo como bombeo neumático por medio de un trineo de inyección; otra parte es utilizada para abastecer de energía eléctrica a la macropera (motores de bombas, luz eléctrica, etc.) a través de un generador, y lo que queda del gas, se manda al oleogasoducto con el líquido a la Batería de Separación.

***BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO (BNA) SIN OLEOGASODUCTO E INYECCIÓN AL YACIMIENTO***

Después de efectuarse la separación, el líquido se va hacia al tanque de almacenamiento, mientras que el gas ingresa a un recuperador de líquidos, los cuales se envían también al tanque y el gas pasa al compresor, donde una parte de éste se utiliza como gas de inyección para bombeo neumático haciendo uso de un trineo de inyección; la otra parte del gas sirve como combustible de un

generador para proveer de energía eléctrica a la macropera y lo que queda del gas, se inyecta al yacimiento a través de un pozo inyector.

***INYECCIÓN AL YACIMIENTO SIN OLEOGASODUCTO***

Consiste en inyectar el gas, a través de un pozo inyector, al yacimiento. Esto se hace debido a que no se cuenta con infraestructura (o se encuentra en construcción), para aprovecharlo de alguna otra forma o transportarlo hacia un punto de venta.

***INCORPORACIÓN DE GAS A PROCESO CON OLEOGASODUCTO***

El gas separado pasa a un compresor, lo incorpora a proceso mandándolo a una Central de Procesamiento de Gas o a una Estación de Compresión, con la presión que viene de la corriente o la necesaria para que fluya.

***TRANSPORTE DE GAS COMPRIMIDO***

Consiste en transportar Gas Natural comprimido en cilindros sin costura en contenedores y trailers (0.125 MMpcd/contenedor), hacia una Estación de Compresión o punto de entrega de la Central de Procesamiento de Gas. Con esta opción tendríamos ventajas como ingresos económicos por la venta del gas y la reducción del impacto ambiental por quema y venteo de gas. La desventaja es que transporta bajos volúmenes de gas por viaje.

## INTRODUCCIÓN

### *ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO (ATG)*

El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, o mejor conocido como Chicontepec, se ubica entre las coordenadas  $20^{\circ} 15'$  y  $21^{\circ} 15'$  de latitud Norte,  $-97^{\circ} 05'$  y  $-98^{\circ} 10'$  de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla (Fig. 1).

El subsuelo del área se caracteriza, principalmente, por localizarse en una zona que presenta un modelo geológico con grandes secuencias de arcillas y arenas, que reflejan distintas condiciones de depósito, tales como canales, abanicos y lóbulos, correspondientes a depósitos turbidíticos de aguas profundas. Los tipos de trampas son predominantemente estratigráficas y en segundo término las estratigráficas-estructurales.

Los campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se localizan dentro del denominado Paleocanal de Chicontepec, ubicado en la porción sureste de la Cuenca Tampico-Misantla, en la región Noreste del estado de Puebla y Noroccidental del estado de Veracruz; éste se encuentra limitado por dos importantes rasgos geológicos: la Sierra Madre Oriental al Oeste, y la Plataforma de Tuxpan o Arrecife de la Faja de Oro al Este.

Las dimensiones promedio asociadas a la Cuenca de Chicontepec son del orden de 123 km de largo y 25 km de ancho, con una superficie cercana a los  $3,800 \text{ km}^2$ . Los rasgos fisiográficos más importantes son: la Sierra Madre Oriental al Poniente del área y los ríos: Tecolutla, Cazonas, Pantepec y Vinazco, dentro de la planicie costera del Golfo. La elevación de la de la llanura costera alcanza los



Fig. 1 Ubicación del campo Chicontepec.

200 msnm; mientras que en la región de la sierra, se tienen elevaciones hasta los 500 msnm.

La densidad del aceite en el campo Chicontepec está en el rango de 22 a 35 API; presenta una RGA promedio de 300 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, y viscosidades que van desde 50 hasta 2000 cp a temperatura estándar.

Chicontepec comprende yacimientos muy complicados en cuanto a su estructura geológica debido a que:

- ⊖ La heterogeneidad de la roca complica la definición de localizaciones para perforar pozos en forma masiva. Esto provoca alta volatilidad en el comportamiento de los perfiles de producción de los pozos.
- ⊖ Los yacimientos están compuesto por acumulaciones con muy poca comunicación tanto lateral como vertical. Esto complica el diseño de perforación y terminación de los pozos en esta zona.

Por lo anterior, se tienen dificultades al momento de la explotación de estos yacimientos y se han identificado algunos de los problemas a resolver como son:

- ⊖ La baja capacidad de flujo de la roca.
- ⊖ La liberación temprana de gas en solución.
- ⊖ La pérdida del mecanismo natural de arrastre de crudo al pozo.
- ⊖ La baja energía del yacimiento.
- ⊖ La dificultad para que fluyan los hidrocarburos hacia los pozos por baja permeabilidad.
- ⊖ El alto consumo de energía del yacimiento.
- ⊖ La baja productividad inicial de los pozos.
- ⊖ La alta declinación de la productividad en un corto tiempo.

### ***EL GAS NATURAL***

Las características del Gas Natural hacen que esta fuente de energía sea una de las más seguras del momento y uno de los combustibles más atractivos por sus ventajas económicas y ecológicas.

A la fecha, las reservas globales de Gas Natural superan los 6.621 billones de pies cúbicos, lo cual representa la quinta parte del consumo energético mundial, siendo así la segunda fuente de energía de mayor utilización después del petróleo. Las perspectivas de desarrollo de su demanda son prometedoras. Así como el carbón fue el combustible hace dos siglos y el petróleo el del siglo pasado, el Gas Natural se considera como el combustible fósil del siglo XXI. Esto debido a que el Gas Natural realmente puede ser utilizado como combustible a diferencia de otras fuentes de energía cuyo uso aún no se ha popularizado a nivel global.

Por si fuera poco, en comparación con los otros combustibles fósiles, el Gas Natural es la fuente de energía fósil que a nivel mundial ha presentado el mayor crecimiento en su consumo.

A medida que las exigencias sobre el medio ambiente y la seguridad han ido aumentando, las legislaciones de diferentes países en el mundo están fomentando el consumo de Gas Natural basándose en el hecho de que, si se le compara con otros combustibles fósiles, se trata de un combustible limpio. El Gas Natural representa un elemento de importancia mayúscula en materia de diversificación de las fuentes de energía.

Se define como energía primaria a cualquier fuente de energía en la forma tal cual se encuentra presente en la naturaleza. Los principales tipos de energía primaria son, precisamente, los combustibles hidrocarburos fósiles como son el carbón, el petróleo y el Gas Natural.

#### ***DISTRIBUCIÓN DE RESERVAS***

El Gas Natural se considera como uno de los combustibles fósiles más limpios e inofensivos para el medio ambiente. A medida que se vaya popularizando la utilización de esta fuente de energía se podrían reducir los efectos nocivos sobre

el medio ambiente como, por ejemplo, el debilitamiento de la capa de ozono y la emisión de gases con efecto invernadero.

Además, el Gas Natural representa una fuente de energía muy segura en todo lo que respecta a su transporte, a su almacenamiento y a su utilización. Aunque las reservas de Gas Natural sean limitadas y se trate de una energía no renovable

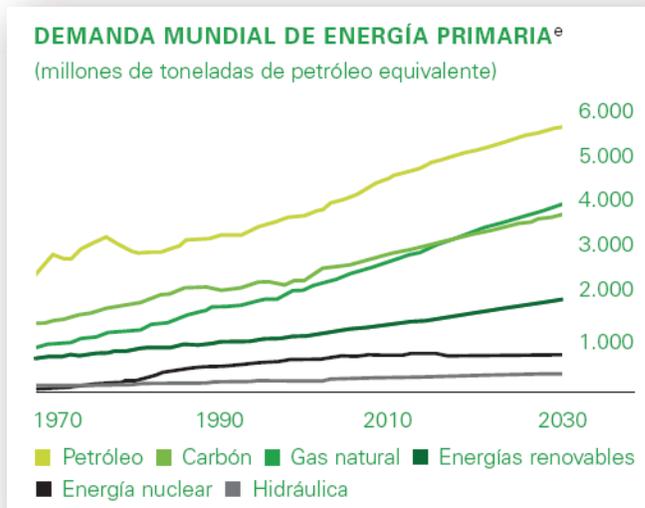


Fig. 2 Distribución de la producción de energía primaria en el mundo

(Fig. 2). Además, se estima que aún existe una cantidad significativa de Gas Natural por descubrir.

### **ESTIMACIÓN DE RESERVAS**

Es una herramienta básica de las empresas petroleras y el punto de partida para cualquier proyecto relacionado con la obtención del gas como una fuente de energía, es decir con valor comercial.

- ⊖ Para calcular el gas in situ de un yacimiento de gas seco se puede utilizar el método volumétrico.
- ⊖ Las reservas de gas deben entenderse como la parte del gas in situ que puede ser recuperado comercialmente.
- ⊖ Las reservas deben siempre ser medidas a condiciones de superficie.

- ⊖ Las reservas de gas dependen del factor de recuperación. Los valores típicos para los campos de gas varían entre 85 a 90%.

### **RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO**

Según estadísticas de BP, en la actualidad el mundo posee aproximadamente 6,621.9 billones de pies cúbicos de reservas comprobadas de gas. Norteamérica posee aproximadamente un 5.3% de las reservas totales de gas, Asia un 8.7%, África tiene un 7.9%, Centro y Sudamérica representan apenas el 4%; Europa, incluyendo Rusia, contiene aproximadamente un 33.7% de las reservas totales, mientras que el Medio Oriente posee el 40.5% restante (Fig. 3). Tan sólo estas dos últimas regiones constituyen aproximadamente las tres cuartas partes de las reservas mundiales de Gas Natural.

El Gas Natural es una mezcla de diversos hidrocarburos gaseosos que se encuentran en el subsuelo (principalmente metano, etano, propano y butano, entre otros).

Respecto al origen del Gas Natural, la teoría más aceptada dice que este se forma cuando la materia orgánica (restos de animales, plantas y microorganismos) se comprime en el subsuelo a una presión muy alta, durante un periodo de tiempo suficientemente largo. El Gas Natural obtenido de esta forma se denomina *metano termogénico*.

El proceso es parecido a aquél que explica cómo se forma el petróleo; las partículas orgánicas son cubiertas por el fango y otros sedimentos; después de un cierto tiempo, más sedimento, más fango y otros restos se amontonan sobre la materia orgánica. La acumulación de este sedimento y otros residuos ejercen una

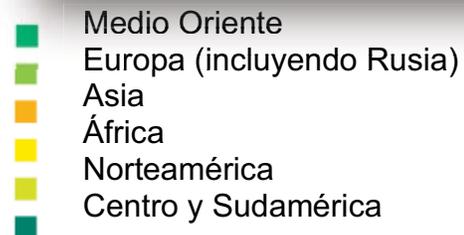
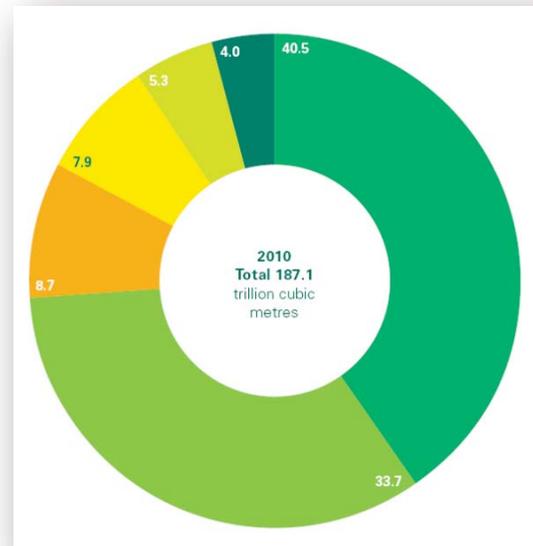


Fig. 3 Reservas de Gas Natural en el mundo

gran presión sobre la materia orgánica, por lo que queda sujeta a un gran esfuerzo de compresión. Esta compresión, en conjunto con las altas temperaturas que se presentan en las profundidades de la corteza terrestre, permite la formación del Gas Natural. Se sabe que, a mayor profundidad bajo la corteza terrestre, la temperatura es más elevada.

En general, se considera que el petróleo se forma a menores profundidades y menores temperaturas del subsuelo, mientras que en los niveles más profundos del subsuelo, se forma principalmente Gas Natural. En la mayoría de los casos lo que se produce es metano puro. Esto explica por qué generalmente el Gas Natural se asocia a los yacimientos de petróleo que están a profundidades que varían entre 1.5 y 4 kilómetros.

Otra forma en la que el Gas Natural se puede originar por la transformación de la materia orgánica mediante la acción de microorganismos. A este tipo de metano se le llama *metano biogénico*. Estos microorganismos producen el metano descomponiendo la materia orgánica y se encuentran en áreas cercanas a la superficie terrestre en donde no hay presencia de oxígeno.

La formación del metano biogénico ocurre generalmente cerca de la superficie de la tierra, y el metano producido se pierde generalmente en la atmósfera. Cuando este metano puede ser atrapado bajo la tierra, bajo ciertas circunstancias, puede ser recuperado como Gas Natural. Un ejemplo de metano biogénico es el gas que emana de los rellenos sanitarios. Los desechos contenidos en los vertederos producen una cantidad relativamente grande de metano, debido al proceso de descomposición al que se encuentran sujetos. A medida que se han ido desarrollando nuevas tecnologías, cada vez resulta menos difícil acumular y utilizar este gas como fuente alternativa de energía.

El Gas Natural también se puede formar por medio de procesos biogénicos. En el subsuelo existen gases ricos en hidrógeno y moléculas de carbono. Durante el proceso en que estos gases emergen poco a poco hacia la superficie de la tierra, pueden darse una interacción con los minerales que también existen

subterráneamente. Es así como pueden ocurrir diferentes reacciones, formando elementos y compuestos nuevos. Si estos gases están sometidos a altas presiones mientras emergen hacia la superficie de la tierra, son capaces de formar depósitos de metano similares a los de metano termogénico.

Como se puede observar, hay varias maneras en que se forman el metano y el Gas Natural. Debido a que el Gas Natural posee una baja densidad, tiende a salir hacia la superficie. La mayoría de este metano subirá a la superficie a través de los poros o grietas de las formaciones geológicas existentes y se disipará en el aire a menos que encuentre alguna formación bajo tierra que lo atrape.

Las formaciones geológicas constan de varias capas de roca porosa sedimentaria que contienen el gas y sobre ella tienen una capa más densa de roca impermeable. Esta roca impermeable evita la salida del Gas Natural. Si estas formaciones son extensas, pueden atrapar gran cantidad de Gas Natural, formando un yacimiento. Existen diversos tipos de yacimientos, el más común es el que se forma cuando la roca impermeable crea un casquete de gas, en donde queda atrapado y que, por segregación gravitacional, se ha separado de la mezcla de hidrocarburos, por lo que tiende a subir.

#### *EXPLORACIÓN DEL GAS NATURAL*

La sismología ha aportado la herramienta más innovadora a nivel de prospección. Esta ciencia, que estudia los movimientos de ondas sísmicas, permite analizar las capas inferiores de la corteza terrestre sin necesidad de hacer perforaciones. Por medio del estudio de las ondas que se producen en la corteza, se puede determinar el tipo de roca presente en el subsuelo y la profundidad a la que ésta se encuentra. Las últimas técnicas de cálculo han aumentado el valor de los datos sísmicos, permitiendo crear mapas tridimensionales que representan las distintas capas de roca. Gracias a la ayuda de esta tecnología se pueden desarrollar modelos en tres dimensiones, facilitando la exploración.

#### *COMPONENTES*

La técnica más común para determinar la composición del Gas Natural es el análisis cromatográfico. El cromatógrafo es un equipo provisto de columnas

construidas con acero inoxidable o de plástico, rellenas de sustancias que atraen individualmente a cada uno de los componentes en función de su composición. Así, a medida que el gas avanza dentro del pequeño tubo, cada componente se adhiere a la superficie de la sustancia utilizada como relleno y se queda retenida por un determinado lapso. Este proceso permite que se separen los diferentes componentes que integran la muestra. A la salida del tubo existe un detector que se encarga de registrar el momento en el cual pasó un componente puro. Es mediante análisis en laboratorio como se van identificando los diversos componentes de la muestra.

#### ***PRINCIPALES CONTAMINANTES***

- ⊖ Gases ácidos. El  $H_2S$  y el  $CO_2$  principalmente, los cuales al combinarse con el agua forman compuestos ácidos muy corrosivos y causan pérdida de material, aún en aceros duros. La corrosión producida por  $H_2S$  se denomina corrosión ácida y la originada por el  $CO_2$  se denomina corrosión dulce.
- ⊖ El Nitrógeno y el Dióxido de Carbono. Provocan una reducción en el valor del poder calorífico del Gas Natural, al disminuir su valor comercial por lo que deben removerse en cualquier mezcla. Sin embargo, algunas veces se agrega alguno de estos compuestos al gas, para reducir intencionalmente el poder calorífico en caso de que algún contrato lo requiera.
- ⊖ Vapor de agua. Se condensa y forma agua libre, la cual puede acelerar la corrosión en los gasoductos y los recipientes a presión utilizados en las plantas.
- ⊖ Otros líquidos. Como por ejemplo: aceites lubricantes, inhibidores de corrosión, metanol, hidrocarburos pesados, etc.
- ⊖ Sólidos. Tales como arena, suciedad, polvo, productos de corrosión (óxido), etc.

### CONSTITUYENTES DEL GAS NATURAL

Cuando se trata de un gas seco, la proporción del metano es muy alta; por otro lado, cuando el gas procede de yacimientos asociados posee una proporción

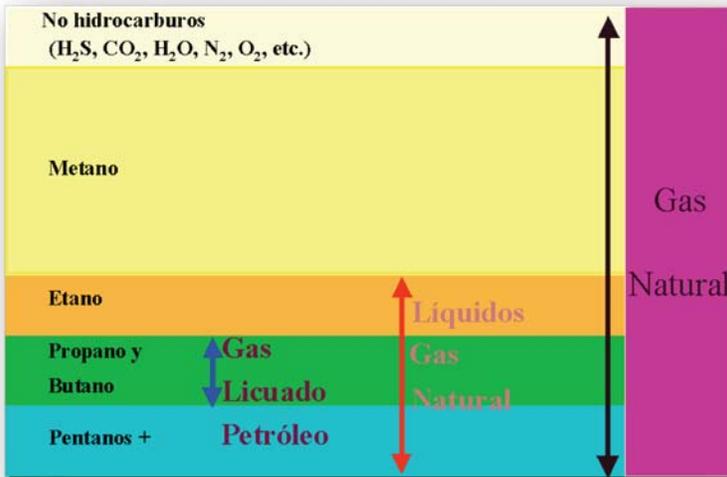


Fig. 4 Principales constituyentes del Gas Natural

significativa de componentes pesados, que en la industria se identifican como propano más ( $C_3+$ ) (Fig. 4).

### GENERACIÓN ELÉCTRICA

El Gas Natural se ha constituido como el combustible más económico para la

generación de electricidad debido a que ofrece grandes ventajas en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental. Estas ventajas pueden conseguirse tanto en las grandes centrales termoeléctricas así como en las pequeñas.

### COMBUSTIÓN DEL METANO

Decir que el Gas Natural es combustible significa que el Gas Natural es capaz de quemarse (Fig. 5). Químicamente, este proceso consiste en la reacción entre el metano y el oxígeno.

Cuando se lleva a cabo esta reacción, se obtiene como resultado dióxido de carbono ( $CO_2$ ), agua ( $H_2O$ ) y una gran producción de calor. A continuación se presenta la reacción de combustión del metano:



Fig. 5 Quemador situado en una macropera en la parte central de Chicontepec

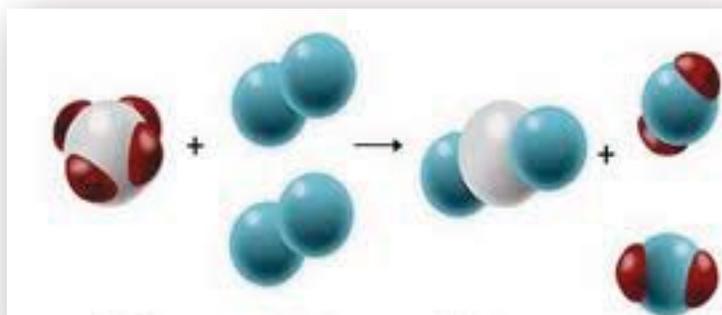


Fig. 6 Reacción de combustión del metano

Lo anterior significa que una molécula de metano (la letra [g] significa que se encuentra en estado gaseoso) se combina con dos átomos de oxígeno y de la reacción se obtiene una molécula de dióxido de carbono, dos moléculas de agua, (la letra [l] significa que las moléculas de agua se encuentra en el estado líquido, las cuales por lo general se evaporan por el calor generado), y 891 (kJ) de energía. El Gas Natural se reconoce como el combustible fósil de combustión más limpia (Fig. 6).

El carbón y el petróleo son químicamente más complejos que el Gas Natural, por lo que al ser quemados emiten a la atmósfera muchos contaminantes. La combustión del metano sólo produce dióxido de carbono y agua. Como el Gas Natural está constituido básicamente por metano, la combustión del Gas Natural emite menos subproductos contaminantes que otros combustibles fósiles.

#### ***EL GAS NATURAL COMO ENERGÍA ECOLÓGICA***

El Gas Natural es la energía más limpia, menos contaminante y con menor contenido de carbono de todos los combustibles fósiles. Su combustión emite a la atmósfera menos dióxido de carbono que el carbón y el petróleo, contribuyendo, así, a disminuir el efecto invernadero.

El Gas Natural ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primaria más utilizadas y representa la quinta parte del consumo energético tanto en Europa como a escala mundial. Los bajos niveles de contaminación hacia el medio ambiente y su alta eficiencia como combustible hacen de esta fuente de energía un recurso con gran potencial de consumo durante los próximos años.

El Gas Natural se considera el combustible fósil más limpio debido a su composición química. La mayor relación hidrógeno/carbono en la composición del Gas Natural, en comparación con la de otros combustibles fósiles hace que, al producirse la combustión, emita menos CO<sub>2</sub> por unidad de energía producida.

La combustión del Gas Natural compuesto principalmente por metano (CH<sub>4</sub>), produce un 25% menos de CO<sub>2</sub> que los productos petrolíferos y un 40% menos de CO<sub>2</sub> que la combustión del carbón por unidad de energía producida. Se atribuye al CO<sub>2</sub> el 65% de la influencia de la actividad humana en el efecto invernadero, y al CH<sub>4</sub> el 19% de dicha influencia.

Entre el 75% y 90% del CO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera se produce por la combustión de combustibles fósiles. Sin embargo, las emisiones de metano son generadas en gran parte por la ganadería y la agricultura, los vertederos, las aguas residuales, y las actividades relacionadas con los combustibles fósiles.

A las empresas que distribuyen Gas Natural se les atribuye menos del 10% de las emisiones de metano a la atmósfera, cifra que anualmente se ha ido reduciendo gracias a las medidas que han adoptado tal como la renovación de tuberías.

El mundo siempre ha buscado utilizar fuentes abundantes y competitivas de energía. La tendencia de la matriz energética mundial continuará con una constante del 87% hacia el 2050. Es decir, los combustibles fósiles –carbón, petróleo y Gas Natural– seguirán dominando el campo de la energía con un promedio cercano al 87% del total. Sin embargo, el Gas Natural es una alternativa, que siendo un combustible fósil, tiene muchas más ventajas que el petróleo y el carbón como son:

- 1) En primer lugar, el Gas Natural es un recurso abundante, lo cual es una condición básica para que sea factible su uso como combustible. Las reservas probadas convencionales se calculan suficientes para un periodo de 60 a 70 años. Si se añaden las que se están incorporando de gas no convencional, se estima que hay gas para más de 250 años.
- 2) La distribución de reservas se encuentra dispersa en diversas regiones a nivel mundial, lo que disminuye las tensiones geopolíticas.
- 3) En lo que respecta a emisión de contaminantes y calentamiento global, el Gas Natural es mucho más limpio, ya que produce menos óxido de nitrógeno que el carbón y menos del 50% de dióxido de carbono. Tampoco produce azufre ni residuos sólidos y, respecto a su uso en el transporte, los vehículos a Gas Natural contribuyen a mejorar la calidad del aire en las grandes ciudades y la eficiencia energética.
- 4) En términos económicos, el Gas Natural es muy accesible. En la actualidad, las plantas de generación eléctrica a base de gas cuestan 50% menos que una de carbón, 77% menos que una nuclear y 80% menos que una eólica. En cuanto al precio del energético, el gas se ha desacoplado del petróleo desde hace un par de años y se mantendrá así por un buen tiempo más, debido a su abundancia y costos de producción. Así, la factibilidad de emplear Gas Natural frente al petróleo, el carbón y otras fuentes de energía es una realidad.
- 5) El Gas Natural es eficiente debido a que las plantas de generación eléctrica con gas son 40% más eficientes que las plantas de carbón, con ciclos combinados que obtienen factores de eficiencia de hasta 65%. Las plantas de gas requieren de mucho menor tiempo de construcción que las plantas nucleares o de carbón y se pueden poner en operación rápidamente, haciendo de ellas un respaldo ideal para la hídrica, eólica y solar.
- 6) El Gas Natural es seguro, debido a que su producción mundial de Gas Natural se incrementará en los próximos 20 años, tanto de fuentes convencionales como no convencionales. En cuestiones de seguridad industrial, el sector del Gas Natural tiene un excelente récord en cuanto a toda la cadena de suministro.

---

### ***DIÓXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>)***

Los combustibles fósiles tienen muchas ventajas como su bajo costo y facilidad de transporte, pero también grandes desventajas en términos de contaminación y efectos ambientales. Al quemar combustibles fósiles se genera de manera inevitable dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), que es actualmente considerado como una de las fuentes que contribuyen mayoritariamente al calentamiento global (efecto invernadero), el cual puede tener consecuencias desastrosas para ciertas regiones del planeta produciendo sequías e inundaciones.

Como una alternativa para reducir la emisión de CO<sub>2</sub>, se tienen las llamadas fuentes de energía renovables como la energía solar, eólica, biomasa, geotérmica. Sin embargo, estas fuentes proveen solo el 2% del consumo de energía para uso comercial en el mundo. La mayoría de esta proviene de instalaciones geotérmicas en Estados Unidos, Islandia y Nueva Zelanda. Indudablemente, esta proporción se podría incrementar en el futuro, pero a un ritmo muy lento. El Consejo Mundial de Energía estima poder llegar apenas a un 5% para el año 2020.

Una desventaja inherente a este tipo de energías es su dispersión. Si se desean cantidades significativas de energía solar, eólica o biomasa, éstas deben obtenerse en grandes extensiones de tierra y esto aumenta considerablemente su costo. Se calcula que para obtener una cantidad de electricidad equivalente al de una planta de 1000 MW(e) se necesitarían:

⊖ Un área de 60 a 100 km<sup>2</sup> de celdas solares o turbinas de viento.

⊖ Un área de 4000 a 6000 km<sup>2</sup> de biomasa.

Hasta que no se desarrollen formas efectivas y económicas de almacenamiento, estas fuentes no podrán proveer la electricidad masiva que se requiere para satisfacer la demanda actual.

Es muy poco probable que, para el próximo siglo, las nuevas fuentes de energía renovable puedan tener una contribución mayor al suministro de energía mundial que lo que lo hacen al presente la nuclear e hidroeléctrica.

Ni ahora ni a mediano plazo las fuentes de energía renovable podrían sustituir a los combustibles tradicionales, pero lo que sí se puede hacer es promover el consumo de Gas Natural, dado que dentro de los combustibles fósiles, es el que genera menor contaminación.

Dicho todo lo anterior y sabiendo que actualmente la única forma factible de no contaminar es reducir el uso de combustibles, principalmente por parte de los países más industrializados, se requieren medidas y acuerdos que permitan a estos minimizar sus emisiones de gases.

El protocolo de Kioto es un acuerdo internacional, aprobado en 1997, cuyo objetivo es conseguir la reducción en un 5.2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012.

Con la finalidad de facilitar el cumplimiento de los compromisos asumidos por los países desarrollados, el Protocolo de Kioto prevé para éstos la posibilidad de utilizar los mecanismos llamados de *flexibilidad* para complementar las políticas y medidas que cada uno de ellos deberá aplicar a nivel nacional.

Estos mecanismos son tres:

- ⊖ Los Permisos de Emisión: esta disposición permite vender o comprar derechos de emisión entre países industrializados.
- ⊖ La Aplicación Conjunta: permite, entre los países desarrollados, hacer inversiones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero fuera del territorio nacional y beneficiarse con créditos de emisión generados por reducciones obtenidas.
- ⊖ El Mecanismo de Desarrollo Limpio: similar a la disposición anterior, con la diferencia que las inversiones son hechas por un país desarrollado en un país en desarrollo.

El primero de estos mecanismos, es el de permisos de emisión, donde se incluyen los llamados “Bonos de Carbono”, propuesto para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente. Este sistema ofrece incentivos económicos para las empresas privadas que contribuyan a regular la emisión de

contaminantes durante sus procesos de producción, considerando el derecho a enviar CO<sub>2</sub> a la atmósfera como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. Un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono, vendiéndolos a través de Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Esto beneficia a las empresas que no lo hacen, o disminuyen la emisión y a su vez se hace pagar a las que emiten más de lo permitido.

### ***IMPACTO ECONÓMICO***

De acuerdo con las reservas probadas de gas, para el año 2010, México ocupa el puesto 36 de la escala mundial. La característica de las reservas es que el 71.9% de las mismas son asociadas al petróleo y el 28.1% es gas no asociado. Actualmente México importa Gas Natural de Estados Unidos y esta situación se debe principalmente a los siguientes factores:

- ⊖ El primero corresponde a asuntos de logística, ya que resulta más económico importar gas de los Estados Unidos, para satisfacer las necesidades del norte del país, que transportarlo desde los centros productores ubicados en el sureste mexicano.
- ⊖ El segundo factor consiste en que la importación de gas se destina a cubrir el déficit que no cubre la oferta nacional. Parte de esos consumos se dan principalmente en la región centro del país.

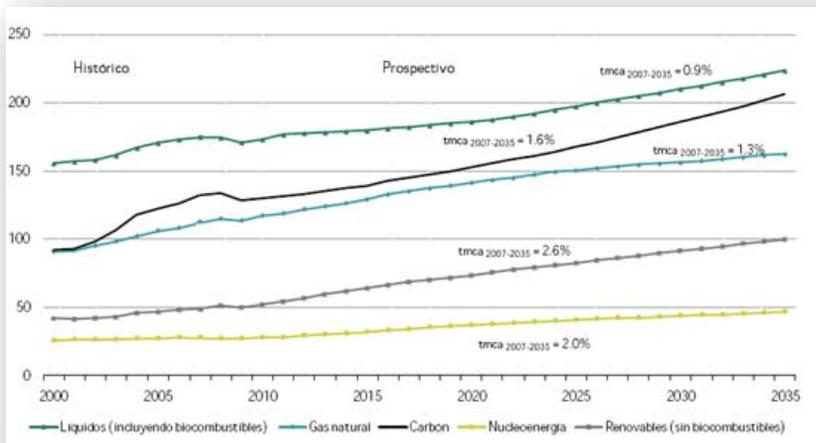


Fig. 7 Demanda mundial de energía por fuente 2000-2030

Según las proyecciones estipuladas en la prospectiva del mercado de Gas Natural 2010-2025 para finales del período de la proyección, se tendrá una oferta

nacional de gas de 8,050 MMpcd, y la demanda estará en 4,282 MMpcd (Fig. 7). Todo esto siempre y cuando no existan modificaciones significativas en las condiciones actuales por el lado de la oferta como pudieran ser la incorporación de nuevas reservas y la extracción de estas.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En todo proyecto de desarrollo de campos, además de la perforación y terminación de pozos se debe construir simultáneamente la infraestructura superficial para recolectar, transportar, acondicionar y manejar los hidrocarburos. Sin embargo, esta última demanda mayor tiempo de ejecución dada su naturaleza, aunado a factores externos impredecibles, como las condiciones climatológicas y la falta de permisos por parte de los dueños de los terrenos por donde atraviesan los ductos, lo que ocasiona que en algunos casos no esté disponible dicha infraestructura en el momento de la terminación de un nuevo pozo o conjunto de ellos, necesaria para enviar la mezcla de hidrocarburos a una batería de separación que permita aprovecharlos lo más pronto posible, para así iniciar la capitalización de la inversión.

Como una solución para lo anterior y con la finalidad de incorporar el aceite crudo a comercialización con mayor brevedad, en el Campo Chicontepec se están instalando Módulos de Separación Portátiles (MSP) en las macroperas, para separar el gas del aceite crudo, transportando a este último en pipas hasta la batería más cercana. Por otro lado, el gas de formación se empieza a aprovechar hasta que se termina de construir el oleogasoducto para su transporte a la batería de separación, que posteriormente se envía hacia una estación de compresión y finalmente, llega a un centro de procesamiento de gas.

En las macroperas del Campo Chicontepec, donde por falta de oleogasoductos no se esté aprovechando el gas de formación, se requieren equipos de compresión para inyectar al yacimiento gas a alta presión por medio de un pozo. Esto garantizará un mantenimiento de presión del yacimiento y, por consecuencia, incrementar la recuperación de hidrocarburos. Por otro lado, en otras macroperas donde existan gasoductos cercanos en operación, se construirán ductos para aprovechar el gas y enviarlo al CPG. Adicionalmente, en pozos donde por su

naturaleza la presión empiece a declinar y disminuya su aportación, se podrán instalar sistemas artificiales de producción con Bombeo Neumático (BN), prolongando con esto su vida productiva. Además, como una medida para evitar contaminar el medio ambiente, el Gas Natural podría ser utilizado como combustible para los motores de combustión interna de los equipos de bombeo mecánico, en lugar de emplear gas LP convencional.

En las baterías de separación se presentan otros requerimientos de sistemas de compresión que por el largo tiempo de entrega por parte del proveedor no es posible incorporar el gas a proceso o comercialización, o bien, en las estaciones de compresión existentes que, debido a la incorporación de nuevos pozos productores, se ha incrementado el volumen de gas y superado la capacidad de compresión disponible, dejando de enviar a proceso el gas que puede ser aprovechado.

Actualmente en el Campo Chicontepec se quema un porcentaje del gas producido por la falta de terminación oportuna de infraestructura para el manejo de producción. Esto obliga a instalar infraestructura de tipo provisional para el transporte de crudo, como separadores portátiles, tanques y el uso de carros tanque, entre otros. En lo que respecta al transporte de gas de formación, aún no se ha implementado una acción efectiva que evite la quema de gas antes de que se termine y se ponga en operación la infraestructura definitiva.

Para elaborar el diseño de infraestructura deben tomarse en cuenta los resultados obtenidos a partir de la producción de los pozos recientemente terminados, con la finalidad de construirlos de acuerdo al potencial esperado y evitar el sobredimensionamiento de instalaciones.

### **1.1 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL GAS DE FORMACIÓN**

El Gas Natural es una sustancia incolora, inodora, insípida, sin forma particular y más ligero que el aire. Cuando se encuentra a una temperatura mayor a  $-161^{\circ}\text{C}$ , se presenta en forma gaseosa. Por cuestiones de seguridad, se le añaden

mercaptanos, que son agentes químicos que le dan un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas.

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. También posee trazas de componentes tales como  $\text{CO}_2$ , helio, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno.

A pesar de que la composición del Gas Natural nunca es constante, se puede decir que su componente principal es el metano, ya que mínimo se encuentra presente en un 90%. Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno ( $\text{CH}_4$ ) (Fig. 8).

El metano es altamente inflamable y emite muy poca contaminación. Otras propiedades del Gas Natural son que no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además, al poseer una densidad de 0.6, inferior a la del aire (1.00), el Gas Natural tiene tendencia a elevarse y puede, en consecuencia, desaparecer fácilmente del sitio donde se encuentra por cualquier grieta.

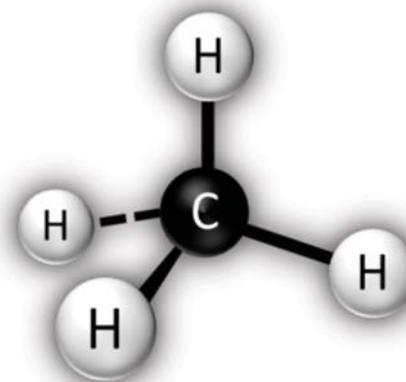


Fig. 8 Molécula de metano

Los constituyentes típicos del Gas Natural se muestran a continuación:

| Constituyentes típicos del Gas Natural |                     |                                 |           |
|--|---------------------|---------------------------------|-----------|
| Categoría                              | Componente          |                                 | Cantidad% |
| <b>Alifáticos</b>                      |                     |                                 |           |
| <b>Parafinas</b>                       | Metano              | CH <sub>4</sub>                 | 70-98     |
|  | Etano               | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>   | 1-10      |
|  | Propano             | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>   | Tr-5      |
|  | Butano              | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>  | Tr-2      |
|  | Pentano             | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>  | Tr-1      |
|  | Hexano              | C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>  | Tr-0.5    |
|  | Heptano             | C <sub>7</sub> H <sub>16+</sub> | Tr-0.0    |
| <b>Cíclicos</b>                        |                     |                                 |           |
| <b>Nafténicos</b>                      | Ciclopropano        | C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>   | Tr        |
|  | Ciclohexano         | C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>  | Tr        |
| <b>Aromáticos</b>                      | Benceno             | C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>   | Tr        |
| <b>No-hidrocarburos</b>                | Nitrógeno           | N <sub>2</sub>                  | Tr-15     |
|  | Dióxido de Carbono  | CO <sub>2</sub>                 | Tr-15     |
|  | Ácido sulfhídrico   | H <sub>2</sub> S                | Tr-50     |
|  | Helio               | He                              | Tr-1      |
| <b>Otros</b>                           | Compuestos de H y S | CS <sub>2</sub> , S, RSH, etc.  | Tr        |
|  | Agua                | H <sub>2</sub> O                | Tr-1      |

Tabla 1. Constituyentes típicos del Gas Natural

A una presión atmosférica normal, si el Gas Natural es sometido a una temperatura de aproximadamente -161°C, se produce una condensación bajo la forma de un líquido llamado Gas Natural licuado (GNL). Este líquido ocupa un volumen casi 600 veces menor que el del Gas Natural y es dos veces menos pesado que el agua (aproximadamente 45%). Ni el GNL ni su vapor pueden explotar al aire libre. Puesto que el Gas Natural licuado ocupa menos espacio, se le licua para facilitar su transporte y almacenaje.

El Gas Natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y no genera dióxidos de azufre ( $\text{SO}_2$ ). Sus emisiones de óxidos de nitrógeno (NO) son menores a las generadas por el petróleo y el carbón. Las emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) son inferiores a las de otros combustibles fósiles.

Dentro de los componentes del Gas Natural muchos son parafinas de cadena recta. Esta característica permite que las propiedades físicas de un gas puedan ser pronosticadas a partir de su composición (Ley de los Estados Correspondientes).

Es conveniente aclarar que, dentro de su composición, no aparecen únicamente los hidrocarburos, sino también las impurezas, como el agua, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, como principales ejemplos (Tabla 1). Adicionalmente, debe vigilarse la presencia de arena, pues es una sustancia que produce la erosión. Las parafinas y los asfaltenos se depositan y crean problemas. Cuando el agua está en forma líquida y en presencia de sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), forma ácidos que corroen las instalaciones.

El Gas Natural se mide en metros cúbicos (a una presión de 1,013.25 milibares y una temperatura de  $15^\circ\text{C}$ ) o en pies cúbicos (misma presión y temperatura). Por lo general, la producción de gas a partir de los pozos y los repartos a las centrales eléctricas se miden en millares o en millones de pies cúbicos (Mcf y MMcf). Los recursos y las reservas son calculados en billones de pies cúbicos (Tcf).

La cantidad de energía producida por la combustión de un determinado volumen de Gas Natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (BTU). Por lo tanto, el valor del Gas Natural se determina por su potencial energético que es medido en BTU. Una BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de Gas Natural despiden en promedio 1,000 BTU, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1,500 BTU. El potencial de energía del Gas Natural es variable y depende de su composición: mientras

más gases no combustibles contenga, menor será el valor BTU. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye directamente sobre el valor BTU del Gas Natural. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por ende, mayor será su valor en BTU.

En cada etapa de la cadena del producto, se realizan diversos análisis sobre el valor BTU del Gas Natural. Para llevar a cabo dicha tarea, se emplean analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de Gas Natural, separando el Gas Natural en componentes identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten de valor calorífico bruto en BTU por pie cúbico. La composición del Gas Natural varía según la zona geográfica, la formación o el yacimiento de donde proviene. Los diferentes hidrocarburos que forman el Gas Natural pueden ser separados tomando en cuenta sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización). En función de su contenido de componentes pesados, el gas puede clasificarse como rico (si se extraen más de 5 galones de hidrocarburos por cada 1000 pies cúbicos) o pobre (menos de 1 galón de hidrocarburos extraíbles por mil pies cúbicos).

Después de su extracción, el Gas Natural no se puede transportar tal cual, ni tiene una utilización comercial, pues necesita antes una primera transformación. El Gas Natural comercial se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que, como la humedad deben ser removidas del Gas Natural bruto. Para que el Gas Natural pueda ser transportado por gasoductos debe cumplir con ciertas reglas de calidad. En cualquier caso, el Gas Natural debe ser tratado con el fin de eliminar vapor de agua, sólidos y otros contaminantes, y separarlo de ciertos hidrocarburos que tengan un valor más elevado si se toman como producto separado que como producto mezclado.

## 1.2 VENTEO Y QUEMA DE GAS

La quema de gas, es la combustión controlada o no controlada sin aprovechamiento productivo del gas extraído de un campo, cuyo flujo contiene un porcentaje significativo de metano, pudiendo también contener otros componentes sólidos, líquidos o gaseosos (Fig. 9).

La transferencia de gas es la entrega de la custodia del gas producido por una unidad administrativa hacia otra, a cambio de un precio administrado por el organismo encargado de calificar y establecer los términos y condiciones de los cambios de custodia de combustibles entre dichas unidades administrativas, siendo tal precio igual o diferente al precio de venta de primera mano determinado por la comisión reguladora de energía para el Gas Natural.

Por otro lado, el venteo de gas es el acto de dejar escapar de forma controlada o fortuita a la atmósfera sin combustión el gas extraído, total o parcialmente.

El gas asociado que sube con el crudo a la superficie durante la producción de petróleo se elimina venteándolo o quemándolo a la atmósfera. En la actualidad, en casi todo el mundo se considera que esta práctica es un desperdicio de recursos valiosos. No obstante, la quema en mechero y el venteo también son medidas de seguridad importantes que se utilizan tanto en plataformas de petróleo y gas para garantizar que el gas y otros hidrocarburos se eliminan de manera segura encaso de emergencia, una falla eléctrica o de los equipos u otros problemas en las plantas.

La corriente de gas asociado debe desviarse hacia un sistema de quema eficiente pero, en caso de que existan opciones alternativas, debe evitarse la quema continua de gas. Antes de optar por este procedimiento, deberán evaluarse otras opciones viables para el uso del gas en la mayor medida posible e incorporarlas al diseño de producción.

Dentro de las opciones alternativas destacan: la utilización del gas para cubrir las necesidades energéticas del lugar, la inyección de gas para mantener la presión del yacimiento, una mayor recuperación utilizando el bombeo neumático,

la instrumentación con gas o la exportación del gas a una instalación cercana o al mercado. La evaluación de todas las alternativas debe ser adecuadamente documentada. Si ninguna de las opciones alternativas para el uso del gas asociado resulta viable, debe considerarse la adopción de medidas para minimizar el volumen de quema y considerar este sistema como una solución provisional, con el objetivo último de terminar con la quema continua del gas asociado a la producción.

Suponiendo que la quema en mechero sea necesaria, debe demostrarse la mejora continua del proceso de quema mediante la implementación de las mejores prácticas y de nuevas tecnologías. Para la quema de gas deben tomarse en cuenta las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- ⊖ Tomar medidas para reducir la mayor parte de las fuentes de emisiones de gas.
- ⊖ Utilizar quemadores de mechero eficientes, y optimizar el tamaño y el número de las boquillas de combustión.
- ⊖ Maximizar la eficiencia de la combustión del mechero, controlando y optimizando el flujo de combustible-aire-vapor para asegurar una proporción correcta entre las corrientes principal y auxiliar de alimentación hacia el mechero.
- ⊖ Reducir al mínimo, sin poner en peligro la seguridad, el gas destinado al mechero procedente de pilotos, instalando dispositivos de reducción de los gases de purga, unidades de recuperación de gases para la quema, gases de purga inertes, tecnología de válvulas de asiento de elastómero, cuando proceda e instalación de pilotos de conservación.
- ⊖ Minimizar el riesgo de que se apague el piloto garantizando una velocidad de salida suficiente e instalando dispositivos de protección contra el viento.
- ⊖ Emplear un sistema fiable de encendido del piloto.
- ⊖ Instalar sistemas de protección de la presión de instrumentos de alta integridad, cuando sea el caso, para disminuir los episodios de sobrepresión y evitar o reducir las situaciones de quema en mechero.

- ⊖ Reducir al mínimo la presencia de líquidos en la corriente de gas de alimentación del mechero instalando un sistema apropiado de separación de líquidos.
- ⊖ Hacer funcionar al mechero de modo que permita controlarlos olores y las emisiones visibles de humo (humo negro no visible).
- ⊖ Situar el mechero a una distancia segura de las unidades de alojamiento.
- ⊖ Implementar programas para el mantenimiento y la sustitución oportuna de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua del mechero.
- ⊖ Medir el gas de quema.

En caso de emergencia o de avería, no se debe ventear el exceso de gas, sino enviarlo a un sistema eficiente de quema. En ciertas condiciones del yacimiento, cuando la quema de la corriente de gas no sea posible, o cuando no exista un sistema de quema del gas (por ejemplo, por la falta de suficientes hidrocarburos en la corriente de gas para que se pueda efectuar la combustión o suficiente

presión del gas para que éste penetre en el sistema de quema) puede ser necesario un venteo de emergencia.

En términos económicos, el gas que se envía a la atmósfera es un recurso valioso que está siendo desperdiciado.



Fig. 9 Quemador de gas ubicado en una macropera del Campo Chicontepec.

### 1.3 INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE MÓDULOS DE SEPARACIÓN PORTÁTIL (MSP)

Con la finalidad de incorporar el aceite crudo del Campo Chicontepec a comercialización, se han instalando Módulos de Separación Portátiles (Fig. 10) en las macroperas, para separar el gas del aceite crudo, transportando éste último en carro-tanques hacia la batería más cercana. Sin embargo, no pasa lo mismo con el gas de formación, el cual se aprovecha hasta que se termina de construir el oleogasoducto para su transporte a la batería de separación y posteriormente a una Estación de Compresión y finalmente su envío al Centro de Procesamiento de Gas.

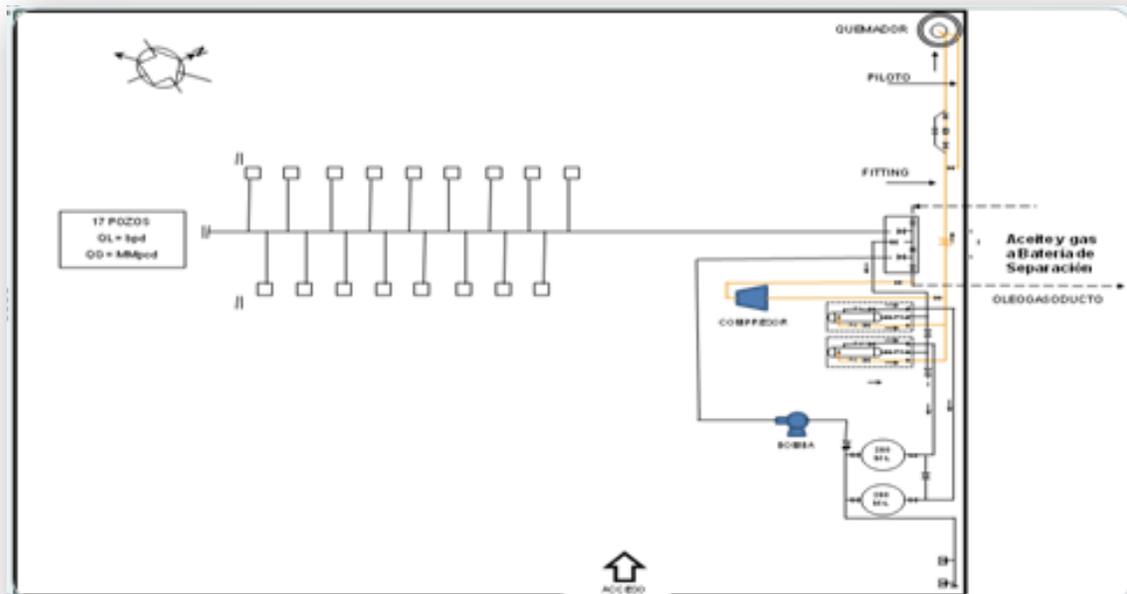


Fig. 10 Esquema de un Módulo de Separación Portátil típico



Fig. 11 Macropera del campo Chicontepec con MSP instalado



Fig. 12 Macropera del campo Chicontepec con MSP instalado

En aquellos casos en donde por falta del oleogasoducto en una macropera no se esté aprovechando el gas de formación, se requiere instalar equipo de compresión para inyectar al yacimiento gas a alta presión a través de un pozo.

Esto permite mantener la presión del yacimiento y, en consecuencia, incrementar la recuperación de los hidrocarburos. En otras macroperas donde existan gasoductos en operación cercanos se pueden construir ductos para aprovechar el gas, y así enviarlos al CPG más cercano. Adicionalmente, los pozos en los cuales por su naturaleza la presión empieza a declinar y, por lo tanto, disminuye su aportación, pueden ser convertidos a sistemas artificiales de producción con Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico, entre otros; prolongando con esto su vida productiva y evitando contaminar el medio ambiente. En los casos donde se está utilizando gas LP como combustible para los motores de combustión interna de los equipos de otro tipo de sistema artificial de producción, se podrá sustituir este por Gas Natural, disminuyendo con esto costos de operación.

Otros casos en donde se requieren instalar sistemas de compresión son:

- ⊖ Baterías de separación en donde se tiene contemplado instalar compresoras, pero que debido al largo tiempo de entrega por parte del fabricante, no es posible incorporar el gas a proceso o comercialización.
- ⊖ Estaciones de compresión existentes en las cuales, debido a la incorporación de nuevos pozos productores, se ha incrementado el volumen de gas superando la capacidad de compresión disponible, lo que provoca que se deje de enviar el gas a proceso.

Como parte del desarrollo de un campo, es necesaria la construcción de infraestructura que permita llevar a cabo todos los procesos y transporte de los hidrocarburos en el momento en que se requiere.

Un aspecto de la estrategia de explotación, es iniciar el desarrollo de uno o varios campos nuevos para incorporar cuanto antes la producción de estos. En ocasiones, algunos pozos nuevos se localizan en áreas lejanas a la infraestructura

de producción existente, o bien, los oleogasoductos tardan demasiado tiempo en ser construido aún después de haberse terminado los pozos; es por esto que se instalan Módulos de Separación Portátil en las macroperas para incorporar el aceite crudo a proceso inmediatamente e iniciar la capitalización de las inversiones (Figs. 11 y 12).

Por otro lado, todos los separadores de los Módulos de Separación Portátil cuentan con sistemas de medición de gas, tipo placa de orificio, que permiten una medición de referencia confiable, no sólo para conocer el gas que temporalmente se quema, sino para el control de la RGA y evaluar la conveniencia o momento oportuno de cerrar pozos, a fin de no desperdiciar la única energía disponible que mantiene en operación los pozos, en su etapa fluyente.

El medidor de placa de orificio consiste en una placa delgada de metal a la que se hace un orificio (abertura) generalmente redondo y concéntrico con bisel en el borde del lado corriente abajo (baja presión). Es sumamente importante que la placa de orificio se pueda cambiar con facilidad ya que, en la mayoría de los casos, no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo; para tal fin se hace uso del portaorificio (fitting).

El fitting es un mecanismo que consta de un elevador, válvula macho, válvula de purga y otros componentes que facilitan, por mucho, el cambio y colocación de la placa. Sin duda alguna, la exactitud de la medición depende en gran parte de la correcta instalación, operación y mantenimiento del registrador y demás dispositivos.

Se obtienen mejores resultados cuando la placa de orificio se instala debidamente, por lo que al colocarla en el portaorificio deben tomarse en cuenta las siguientes precauciones:

- ⊖ La placa debe estar instalada con la parte biselada de orificio hacia el lado de baja presión.
- ⊖ La placa debe centrarse con las bridas para que el orificio quede concéntrico a la tubería.

- ⊖ Los empaques usados a cada lado de la placa deben cortarse de tal modo que no exista posibilidad de obstruir el orificio.
- ⊖ Cuando la placa se sujeta al portaplaca por medio de tornillos, la cabeza de estos debe quedar del lado de alta presión.
- ⊖ Es de suma importancia evitar las turbulencias en el flujo antes del portaorificio, lo que equivale a lograr que el flujo sea laminar.

Dentro de las ventajas que ofrecen los medidores de tipo placa de orificio destacan: la sencillez para la medición, el bajo costo de operación, la facilidad para instalarse.

Todos los datos medidos en los módulos de separación son registrados de forma electrónica en el seguimiento de medición de instalaciones, en conjunto con las mediciones diarias de pozos y movimientos operativos donde se incluyen apertura y cierre de pozos, conciliaciones de facturación y consumos. Al integrar toda esta información, se generan las cifras de gas quemado que son reportadas diariamente en los reportes de producción del Campo Chicontepepec y en los reportes mensuales que son entregados a GTDH y CTDH.

- ⊖ La medición es determinada con el sistema de placa de orificio con cromatografía en línea.
- ⊖ Las mediciones en salida de baterías, estaciones de compresión y en los Módulos de Separación Portátil son determinados por el sistema de placa de orificio.
- ⊖ Las cifras reportadas en los quemadores de desfogue de cada una de las instalaciones son datos generados por balance ya que estos sistemas no cuentan con sistema de medición.

### **COMPONENTES DE UN MSP**

Un Módulo de Separación Portátil, está integrado por cualquiera de los siguientes equipos:

- ⊖ Separador de medición de 1500bpd (Fig. 13).
- ⊖ Separador de producción general de 3000bpd (Fig. 13).
- ⊖ Dos tanques de almacenamiento de 280 barriles (Fig. 14).
- ⊖ Bomba para aceite crudo de 3000 bpd (Figs. 15 y 16).
- ⊖ Quemador para máximo 4 MMpcd.
- ⊖ Sistema de compresión (Fig. 17).
- ⊖ Sistema de desfogue.
- ⊖ Líneas de interconexión.

### **PATÍN DE SEPARACIÓN DE MEDICIÓN BIFÁSICO**

| Condiciones de operación      | Máxima | Normal | Mínima |
|-------------------------------|--------|--------|--------|
| Flujo de gas (MMpcd)          | 2.0    | 0.6    | 0.06   |
| Flujo de líquido (bpd)        | 1500   | 500    | 50     |
| Presión (kg/cm <sup>2</sup> ) | 3.5    | 2.0    | 1.5    |
| Temperatura (°C)              | 32     | 30     | 20     |
| Gravedad específica del gas   | 0.76   | 0.76   | 0.76   |
| Gravedad específica (°API)    | 33     | 24     | 18     |
| Viscosidad (cp)@ 23°C         | 320    | 150    | 80     |

|                                 |                         |
|---------------------------------|-------------------------|
| Eficiencia requerida            | 99%                     |
| Remoción de partículas          | 100 micrones y mayores  |
| Parafinas y Asfaltenos          | Sí                      |
| Corrosión permisible (“)        | 0.125”                  |
| Especificación de la envolvente | SA-516-70               |
| Soporte                         | Sobre patín estructural |
| Internos                        | Sí, por diseño          |
| Recubrimiento exterior          | Por norma               |
| Diámetro (“)                    | Por diseño              |
| Longitud (ft)                   | Por diseño              |

Tabla 2 Especificaciones del patín de separación de medición bifásico.

### Instrumentación

- |                                  |  |
|----------------------------------|--|
| ⊖ Válvula de control de presión. | ⊖ Indicador de presión.                  |
| ⊖ Válvula de control de nivel.   | ⊖ Válvula de seguridad.                  |
| ⊖ Indicador de nivel.            | ⊖ Medidor de gas tipo placa de orificio. |
| ⊖ Indicador de Temperatura.      |  |

Notas: La instrumentación deberá ser neumática utilizando gas de proceso.

### *PATÍN DE SEPARACIÓN DE PRODUCCIÓN GENERAL BIFÁSICO*

| Condiciones de operación:     | Máxima | Normal | Mínima |
|-------------------------------|--------|--------|--------|
| Flujo de gas (MMpcd)          | 4.0    | 3.4    | 1.0    |
| Flujo de líquido (bpd)        | 3000   | 2500   | 1000   |
| Presión (kg/cm <sup>2</sup> ) | 3.5    | 2.0    | 1.5    |
| Temperatura (°C)              | 32     | 30     | 20     |
| Gravedad específica del gas   | 0.76   | 0.76   | 0.76   |
| Gravedad específica (°API)    | 33     | 24     | 18     |
| Viscosidad (cp)@ 23°C         | 320    | 150    | 80     |

|                                 |                         |
|---------------------------------|-------------------------|
| Eficiencia requerida            | 99%                     |
| Remoción de partículas          | 100 micrones y mayores  |
| Parafinas y Asfáltenos          | Sí                      |
| Corrosión permisible (“)        | 0.125”                  |
| Especificación de la envolvente | SA-516-70               |
| Soporte                         | Sobre patín estructural |
| Internos                        | Sí, por diseño          |
| Recubrimiento exterior          | Por norma               |
| Diámetro (“)                    | Por diseño              |
| Longitud (ft)                   | Por diseño              |

Tabla 3. Especificaciones del patín de separación de producción general bifásico

### Instrumentación

- |                                  |  |
|----------------------------------|--|
| ⊖ Válvula de control de presión. | ⊖ Indicador de presión.                  |
| ⊖ Válvula de control de nivel.   | ⊖ Válvula de seguridad.                  |
| ⊖ Indicador de nivel.            | ⊖ Medidor de gas tipo placa de orificio. |
| ⊖ Indicador de temperatura.      |  |

Nota: La instrumentación deberá ser neumática utilizando gas de proceso.



Fig. 13 Separadores de medición y de producción general

**TANQUES DE ALMACENAMIENTO MONTADOS SOBRE PATÍN Y CONEXIONES EN PARALELO**

|                            |          |
|----------------------------|----------|
| Capacidad (bl)             | 280, 560 |
| Presión de operación (atm) | 1        |
| Temperatura (° C)          | 30       |
| Gravedad específica (°API) | 18-33    |

Tabla 4. Especificaciones de los tanques de almacenamiento

Los dos tanques de almacenamiento cilíndricos verticales de 280 bls, deberán diseñarse y construirse de acuerdo a la normatividad vigente NRF-113-PEMEX - 2007 “Diseño de Tanques Atmosféricos”, estar montados sobre un patín estructural que permita reubicarlos cuando sea necesario y contar con recubrimiento interno, para manejar aceite crudo con agua congénita y recubrimiento exterior.

Los tanques de almacenamiento (Fig. 14) deberán contar con un medidor de nivel tipo cinta y flotador.

Las escaleras, los barandales y plataformas deberán ser removibles.



Fig. 14 Tanques de almacenamiento

### ***EQUIPO DE BOMBEO***

| Condiciones de operación:                 | Máxima | Norma | Mínima |
|---|--------|-------|--------|
| Capacidad (bpd)                           | 3000   | 2000  | 1000   |
| Presión de descarga (kg/cm <sup>2</sup> ) | 20     | 12    | 5      |
| Temperatura (°C)                          | 32     | 30    | 20     |
| Corte de agua%                            | 30     | 15    | 10     |
| Viscosidad (cp)@ 23°C                     | 320    | 150   | 80     |
| Gravedad específica (°API)                | 33     | 24    | 18     |

|  |  |
|--|--|
| Tipo de fluido                               | Aceite + Agua                            |
| Tipo de bomba                                | Desplazamiento positivo<br>tipo tornillo |
| Tipo de accionador                           | Combustión interna a gas                 |
| Paro y arranque                              | Manual                                   |
| Nivel no bombeable (m)                       | 0.65                                     |
| Indicador de presión (succión<br>y descarga) | Sí                                       |
| Línea de recirculación                       | Sí                                       |

Tabla 5. Especificaciones del equipo de bombeo



Fig. 16 Bomba Multifásica de tornillos gemelos utilizada en instalaciones del campo Chicontepec.



Fig. 15 Bomba centrífuga utilizada en instalaciones del campo Chicontepec.

**SISTEMAS DE COMPRESIÓN (TIPO I, TIPO II Y TIPO III)**

| Condiciones de diseño:  | Máxima | Normal | Mínima |
|---|--------|--------|--------|
| Capacidad (MMpcd)   | 4.0    | 3.4    | 1.3    |
| Presión de succión (kg/cm <sup>2</sup> )                        | 3.5    | 2.0    | 1.5    |
| Presión de descarga (kg/cm <sup>2</sup> )<br>compresor TIPO I   | 20     | 12     | 5      |
| Presión de descarga (kg/cm <sup>2</sup> )<br>compresor TIPO II  | 35     | 30     | 26     |
| Presión de descarga (kg/cm <sup>2</sup> )<br>compresor TIPO III | 190    | 150    | 120    |
| Temperatura (°C)  | 32     | 30     | 20     |
| Gravedad específica gas   | 0.76   | 0.76   | 0.76   |

|  |                                  |
|--|----------------------------------|
| Tipo de fluido   | Gas Natural (servicio amargo)    |
| Tipo de accionador                                     | Combustión interna a Gas Natural |
| Paro y arranque  | Manual                           |
| Indicador de presión, temperatura (succión y descarga) | Sí                               |
| Filtro coalescedor a la succión                        | Sí                               |

Tabla 6. Especificaciones de los sistemas de compresión TIPO I, II y III



Fig. 17 Motocompresores instalados en Macroperas del campo Chicontepec.

Los equipos de compresión tipo I, IV y V, deberán contar con un patín de compresión el cual estará constituido por:

- ⊖ Un motor de combustión interna para combustible a Gas Natural,
- ⊖ Compresores con descargadores de acción mecánica y/o neumática o un dispositivo para variación de carga,
- ⊖ Enfriador tipo solo aire para enfriamiento del gas comprimido,
- ⊖ Separador en la succión, entre etapas y en la descarga final del gas, bifásicos (con sección interior para acumulamiento y descarga de líquidos), con válvula de seguridad y controlador de nivel y válvula automática de purga de líquidos,
- ⊖ Tanque de almacenamiento para el aceite lubricante montado sobre el patín, tablero de control con señalización de fallas y protecciones, integrado al tablero; para obtener información del estado de las condiciones de operación en tiempo real.
- ⊖ Incluye sistema de medición del gas comprimido y del gas combustible.

Los equipos de compresión tipo II y III, deberán contar con un patín de compresión el cual estará constituido por:

- ⊖ Un motor de combustión interna para combustible a Gas Natural.
- ⊖ Compresores con descargadores de acción mecánica y/o neumática o un dispositivo para variación de carga.
- ⊖ Enfriador tipo solo aire para enfriamiento del gas comprimido.
- ⊖ Separador en la succión, entre etapas y en la descarga final del gas, bifásicos (con sección interior para acumulamiento y descarga de líquidos), con válvula de seguridad y controlador de nivel y válvula automática de purga de líquidos.
- ⊖ Tanque de almacenamiento para el aceite lubricante montado sobre el patín, tablero de control con señalización de fallas y protecciones, integrado al tablero; para obtener información del estado de las condiciones de operación en tiempo real. Incluye sistema de medición del gas comprimido y del gas combustible.

Un patín de interconexión constituido por:

- ⊖ Conexiones, accesorios y tuberías necesarias para la interconexión entre el patín de cabezales y el patín de compresión,
- ⊖ válvulas de bloqueo en líneas de interconexión del patín de cabezales con las líneas de succión, descarga, desfogue y condensados de baja y alta presión.
- ⊖ Válvulas de retención, en líneas de descarga y condensados.

Patín de cabezales constituido por:

- ⊖ Cabezales para la succión, descarga, desfogue y condensados de baja y alta presión. Cada cabezal deberá de tener instalado en un extremo la interconexión con el patín de cabezales de la estación de compresión correspondiente, en el otro,
- ⊖ una válvula de bloqueo tipo esfera paso completo, incluyendo brida ciega, esto aplicara cuando sea instalado el primer equipo de compresión en cada instalación.
- ⊖ Posteriormente cada cabezal de los módulos adicionales en su caso, deberán de contar con válvula de bloqueo tipo esfera y brida ciega en su extremo. Los cabezales deberán calcularse para el servicio de dos equipos de compresión.
- ⊖ El patín de cabezales, deberá estar montado sobre un patín de vigueta estructural y deberá contar con piso antiderrapante y con canaleta metálica para contención de escurrimientos de aceite lubricante e hidrocarburos.

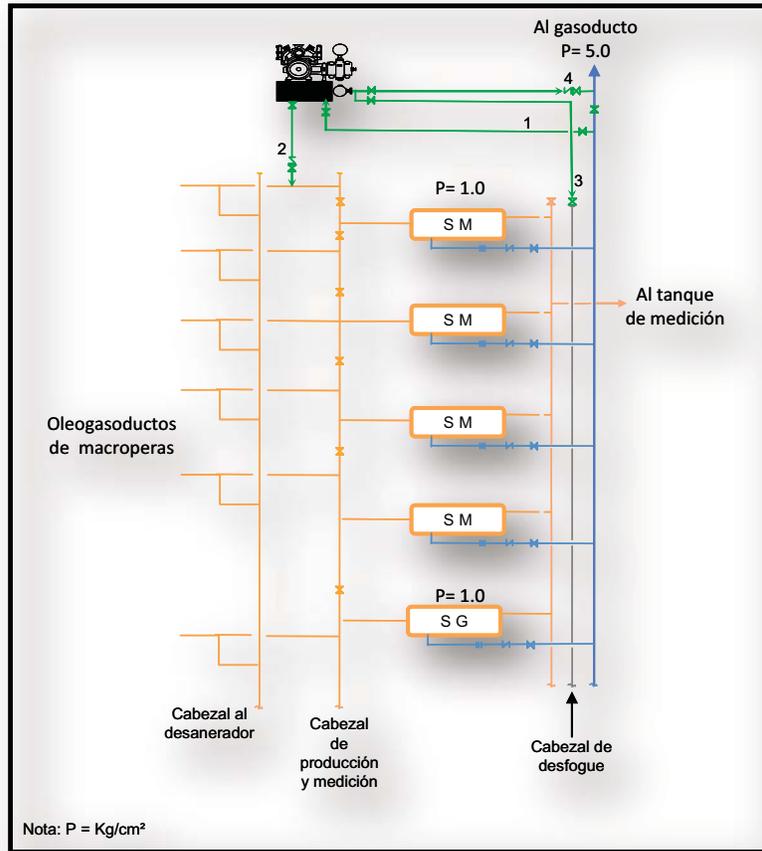


Fig. 18. Diagrama del servicio integral de compresión de gas, equipos de compresión tipo I

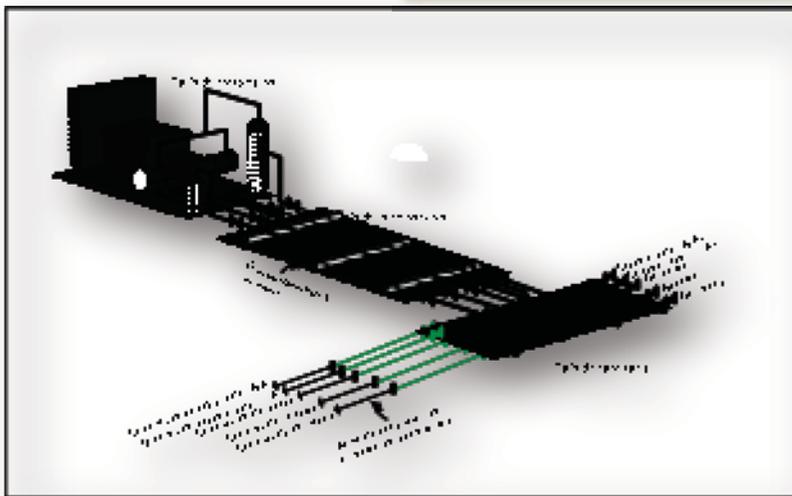


Fig. 19. Diagrama del servicio integral de compresión de gas, equipos de compresión tipo II y III

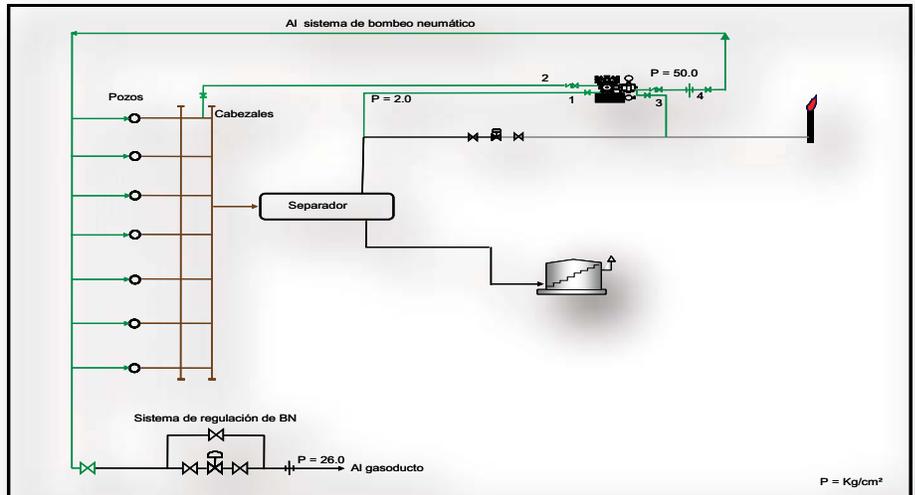


Fig. 20. Diagrama del servicio integral de compresión de gas, equipos de compresión tipo IV

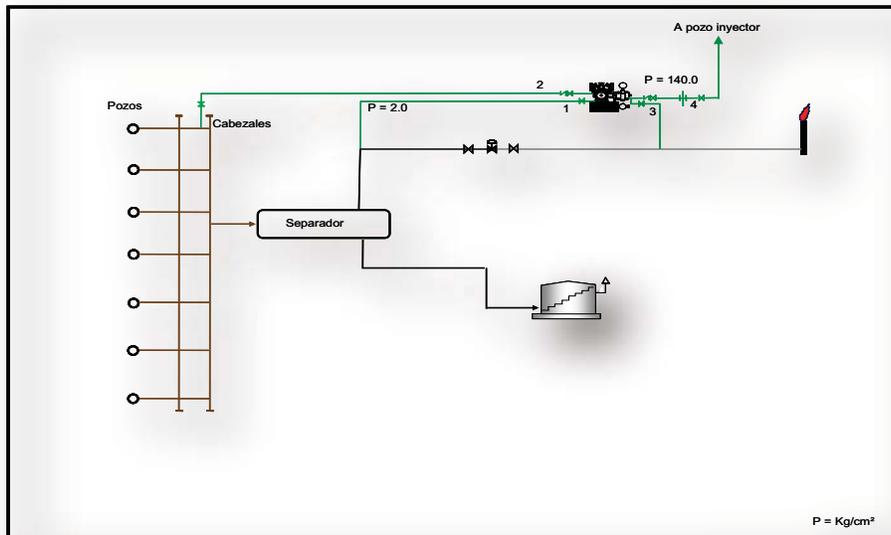


Fig. 21. Diagrama del servicio integral de compresión de gas, equipos de compresión tipo V

### **SISTEMA DE DESFOGUE**

| Condiciones de diseño:  | Máxima | Normal | Mínima |
|-------------------------|--------|--------|--------|
| Capacidad (MMpcd)       | 4.1    | 3.4    | 1.3    |
| Temperatura (°C)        | 32     | 30     | 20     |
| Gravedad específica gas | 0.76   | 0.76   | 0.76   |

|                                 |                                    |
|---------------------------------|------------------------------------|
| Servicio                        | Gas amargo                         |
| Tipo de quemador                | Elevado retráctil auto soportado.  |
| Encendido                       | Automático y/o manual a distancia. |
| Cachador                        | Sí                                 |
| Arresta-flama y válvula térmica | Sí                                 |

Tabla 7. Especificaciones del sistema de desfogue

### **LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN**

Las líneas de interconexión entre el cabezal, separadores y tanques, deberán estar de forma que no interfieran el paso de camiones tanques y actividades de perforación, terminación y reparaciones de pozos.

El dimensionamiento y arreglos de tuberías serán de acuerdo a las condiciones de operación.

Seguridad: Cada uno de los separadores de producción general, separador de medición, sistema de bombeo, sistema de compresión, deberá contar con medidas de seguridad y protección.

La distribución de equipos de proceso deberá cumplir con lo establecido en la guía técnica de seguridad industrial y protección ambiental para localizaciones y macroperas y reglas de seguridad y protección ambiental para la ubicación y



Fig. 22 Líneas de interconexión

distribución de infraestructura para el manejo de producción en macroperas del campo Chicontepec.

Cada uno de los equipos que integran los Módulos de Separación Portátil, deberá proveerse en un patín estructural tipo petrolero. Además, se debe considerar en el diseño, de acuerdo a norma, la conexión a tierra de cada equipo de proceso y los patines de éstos.

NOTA: La capacidad de todos los equipos que conforman el MSP, varía dependiendo las necesidades del caso.

## CAPÍTULO II

### ANÁLISIS DE LAS CAUSAS QUE ORIGINAN EL PROBLEMA

En la actualidad, en el campo Chicontepec la quema de cierta parte del gas producido se debe a la falta de terminación oportuna de la infraestructura para manejar la producción de hidrocarburos, dado que muchas veces, la construcción de esta demanda mayor tiempo que el que implica la perforación y terminación de pozos, orillando a instalar infraestructura provisional y utilizar medios de transporte que permitan acarrear el aceite crudo e incorporarlo a proceso antes que el gas de formación (Figs. 23).

#### 2.1 PLANEACIÓN DEL PROYECTO

El aprovechamiento del gas se refiere al consumo de gas por parte de la misma unidad administrativa de Petróleos Mexicanos como combustible en turbinas, compresores o motores o para su reinyección para mejorar la extracción de aceite en el mismo campo; a la venta del gas a terceros o su traspaso a otra subsidiaria que la procese, la consuma en usos propios o la conduzca para ser entregada a empresas que cuenten con los permisos, o bien, a usuarios finales.

#### *MANEJO OPERATIVO DE LA DESTRUCCIÓN DEL GAS (QUEMA Y VENDEO)*

Cuando se da por terminada la construcción de las instalaciones, se debe enviar un Programa de Inversiones, Operación y Mantenimiento a las Instalaciones dedicadas a la conservación, aprovechamiento y, en su caso, a la destrucción controlada de gas, debe contener por lo menos, la siguiente información:

- ⊖ Resultados del estudio PVT de los fluidos del yacimiento y, en especial, al gas asociado.
- ⊖ El pronóstico sobre la destrucción del gas a lo largo del ciclo de vida del yacimiento.

- ⊖ El plan de trabajo que contemple la programación de la quema rutinaria y del venteo temporal o intermitente permitido de gas extraído por pozo, yacimiento y campo.
- ⊖ La programación de destrucción del gas por mantenimiento y operaciones programadas.
- ⊖ Los protocolos o procedimientos a adoptar en materia de venteo y quema rutinaria de gas.
- ⊖ Sistemas de medición.
- ⊖ Programas de capacitación al personal que manejará los instrumentos y deberá ejecutar los planes y protocolos de seguridad en materia de destrucción controlada del gas.
- ⊖ Programa de inspecciones internas realizadas por PEMEX para supervisar la seguridad de las instalaciones en materia de destrucción del gas, así como los reportes de cumplimiento de los objetivos planteados en las presentes disposiciones técnicas.
- ⊖ La descripción técnica de las características de los equipos e instrumentos en general que conforman las instalaciones dedicadas a la destrucción controlada del gas extraído.
- ⊖ La descripción técnica de las características de los equipos e instrumentos en general con los que se contará para afrontar situaciones de emergencia y seguridad en la operación de estas instalaciones.
- ⊖ La descripción técnica de los instrumentos con los que se cuenta para realizar los trabajos de medición, conforme a las disposiciones técnicas que se emitan.

#### ***ESTRATEGIA EN INFRAESTRUCTURA PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO***

El desarrollo del campo en materia de infraestructura se realizará siguiendo las siguientes premisas:

- ⊖ Maximizar el uso de la infraestructura existente.
- ⊖ Optimizar la construcción de ductos mediante oleogasoductos colectores.

- ⊖ Reemplazar la construcción de nuevas baterías de separación mediante el uso de paquetes de bombeo multifásico diseñados en forma modular.
- ⊖ Centralizar el manejo de la producción mediante la construcción de centros de procesamiento de fluidos en forma modular.

## **2.2 TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN DE INFRAESTRUCTURA**

Existe una creciente preocupación pública sobre la cantidad de gas quemado, sobre todo, respecto a los volúmenes de gas venteado que se realiza en el Campo Chicontepec.

Adicionalmente, muchas de las instalaciones en donde se realiza la destrucción de gas se sitúan a distancias muy próximas a asentamientos humanos, lo que representa un riesgo latente para la seguridad de esas comunidades y del propio funcionamiento del campo.

Petróleos Mexicanos está trabajando en el diseño de instalaciones para poder aprovechar el gas que se produce en el Campo Chicontepec. Sin embargo, hasta la fecha se sigue enviando a la atmósfera un parte considerable de la producción.

Se considera importante que PEMEX resuelva a la brevedad esta problemática, y que dé prioridad a las inversiones en ductos de recolección, separadores, compresores, medidores, sistemas de almacenamiento, sistemas de reinyección e instalaciones diversas para reducir al mínimo la quema y el venteo del gas, en cumplimiento a las disposiciones técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Como una medida para poner en práctica lo anteriormente señalado, el desarrollo del Campo Chicontepec se ha reorientado a la perforación y terminación de pozos en campos y áreas con infraestructura cercana, lo cual disminuirá el tiempo de construcción de las obras requeridas para el aprovechamiento del gas.

Debido a que las obras requieren tanto de recursos económicos como humanos para su ejecución, los riesgos presentes en ésta se encuentran relacionados a factores como la falta de disponibilidad de tiempo en las inversiones, a los

incumplimientos en lo estipulado dentro de los contratos, y a la falta de equipo para llevar a cabo las acciones planeadas.



Fig. 23 Evidencias de una obra inconclusa en una macropera al sur del campo Chicontepec

### 2.3 OTROS FACTORES

Dentro de los aspectos ambientales que se deben tomar en cuenta durante el desarrollo de un proyecto de gas destacan:

- ⊖ El área de influencia directa del proyecto, tomando nota de las poblaciones o comunidades que serán impactadas, positiva o negativamente. Esto como primera instancia.
- ⊖ Luego, de forma similar, considera lo mismo para el área considerada como de influencia indirecta.
- ⊖ Número de habitantes o pobladores impactados.
- ⊖ Tomar conocimiento de las principales características de los habitantes o grupos étnicos involucrados.

Además de utilizar eficientemente las inversiones, se debe tener como objetivo a la vez la generación de un impacto ambiental mínimo y el respeto por las poblaciones presentes.

Muchas regulaciones ambientales estipulan en la actualidad la necesidad de mantener informada a la población mediante audiencias públicas, en donde los representantes del gobierno informan a las poblaciones acerca del proyecto.

Aparte deberán realizarse audiencias convocadas por los representantes de los inversionistas quienes deben informar, lo más cercano a la realidad, acerca del proyecto a desarrollarse y de los impactos que se pueden generar así como de los posibles programas de mitigación de los impactos. Esto se conoce como etapa de consultas populares. Conviene informar a las poblaciones acerca de las compensaciones que se determinen otorgar para que se tenga claridad acerca de ellas y evitar las falsas expectativas en caso de que pudiera surgir un problema.

Reducir la quema de gas exige un esfuerzo de todos los involucrados en el proyecto del Campo Chicontepec, compañías constructoras, alta dirección de PEP y de las comunidades locales.

Las acciones para el aprovechamiento del gas se basan principalmente en obras físicas, asociadas a dos tipos de riesgos:

- ⊖ Riesgos sociales
- ⊖ Riesgos meteorológicos

### ***RIESGOS SOCIALES***

Los riesgos sociales que se enfrentan son, por un lado, la exigencia en términos ambientales que las comunidades solicitan, al no permitir la emisión de contaminantes derivados de la quema o venteo de gas. Sin embargo, las obras que se proponen realizar para incrementar el aprovechamiento del gas requieren en algunos casos la ocupación de terrenos o la realización de actividades que interfieran de manera parcial en algunas actividades productivas de ciertas comunidades.

Los principales riesgos del tipo social que se vislumbran en el Campo Chicontepec son:

- ⊖ Altas pretensiones por los propietarios de los predios para liberar permisos de construcción de ductos e instalaciones.
- ⊖ Cierre de obras en construcción ante las pretensiones de grupos sociales.

### ***PLAN DE RELACIONES COMUNITARIAS***

Un buen plan de relaciones comunitarias debe considerar como mínimo los siguientes programas:

- |   |  |
|---|--|
| ⊖ Programa de comunicación y consulta                       | ⊖ Programa de compensaciones e indemnizaciones |
| ⊖ Programa de estudios de impacto ambiental                 | ⊖ Programa de supervisión y control            |
| ⊖ Programa de capacitación a contratistas y personal propio | ⊖ Programa de estudios especiales              |
| ⊖ Programa de empleo local                                  | ⊖ Programa de contingencia social              |
| ⊖ Programa de establecimiento de acuerdos                   |  |

Es importante la comunicación que debe establecerse entre la población local, las Organizaciones, el Estado, los Inversionistas y los Contratistas. Es recomendable potenciar aquellos impactos sociales positivos del proyecto y obtener de la población el convencimiento que se tiene el control y se ha programado la mitigación de los impactos sociales negativos.

#### ***PROGRAMAS DE EMPLEO***

Estimar la cantidad de personas que podrán trabajar en las diferentes actividades: por ejemplo, en sísmica, actividades de perforación, del transporte, de construcción, etc.

#### ***PROGRAMA DE CAPACITACIÓN LABORAL***

Hay que considerar la calificación de sectores de las poblaciones afectadas, en algunas actividades del proyecto:

- ⊖ Identificar la mano de obra calificada y semi-calificada con la que se cuenta en la región.
- ⊖ Contemplar la posibilidad de capacitación, por etapas, realizada en centros especializados.
- ⊖ Incorporar al personal no calificado.
- ⊖ Llevar a cabo el programa de capacitación en oficios.
- ⊖ Preparar la mano de obra calificada para diferentes oficios.
- ⊖ Organizar la capacitación en centros locales.
- ⊖ Realizar la evaluación periódica de nuevo personal para futuros trabajos. Previa capacitación.
- ⊖ Inspeccionar que la inserción laboral exitosa.
- ⊖ Ubicar lugares o centros que puedan servir como apoyo al proyecto.
- ⊖ Prepararse para la futura inserción laboral de este personal nuevo.

### ***RIESGOS METEOROLÓGICOS***

Dentro de las actividades propias de la industria petrolera, existen contratiempos producto de cambios en las condiciones climáticas, lo que obliga por seguridad a diferir cierto tipo de trabajos. Esto ocasionaría un atraso en el cumplimiento del programa de obras encaminadas a incrementar el aprovechamiento de gas.

Los riesgos meteorológicos que pudieran presentarse en el Campo Chicontepepec, son principalmente la temporada de lluvias, tormentas tropicales, que atrasarían la terminación de las obras programadas para el aprovechamiento de gas (Fig. 24).



Fig. 24 Tormenta tropical en el Golfo de México a su paso por las costas del estado de Veracruz

## CAPÍTULO III

### OPCIONES DE SOLUCIÓN

Por su naturaleza, el gas no se puede almacenar y transportar con la misma facilidad que el aceite, por lo que se requiere de mucho trabajo para alcanzar y mantener el aprovechamiento de gas deseado. Durante el proceso de lograrlo se presentan problemas técnicos, administrativos y prácticos que complican los esfuerzos por aprovechar el gas.

Para lograr el aprovechamiento de gas y evitar las emisiones a la atmósfera, en el Campo Chicontepec se estudian estrategias operativas como la instalación de equipos de compresión para incorporar el gas a proceso o bien, inyectar al yacimiento el gas de formación.

Por lo anterior es importante analizar opciones para el manejo, transporte, y distribución del gas, aprovechando infraestructura existente y estudiando escenarios factibles para esto.

A continuación se presentan algunas opciones. Los diagramas de las fig. 25 BNA con oleogasoducto y la fig. 27, Inyección al yacimiento sin oleogasoducto, se llevan a cabo actualmente de manera cotidiana en Chicontepec, El diagrama de la fig. 29, Transporte de gas comprimido, está en proceso de estudio y análisis técnico-económico, por lo que se llevará a cabo próximamente; las opciones de la fig. 26, BNA sin oleogasoducto e inyección al yacimiento y fig. 28, Incorporación a proceso con oleogasoducto, se aplican solo en casos muy específicos donde se cumplan ciertos requisitos para su aplicación y operación como un pozo disponible que cumpla con todas las características para poder ser un pozo inyector.

Se debe revisar periódicamente y dar seguimiento a los proyectos y obras para no tener tiempos de espera que puedan derivar en quema de gas, además de continuar la aplicación de nuevas tecnologías y métodos para producir, manejar, transportar y utilizar el gas. Se deben identificar áreas de oportunidad, técnicas y prácticas recomendadas para lograr la meta deseada de aprovechamiento de gas.

### 3.1 BNA CON OLEOGASODUCTO A LA BATERÍA DE SEPARACIÓN

Este sistema consiste en un sistema de Bombeo Neumático, en el cual el gas utilizado proviene de los pozos de la misma macropera contando con la tecnología necesaria para realizar este proceso (Fig.25).

Aquí la corriente líquida separada va al tanque de almacenamiento y el gas hacia un recuperador de líquidos, los cuales se envían al tanque de almacenamiento y el gas a un compresor que succiona a una presión de 2 a 3  $\text{kg/cm}^2$  y descarga a una presión de 28  $\text{kg/cm}^2$  y 70 a 75  $\text{kg/cm}^2$  donde una parte de este gas descargado se utiliza como gas de bombeo neumático por medio de un trineo de inyección, otra parte es utilizada para abastecer de energía eléctrica a la macropera (motores de bombas, luz eléctrica, etc.) a través de un generador, y lo que queda del gas, se manda al oleogasoducto con el líquido a la Batería de Separación (Fig. 26).

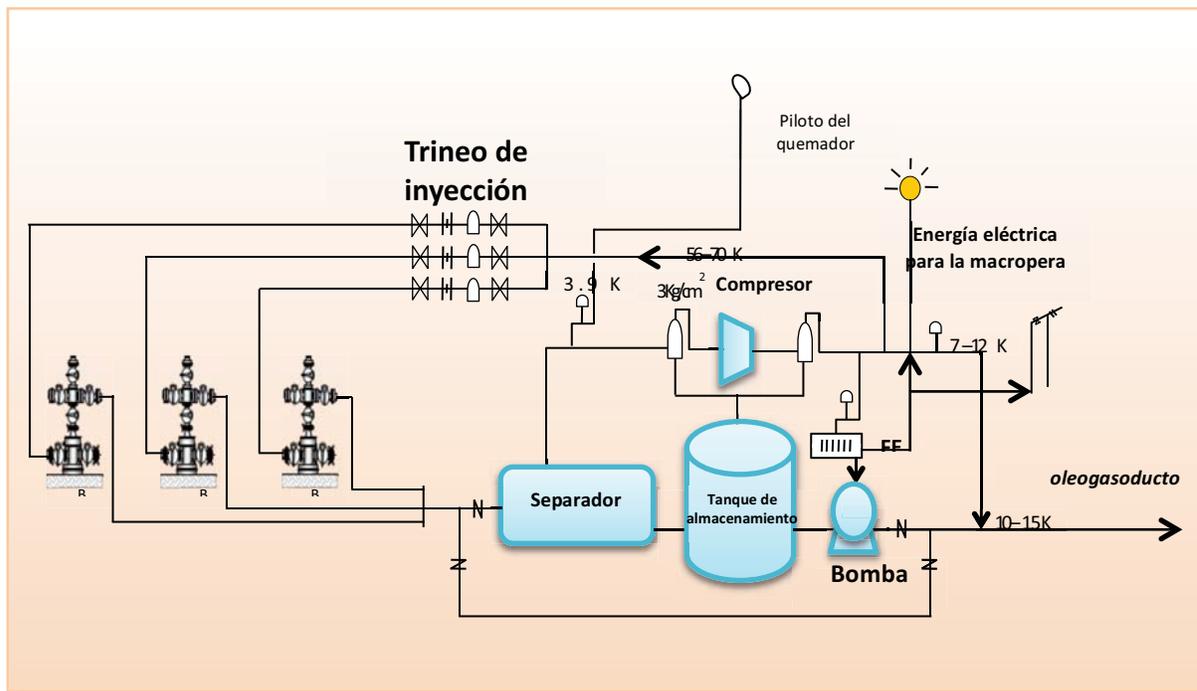


Fig. 25 Diagrama de macropera con Bombeo neumático Intermitente con oleogasoducto a BS

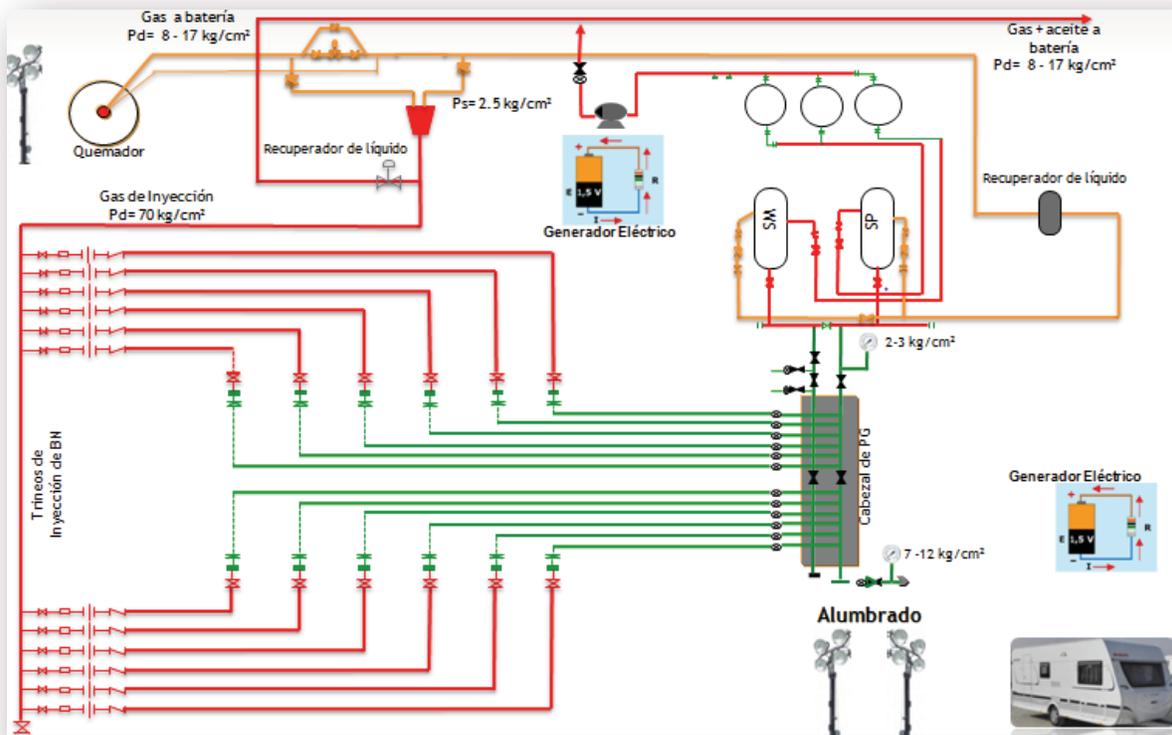


Fig. 26 Diagrama de macropera con Bombeo neumático Intermitente con oleogasoducto a BS, indicando puntos de aprovechamiento de gas, generación de energía eléctrica y BNI

### Alcance

- ⊖ Separación (Producción General y medición)
- ⊖ Medición de líquido y gas
- ⊖ Compresión para BN a 70 kg/cm<sup>2</sup> y envío de gas al oleogasoducto a 10-15 kg/cm<sup>2</sup>
- ⊖ Bombeo de aceite crudo a oleogasoducto 10-15 kg/cm<sup>2</sup>
- ⊖ Monitoreo y telemetría de variables de operación.
- ⊖ Compresión de gas alta presión
- ⊖ Generación de electricidad en sitio
- ⊖ Suministro de gas combustible para la instrumentación
- ⊖ Adecuación de equipos de bombeo diesel a eléctrico
- ⊖ Operación de alumbrado en macropera con energía propia
- ⊖ Mayor eficiencia del sistema Bombeo Neumático.
- ⊖ Operación (camper y operador)

- 
- |   |  |
|---|--|
| ⊖ Tanques de almacenamiento   | ⊖ Trineos de inyección de BN                             |
| ⊖ Quemador  | ⊖ Telemetría (monitoreo y transmisión de datos (P,Q,T)). |
| ⊖ Compresión (BN + proceso)   | ⊖ Líneas de inyección BN                                 |
| ⊖ Generación de energía eléctrica (bomba, UBM, iluminación, telemetría) | ⊖ Cabezales de recolección                               |
| ⊖ Iluminación de la Macropera (postes, cableado y luminarias)           |  |

### ***TRINEOS DE INYECCIÓN DE BOMBEO NEUMÁTICO (BN)***

Es el conjunto de mecanismos interconectados estratégicamente según las necesidades requeridas para efectuar la inyección de gas de bombeo neumático a presión a un pozo explotado por el sistema artificial de bombeo neumático.

Su función es la de controlar, regular, medir y conducir con seguridad la inyección de gas a presión del bombeo neumático requerido por un pozo explotado con este sistema artificial.

Partes que lo Componen:

- |   |                                   |
|---|-----------------------------------|
| ⊖ • Válvula de control 2"Ø, 1000 lb/pg2 (roscada o bridada) | ⊖ • Válvula motora 2"Ø(roscada)   |
| ⊖ • Válvula de aguja 2"Ø, 3000 lb/pg2 (roscada)             | ⊖ • Piloto interruptor de ciclos. |
| ⊖ • Filtro.   | ⊖ • Aparato registrador de flujo. |
|   | ⊖ • Fitting.                      |
|   | ⊖ • Válvula de retención o check. |

Todos estos mecanismos van conectados en este orden según el sentido del flujo del gasoducto hacia el pozo que se requiere explotar por el sistema de BN. El orden, según el sentido del flujo del gas en el trineo, inicia en la válvula de control y finaliza en el check (Fig. 27).

Otros materiales que se requieren para conformarlo son niplería de alta resistencia, coples, tuercas unión, codos roscados y de alta resistencia para que permita manejar con seguridad la inyección de gas a presión, a un pozo con BN.

La válvula de control es el mecanismo que inicia el control del gas de bombeo neumático inyectado al pozo que debe tener una capacidad de trabajo de 1000 lb. Es de tipo compuerta y puede ser roscada o bridada, con un diámetro interior de 2"Øy su trabajo será 100% abierta o 100% cerrada.

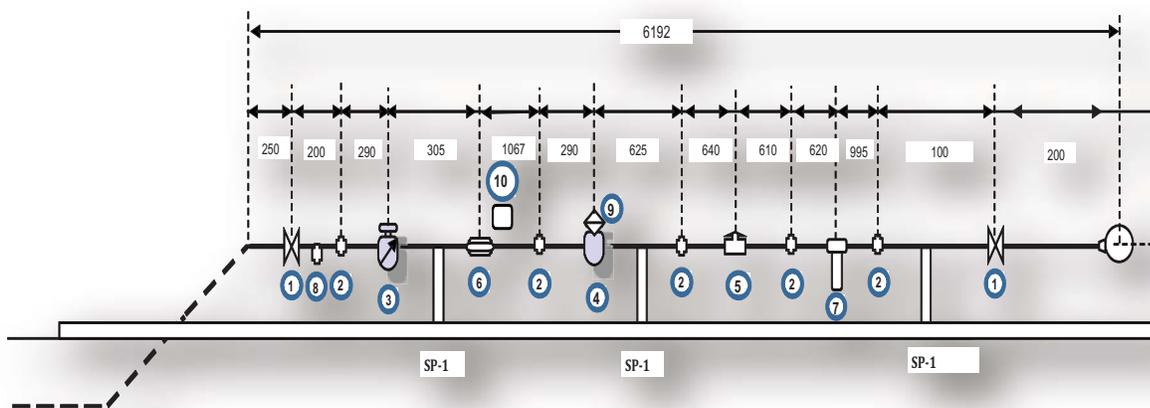


Fig. 27 Diagrama de un trineo de inyección de BN, indicando sus componentes.

| ID | DESCRIPCIÓN DEL MATERIAL   |
|----|--|
| 1  | Válvula de control tipo compuerta de 2" Ø 2000 psi roscada, api 6d   |
| 2  | Tuerca unión de golpe (2000 psi, extremos roscados)  |
| 3  | Válvula check (retención), clase 800 rosc. Tipo charnela   |
| 4  | Válvula motora normalmente cerrada extremos roscados de 2"Ø, 2000 psi, asiento de 1"Ø, con accesorios 2in bn 3/4 iv p/n e22.01031302112. |
| 5  | Válvula de medición de flujo 2"Ø, wp de 1000 psi (válvula tipo aguja)  |
| 6  | Fitting portaplaca de orificio, conexiones roscables de 2"Ø, clase 600   |
| 7  | Elemento filtrante autocambiable 2"Ø, 2000 psi, ext. Rosc.   |
| 8  | Niple de 1/2" ced-80 para toma de presión, con válvula de aguja 1/2", 1000 psi   |
| 9  | Dosificador electrónico para inyección de gas  |

Tabla 8. Principales componentes del trineo de inyección de BN

### ***BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE AUTOABASTECIDO (BNA)***

Se caracteriza por inyectar un gas de manera intermitente en un punto determinado del aparejo de producción, resultando en el gradiente de flujo natural de los fluidos del yacimiento, y reduciéndose de esta manera el componente hidrostático de la columna de fluidos desde el punto de inyección hasta la superficie. El propósito es llevar los fluidos hasta la superficie a una presión en la cabeza deseable, esto debido a que la presión en el yacimiento no es la suficiente para dar la energía necesaria a los fluidos producidos.

Los beneficios que se obtienen al inyectar gas son, entre otros:

- ⊖ Incrementar el gasto de producción al disminuir el peso de la columna hidrostática y, consecuentemente, la contrapresión en la formación.
- ⊖ Cambiar la distribución vapor-líquido (régimen de flujo) a uno con mejor mezclado y reducida retención de líquidos.

La manera convencional de incorporar el gas a la columna de fluidos producidos es mediante la inyección; por el espacio anular o por el interior de la tubería de producción; de gas proveniente de un gasoducto a alta presión, siendo las válvulas de bombeo neumático el mecanismo mediante el cual se permite el paso de gas ya sea de manera continua o en este caso, intermitente:

- ⊖ La inyección intermitente puede emplearse en un solo punto o en puntos múltiples de inyección, para lo cual primeramente un bache de líquido deberá formarse por arriba del punto de inyección (Fig. 28). Posteriormente la válvula se abre, desplazando el líquido hasta la superficie. La válvula permanece abierta hasta que el bache llega a la superficie y posteriormente cierra, permitiendo que nuevamente se forme otro bache para nuevamente iniciar el ciclo.



Fig. 28 Inyección de gas de BN.

### 3.2 BNA SIN OLEOGASODUCTO E INYECCIÓN AL YACIMIENTO

A diferencia de la opción anterior, aquí no se cuenta con un oleogasoducto construido que lleve la mezcla de líquidos directamente a la Batería de Separación, por lo que ésta se transporta en pipas (Fig. 29).

En este caso, la corriente líquida separada va al tanque de almacenamiento y el gas hacia un recuperador de líquidos, los cuales se envían al tanque y el gas a un compresor que succiona a una presión de 2 a 3 kg/cm<sup>2</sup> y descarga a una presión de 28 kg/cm<sup>2</sup> y 70 a 75 kg/cm<sup>2</sup>, donde una parte de este es utilizado como gas de bombeo neumático por medio de un trineo de inyección, otra parte es utilizada para abastecer de energía eléctrica a la macropera a través de un generador, y el gas sobrante, se reinyecta al yacimiento a través de un pozo inyector para evitar la quema de este (Fig. 30).

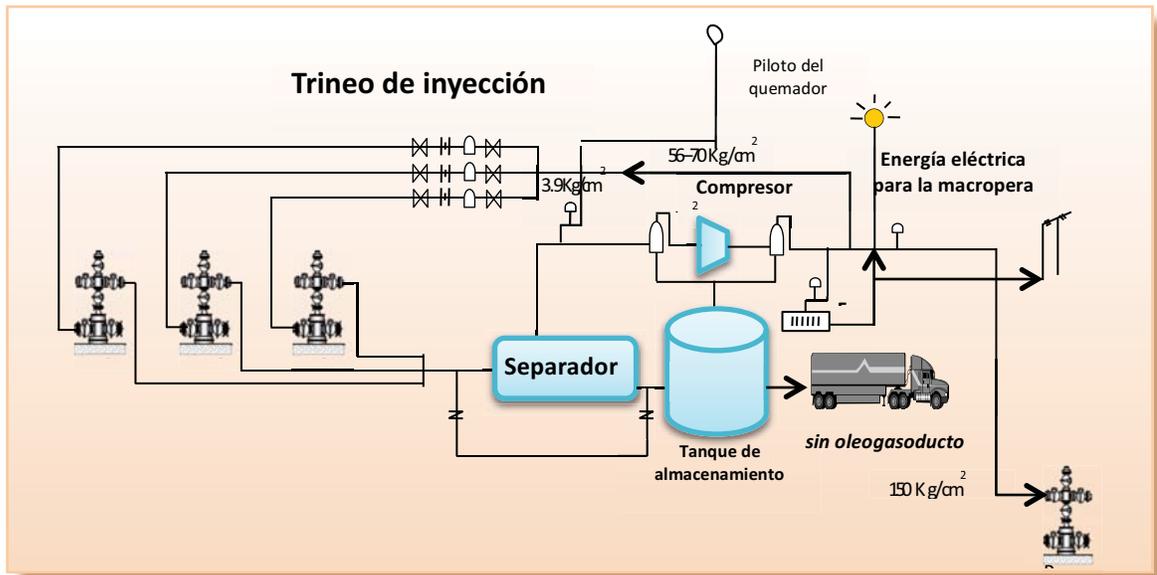


Fig. 29 Diagrama de macropera con Bombeo Neumático Intermitente sin oleogasucto.

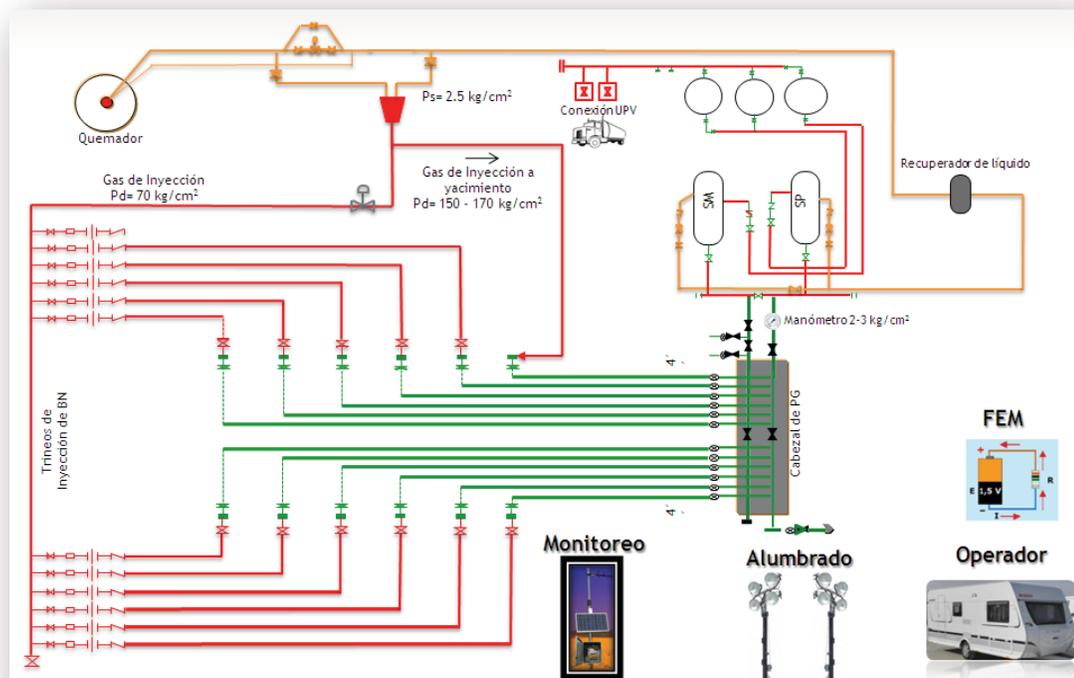


Fig. 30 Diagrama de macropera con Bombeo neumático Intermitente sin oleogasucto, indicando puntos de aprovechamiento de gas, generación de energía eléctrica y BNI.

## Alcance

- ⊖ Separación (PG y medición)
- ⊖ Medición de líquido y gas.
- ⊖ Compresión para inyección a  $150 \text{ kg/cm}^2$  y BN a  $70 \text{ kg/cm}^2$
- ⊖ Generación de energía eléctrica (Fem)
- ⊖ Monitoreo y telemetría de variables de operación.
- ⊖ La habilitación de un pozo inyector (ya mencionado)
- ⊖ La disponibilidad de un compresor en la macropera, de renta o propiedad de PEP
- ⊖ Espacio existente o ampliación de la Macropera para la entrada de las pipas que transportaran el aceite.

Para llevar a cabo ésta opción es necesario contar con un pozo candidato que sirva como pozo inyector, que por lo menos soporte una presión mayor a la de inyección que es de  $150 \text{ kg/cm}^2$ . En este caso la presión de descarga del compresor, será la misma presión de inyección del gas al yacimiento.

Para poder habilitar un pozo en una macropera como pozo inyector, es necesario, efectuar una prueba de inyectabilidad (Fig. 31), la cual consiste en inyectar en cierto intervalo, a una cierta presión, un volumen de fluido (Nitrógeno, u otro) para saber la presión que aguanta la formación antes de llegar a la presión de fractura. Este tiene que ser un pozo cerrado o sin producción.

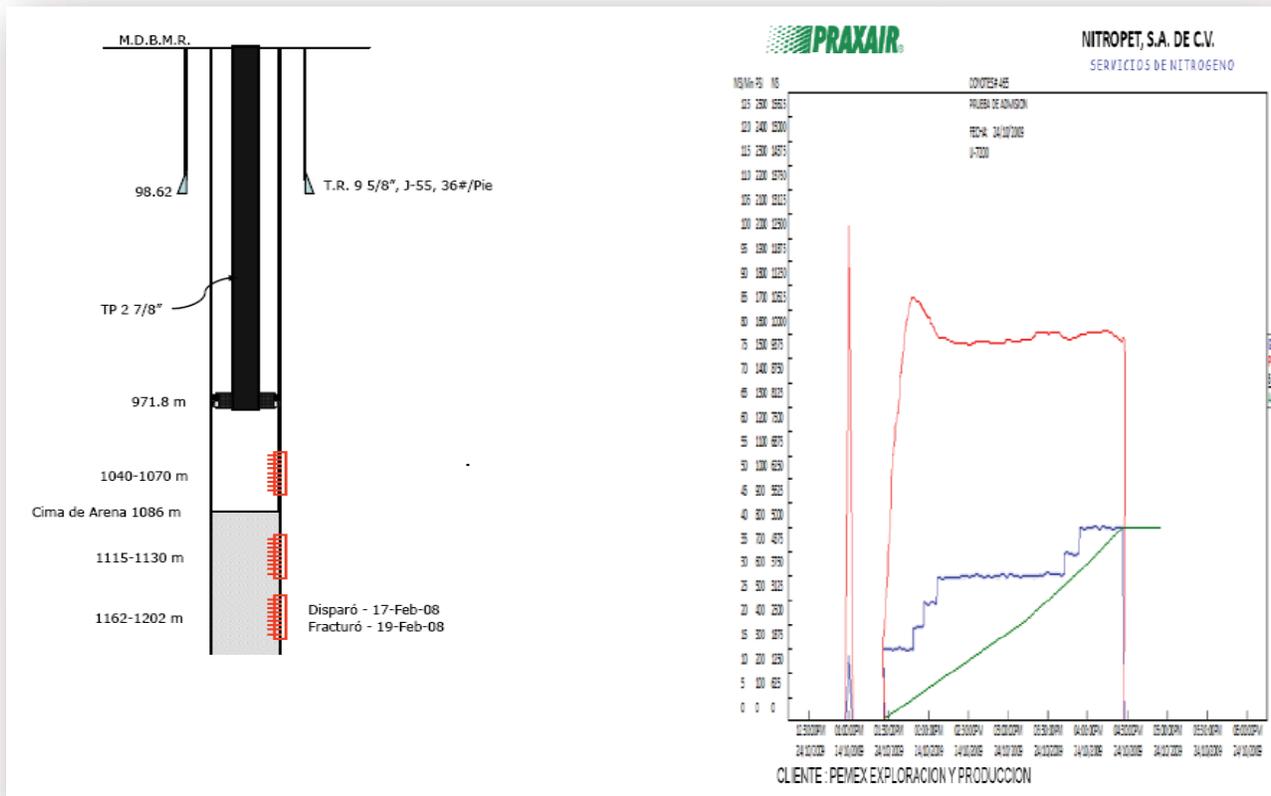


Fig. 31 Resultados de prueba de inyectabilidad realizada a un pozo antes de habilitarlo como pozo inyector en una macroperera en Chicontepec

Los parámetros tomados en cuenta para la realización de la prueba son:

- ⊖ P. inicial
- ⊖ Q(fluido inyectado)
- ⊖ P. admisión
- ⊖ P. bombeo
- ⊖ Volumen total bombeado
- ⊖ P. final

### 3.3 INYECCIÓN AL YACIMIENTO SIN OLEOGASODUCTO

Esta opción consiste en inyectar el gas a través de un pozo inyector al yacimiento a  $150 \text{ kg/cm}^2$  de presión, a falta de cualquier tipo de infraestructura para BN o para generar energía eléctrica. Esta medida sólo evita la quema de gas ya que este no se está utilizando para otros fines.

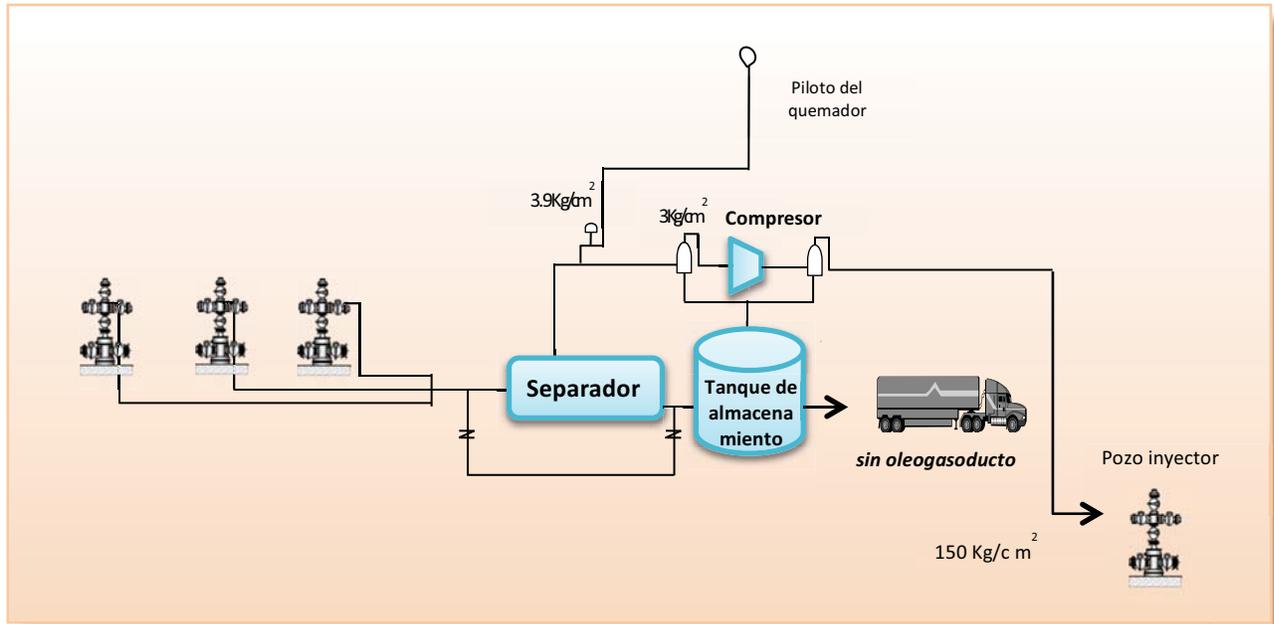


Fig. 32 Diagrama de macropera donde la producción de aceite es transportada en pipas y el gas es utilizado para inyección al yacimiento.

La producción de los pozos va directamente al separador instalado en la macropera. El aceite va al tanque de almacenamiento de donde es recolectado por pipas que lo llevaran a la Batería de Separación mas cercana. El gas pasa a un recuperador de líquidos, despues de esto, se comprime para inyectarlo a un pozo disponible que sirva como inyector (Fig. 32).

Aplicando esta opción se está evitando la quema de gas sin obtener realmente algún beneficio económico, siendo el beneficio la reducción del impacto ambiental al evitar la contaminación derivada de la quema del gas.

### 3.4 INCORPORACIÓN DE GAS A PROCESO CON OLEOGASODUCTO

En esta opción, la corriente de gas separada pasa a un compresor, lo incorpora a proceso mandándolo a una Central de Procesamiento de Gas o a una Estación de Compresión con la presión que viene de la corriente o la necesaria para que fluya (Fig. 33).

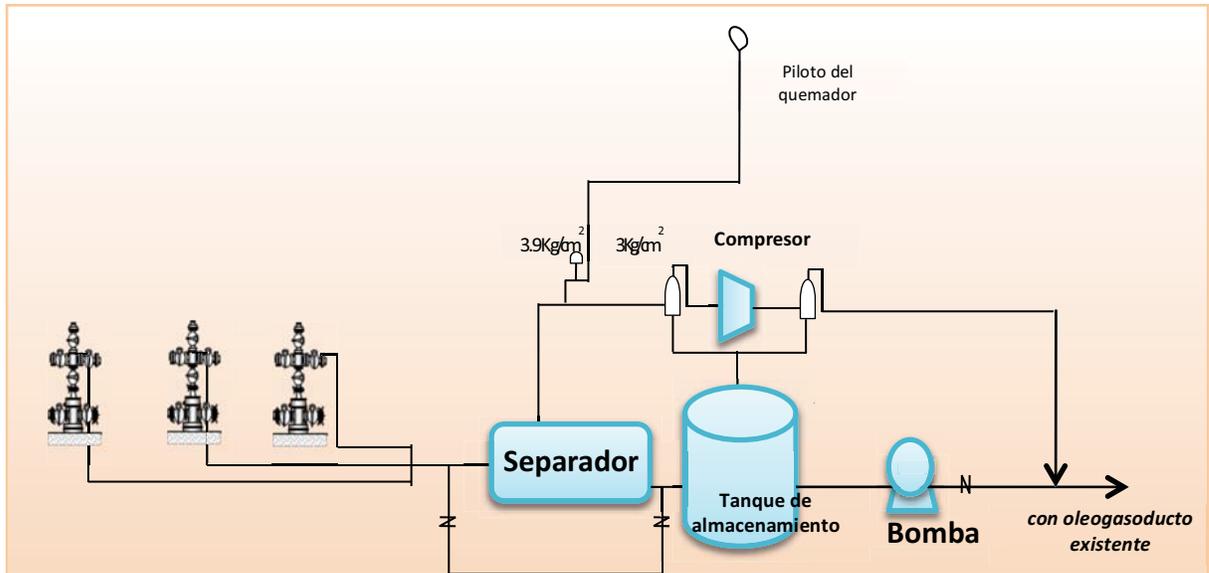


Fig. 33 Diagrama de macropera donde se comprime el gas y se incorpora a la corriente para contrarrestar la contrapresión.

Esta opción es aplicada en las macroperas con alta contrapresión donde no alcanza a fluir la mezcla por el oleogasoducto construido, entonces se instala un MSP, pero tenemos como desventajas que hay quema de gas y el aceite se transporta en pipas.

Es por eso que se plantea en esta opción instalar un patín de separación tipo petrolero, donde se separa la mezcla y se reincorpora al yacimiento, a una presión mayor que la contrapresión de la macropera suficiente para fluir o se incorpora a un oleogasoducto existente.

#### Alcance

- ⊖ Aumento de la presión de la mezcla.  $P. \text{mezcla} > \text{Contrapresión MP}$

- ⊖ Elimina pipeo y quema de gas.

### **3.5 TRANSPORTE DE GAS COMPRIMIDO**

Consiste en transportar Gas Natural comprimido a 3500 psi en cilindros sin costura en contenedores y trailers (0.125 MMpcd/contenedor x 9 cilindros= 1.125 = 1 GTM), hacia una Estación de Compresión o punto de entrega de la Central de Procesamiento de Gas a 27.5 kg/cm<sup>2</sup>). Con esta opción tendríamos ventajas como la eliminación de quema de gas, recuperación de ingresos económicos por venta del gas, y la reducción del impacto ambiental por quema y venteo de gas, pero tiene como desventaja que transporta bajos volúmenes de gas por viaje.

#### ***MÓDULO DE TRANSPORTE DE GAS (GAS TRANSPORT MODULE)***

Un módulo de transporte de gas, o GTM por sus siglas en inglés, sirve para transportar Gas Natural y otros gases desde una estación madre hasta estaciones hijas (Fig. 34).

El sistema GTM está compuesto de 9 tanques individuales los cuales son fabricados y probados bajo estrictas normas del departamento de transporte de Estados Unidos, con licencia especial (DOT SP-14266). El conjunto de 9 tanques son colocados y asegurados dentro de un contenedor de carga (hecho de acero) de 20 pies.

Esta tecnología consiste en la combinación de acero de alta tensión (91,000 psi) y la mayor resistencia de la fibra de vidrio (200,000 psi) la cual se refuerza y protege el tubo de acero y a la vez forma una tensión de cerca de 300,000 psi. La tecnología de tubos recubiertos con compuestos no es nada nuevo, pero sí su aplicación en el transporte de GNC en alto volumen (Fig. 38).

Los cilindros de los módulos GTM son fabricados intencionalmente con acero de baja fuerza de tensión, elaborados bajo especificaciones API para lograr transportar gases comprimidos cuya calidad sea similar a la exigida para transporte en gasoductos (Fig. 35).

Esto significa que el Gas Natural transportado en los GTM no tiene que ser un gas dulce como lo requiere el transporte de Gas Natural en cilindros sin costura.

Los GTM se someten a pruebas destructivas (DOT SP-14266, SEC 178.BB-12) (Fig. 36):

- ⊖ Prueba de ciclo de presión
- ⊖ Prueba de reviento
- ⊖ Prueba de fuego
- ⊖ Prueba de disparo
- ⊖ Prueba de volteo y choque de montacargas

Características importantes de los GTM:

- ⊖ Muy livianos, debido al material de su fabricación
- ⊖ Muy eficientes
- ⊖ Ofrecen seguridad
- ⊖ Muy resistentes
- ⊖ Fabricados bajo normas internacionales.



Fig. 34 Cilindros de gas comprimido transportados en GTM



Fig. 35 Proceso de construcción de un GTM

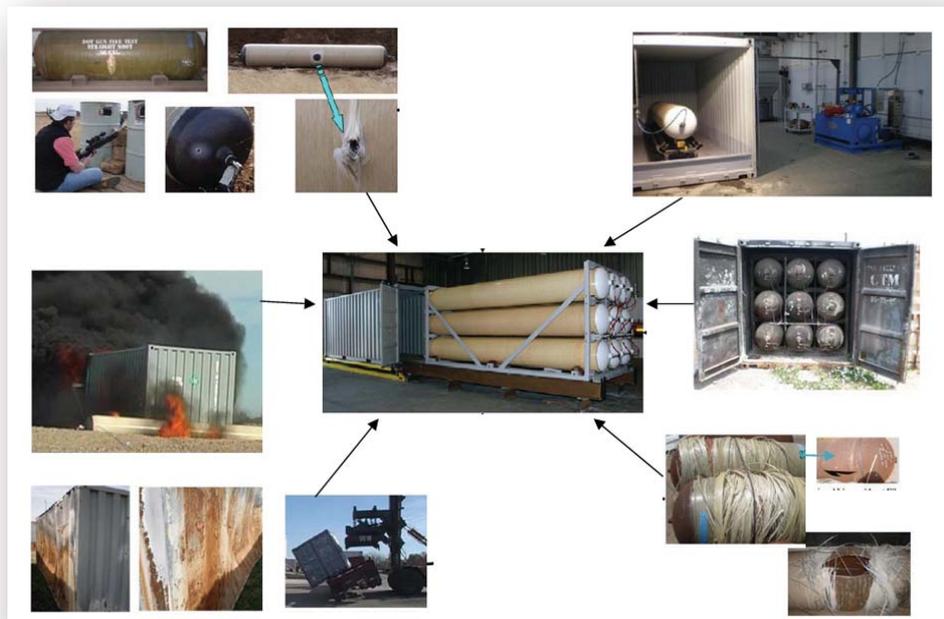


Fig. 36 Pruebas destructivas de seguridad de los GTM

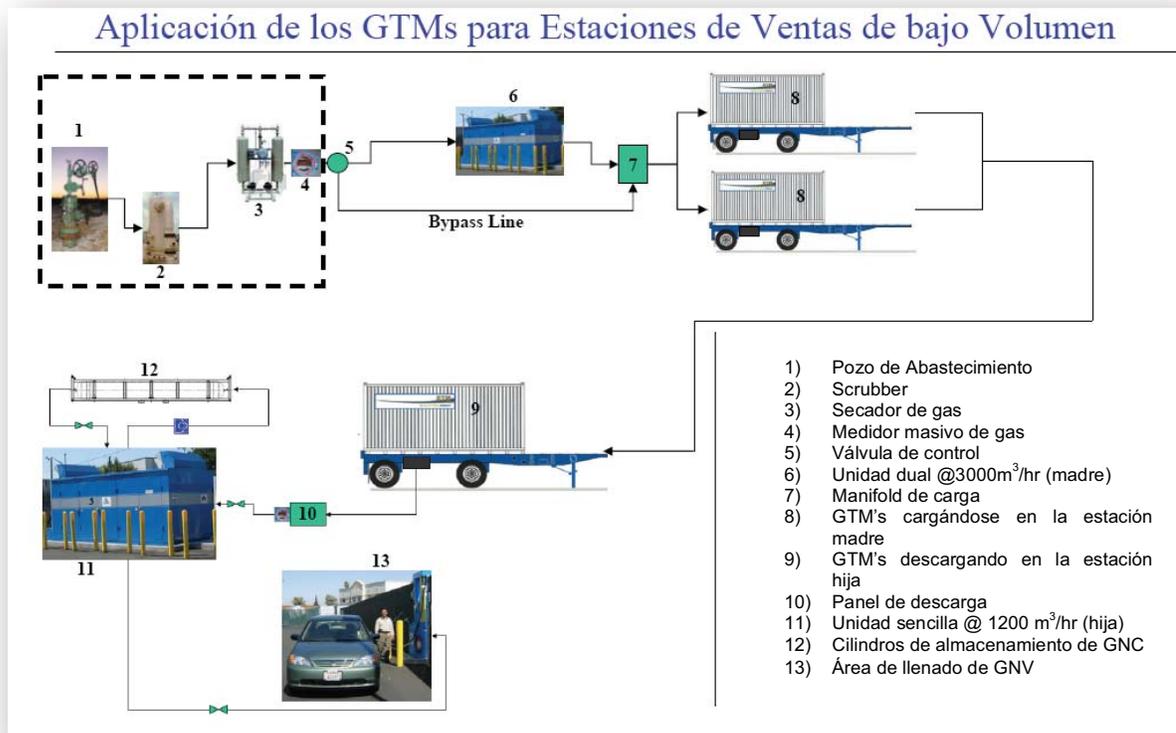


Fig. 37 Aplicación de los GTM para estaciones de ventas en bajo volumen.

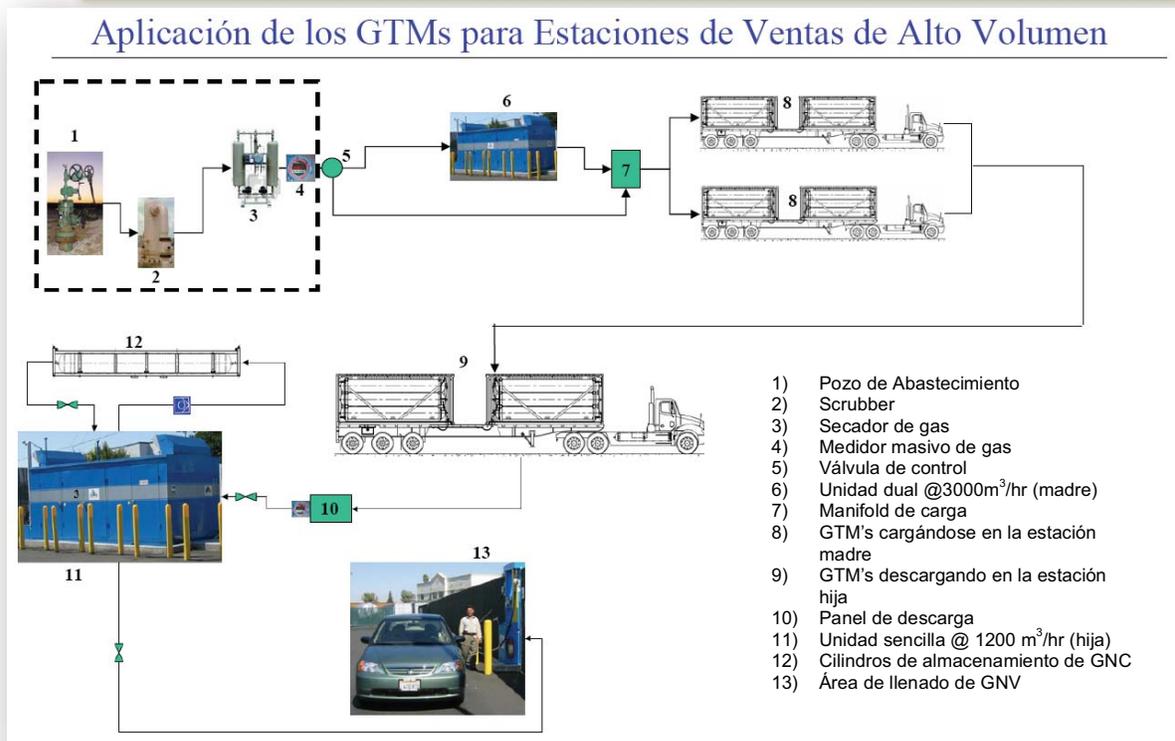


Fig. 38 Aplicación de los GTM para estaciones de ventas en alto volumen.



Fig. 39 Quemador apagado, resultado de los esfuerzos encaminados hacia un óptimo aprovechamiento de gas.

## CAPÍTULO IV

### IMPACTO AMBIENTAL Y ECONÓMICO

Se entiende como impacto ambiental a toda alteración ambiental por actividad material humana.

Los principales problemas de la industria petrolera están relacionados con los altos contenidos de  $H_2S$  y  $CO_2$  presentes en el gas disuelto en el aceite. Para solucionar dicha problemática contar con tecnologías que permitan su tratamiento y transporte bajo los parámetros de seguridad establecidos.

#### *FORMACIÓN DE LOS CONTAMINANTES PRIMARIOS*

Los combustibles fósiles contienen los siguientes elementos: hidrógeno, carbono y azufre. Pero además, contienen elementos como: nitrógeno, agua y minerales.

Al quemar combustibles fósiles se producen los siguientes compuestos (Fig. 40):

- ⊖ El hidrógeno se convierte en vapor de agua,  $H_2O$ .
- ⊖ El carbono se convierte en dióxido de carbono y monóxido de carbono (si no hay aire suficiente).
- ⊖ El azufre se convierte en dióxido de azufre,  $SO_2$ .

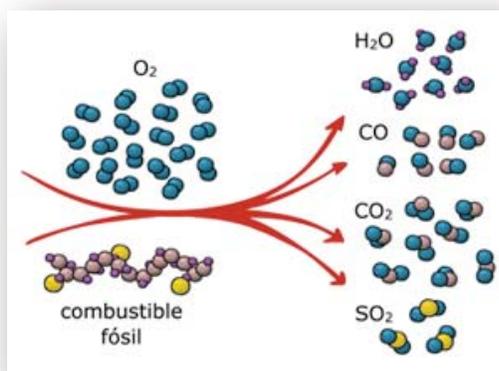


Fig. 40 Compuestos que resultan a partir de la combustión de hidrocarburos

#### 4.1 IMPACTO DEL CO<sub>2</sub> AL MEDIO AMBIENTE

En el futuro, cualquier medida que se ponga en práctica con la finalidad de reducir el volumen de emisiones de gases invernadero en la industria podría provocar efectos directos en el uso de las fuentes de energía primaria disponibles en el mundo como son los combustibles fósiles y, por ende, alterar el nivel y la composición de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), dependiendo de la fuente de energía que haya sido empleada. Cabe señalar que el CO<sub>2</sub> es uno de los gases de efecto invernadero cuya emisión a la atmósfera llama causa mayor preocupación en el mundo.

Por lo general, las emisiones de CO<sub>2</sub> se producen al utilizar un combustible fósil para obtener energía, siendo este un tema importante de discusión relacionado con el cambio climático (Fig. 41).

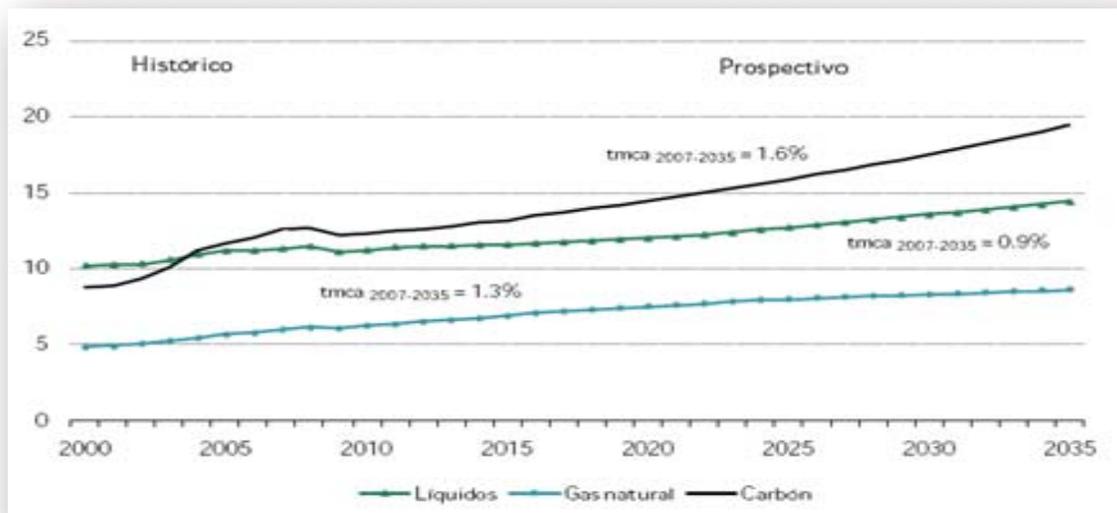


Fig. 41 Proyección al año 2035 de las emisiones mundiales de dióxido de carbono por tipo de combustible (miles de toneladas por año)

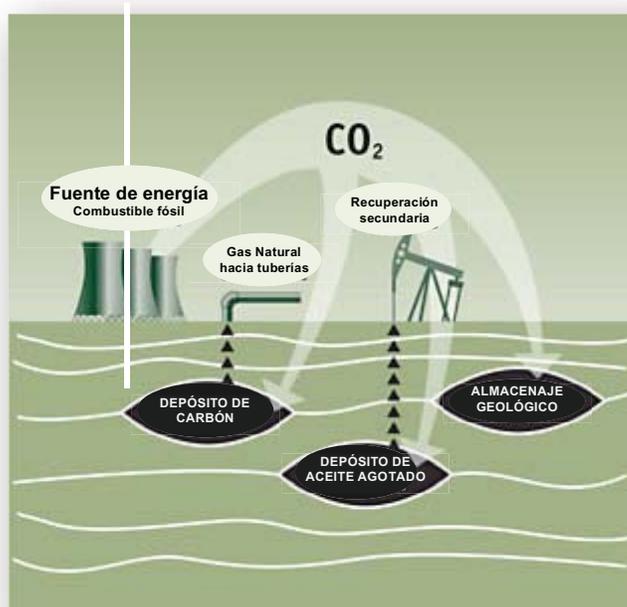


Fig. 42 Ejemplos de aprovechamiento del CO<sub>2</sub> proveniente de la quema de combustibles fósiles

### *CARACTERÍSTICAS DEL CO<sub>2</sub>*

El CO<sub>2</sub> es un gas que se forma al quemar cualquier combustible, debido a la oxidación de los átomos de carbono.

Los organismos vivos lo emiten como producto final de la oxidación de azúcares y otros compuestos orgánicos que contienen carbono. Cuando la emisión es de origen antropogénico es porque se origina fundamentalmente en procesos de generación de energía (tanto eléctrica como de calefacción y otros en instalaciones industriales), así como en los autos, las industrias, los residuos orgánicos, etc.

Es bien sabido que el dióxido de carbono es uno de los gases causantes del efecto invernadero. El incremento de su concentración en la atmósfera está maximizando dicho efecto.

Dentro de las consecuencias principales del aumento del efecto invernadero destacan las afecciones que producen sobre el clima, alterando el equilibrio de

radiación, dado que permite el paso de la radiación solar pero absorbe la radiación infrarroja emitida por la Tierra. Al prolongarse el incremento en la temperatura atmosférica se producirían alteraciones especialmente en las corrientes marinas a gran escala, deshielos polares y una variación en los regímenes de lluvias de amplias regiones, derivando finalmente en una modificación de ecosistemas.

#### *NIVELES ACEPTABLES DE CO<sub>2</sub>*

La extracción de los compuestos de dióxido de carbono del Gas Natural cumple varios objetivos. El principal consiste en remover el CO<sub>2</sub> del Gas Natural para controlar el poder calorífico de este, el cual se reduce por la presencia de gases inertes, y para evitar la formación de hielo seco ó CO<sub>2</sub> sólido en los flujos de gas que serán sometidos a procesamiento criogénico. Cuando se utiliza CO<sub>2</sub> en la recuperación mejorada de yacimientos de petróleo, el Gas Natural asociado al petróleo crudo de tales yacimientos, contiene porcentajes muy elevados de este compuesto. En este caso, resulta conveniente separar el CO<sub>2</sub> del Gas Natural, para reinyectarlo posteriormente (Fig. 42).

El gas carbónico, al disolverse en el agua, forma el ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), el cual acelera cualquier acción corrosiva relacionada al H<sub>2</sub>S, aun cuando también inicie su propio proceso corrosivo con el acero. El máximo contenido de CO<sub>2</sub> aceptado es: 1 – 3% en volumen.

#### **4.2 IMPACTO DEL METANO AL MEDIO AMBIENTE**

La concentración de metano en la atmósfera ha aumentado durante los últimos cinco mil años. La explicación más probable de este aumento progresivo reside en las innovaciones asociadas al comienzo de la agricultura, probablemente al desvío de los ríos para el riego del arroz.

La concentración de metano se ha incrementado en un 150% desde 1750 y es responsable del 20% del forzante radiactivo total de todos los gases de efecto invernadero de larga vida y distribución global.

La concentración media de metano en la superficie de la tierra es más alta en el hemisferio norte porque la mayoría de las fuentes, tanto naturales como

antropogénicas, son mayores en ese hemisferio (Tabla 9). Las concentraciones varían estacionalmente con un mínimo a finales del verano.

| <b>Emisiones Naturales</b> | <b>Antropogénicas</b>   | <b>Sumideros</b>       |
|----------------------------|-------------------------|------------------------|
| <b>Humedales</b>           | Energía                 | Suelos                 |
| <b>Termitas</b>            | Basureros               | OH Troposférico        |
| <b>Océanos</b>             | Ganadería de rumiantes  | Perdida estratosférica |
| <b>Hidratos</b>            | Tratamiento de desechos |                        |
|                            | Combustión de biomasa   |                        |

Tabla 9. Fuentes de emisión de metano

El metano se forma cerca de la superficie, y es transportado hacia la estratosfera por el aire ascendente de los trópicos. El aumento de metano en la atmósfera de la Tierra es controlado naturalmente; aunque la influencia humana puede interferir en esta regulación; por la reacción del metano con el radical hidroxilo, una molécula formada por la reacción del oxígeno con el agua.

Casi la mitad de la emisión total se debe a la actividad humana. Tanto las plantas como los bosques han sido recientemente identificadas como una importante fuente de metano. En la actualidad, se calculan emisiones anuales de que van desde 62 hasta 236 millones de toneladas.

#### ***CARACTERÍSTICAS DEL METANO***

Dentro de los componentes del Gas Natural, el metano es el componente principal (Fig. 43). También se forma y es liberado a la atmósfera a partir de los procesos biológicos que ocurren en ambientes anaerobios. Además, es un gas de efecto invernadero, pues su presencia en la atmósfera afecta la temperatura de la Tierra y el sistema climático. El metano ocupa el segundo lugar en cuanto a gases de efecto invernadero causados por las actividades humanas. Este compuesto tiene el potencial para retener el calor en la atmósfera alrededor de 23 veces más que el dióxido de carbono. Sin embargo, su periodo de vida útil en la atmósfera, de aproximadamente 12 años, es relativamente corto. Estas dos características

permiten que, al reducir las emisiones de metano, se produzca una mitigación eficaz a corto plazo en el calentamiento global (es decir, los próximos 25 años).

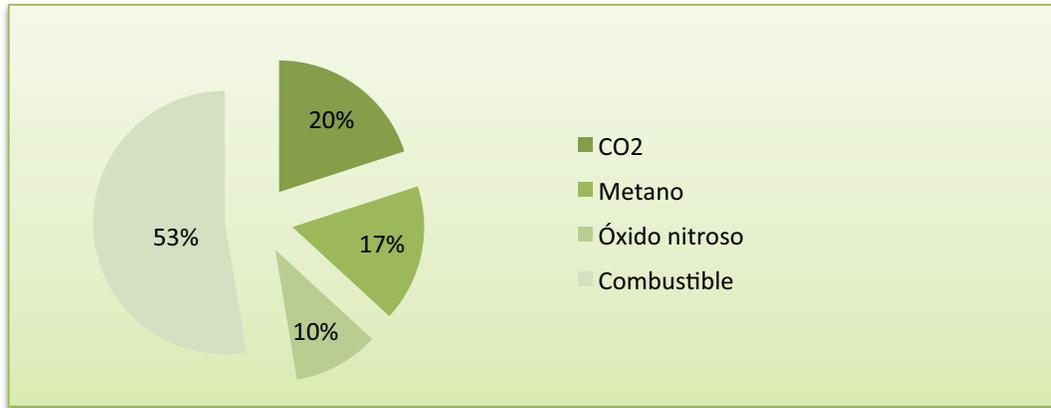


Fig. 43 Componentes del Gas Natural.

**FUENTES DE EMISIÓN DE METANO**

El metano es emitido por una variedad de fuentes antropogénicas (causadas por las actividades humanas) y naturales. Las fuentes de emisiones antropogénicas incluyen la agricultura, las minas de carbón, los vertederos y los sistemas de Gas Natural y petróleo (Fig. 44). Se calcula que alrededor del 60% de las emisiones mundiales provienen de estas esas fuentes y el resto de fuentes naturales como son los pantanos, los hidratos de gas, las termitas, etc.

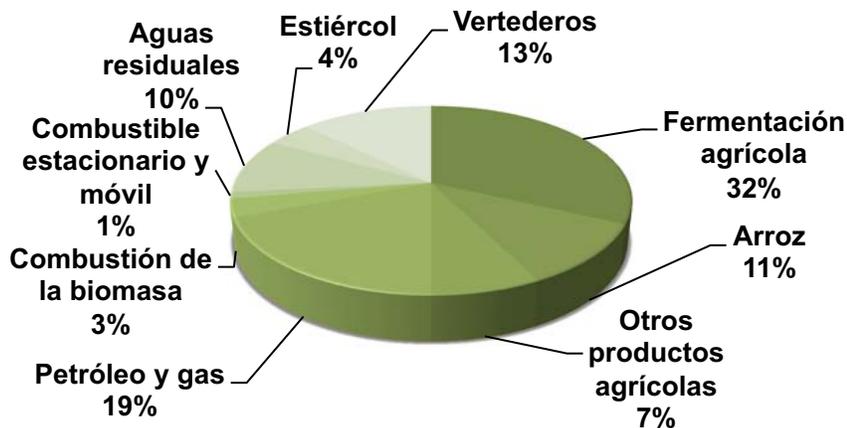


Fig. 44 Fuentes de emisión de Metano

La producción, el proceso, el transporte y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente de emisiones antropogénicas más grande de metano en el mundo; libera anualmente a la atmósfera hasta 88 mil millones de metros cúbicos de gas metano. Las emisiones varían considerablemente de instalación a instalación, y se relacionan con los procedimientos de operación y mantenimiento, así como con las condiciones del equipo.

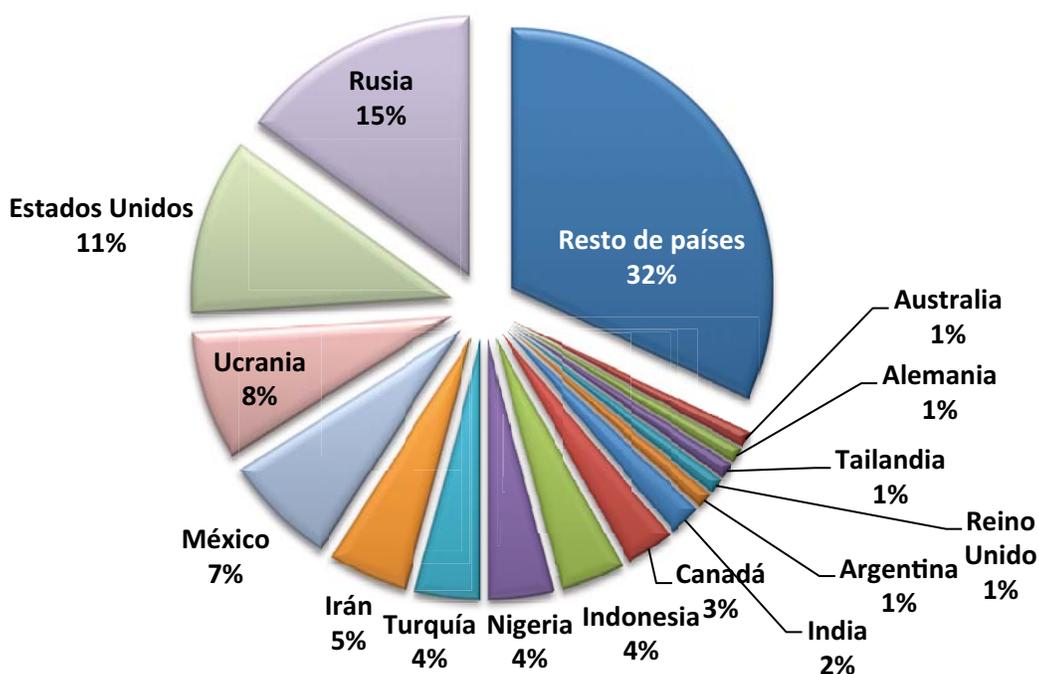


Fig.45 Países con mayor cantidad de emisiones de metano provenientes del sector de petróleo y gas.

#### ***EMISIONES DE METANO EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO***

Las actividades en la industria del petróleo y el Gas Natural, son consideradas como una de las importantes fuentes de emisión de metano; por lo cual, 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 (Fig. 45).

La actividad combinada de venteo y quema de gas, es considerada como la fuente principal de emisiones de metano en la industria petrolera nacional.

Un enfoque para la recuperación de metano a un costo razonable y a corto plazo, es su uso como fuente de energía limpia enfocada en cuatro áreas clave para la captura para uso:

- ⊖ Rellenos sanitarios
- ⊖ Residuos agropecuarios
- ⊖ Minas de carbón
- ⊖ Sistemas de petróleo y gas

#### ***BENEFICIOS DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE METANO***

Reducir las emisiones de metano aporta beneficios económicos, ambientales, en energía y seguridad. La recolección y utilización del metano provee una valiosa fuente de energía de combustión limpia que puede generar grandes beneficios económicos. Producir energía a partir del metano recuperado también puede evitar el uso de recursos de mayor emisión de energía, como la madera, el carbón o el petróleo. Esto puede reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de los usuarios finales y las plantas generadoras de energía, y también las emisiones de otros contaminantes del aire como el dióxido de azufre (causante principal de la lluvia ácida), partículas (que son fuente de problemas para la salud) y otros rastros de contaminantes peligrosos en el aire. En el caso específico del sector de petróleo y gas, los beneficios de reducción de emisiones de metano son:

- ⊖ Incremento de eficiencia energética
- ⊖ Reducción de desperdicio de combustible
- ⊖ Incremento de utilidades y reducción de costos
- ⊖ Mejora en seguridad industrial y productividad
- ⊖ Mejora en la calidad de aire y reducción de olores
- ⊖ Reducción de emisiones corporativas de gases de efecto invernadero
- ⊖ Acceso a posibles créditos de carbono
- ⊖ Avances en metas de desarrollo sustentable

Existe una amplia gama de oportunidades para reducir emisiones de metano a lo largo de la cadena de valor del petróleo y del Gas Natural. En referencia a la producción de petróleo, una estrategia es la instalación de Unidades de Recuperación de Vapor 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 unidades de recuperación de vapor, recuperan dichos vapores para utilizarse como combustible o para incorporarlos al gas de venta.

### ***IMPACTO DEL H<sub>2</sub>S***

Al Gas Natural que contiene H<sub>2</sub>S y otros compuestos del azufre se le conoce como “gas ácido”. La extracción de los compuestos de azufre del Gas Natural es necesaria ya que estos causan corrosión, reducen su valor calorífico, y son tóxicos.

Cuando es disuelto en agua, el H<sub>2</sub>S es corrosivo al acero. La reacción con el acero en medio acuoso, produce hidrógeno atómico y sulfuro ferroso, que es catódico en relación al acero, acarreado la formación de pilas galvánicas y, por consiguiente la corrosión. El hidrógeno atómico, que no puede combinarse formando hidrógeno molecular debido, por ejemplo, a la presencia del propio sulfuro ferroso, se difunde a través del acero, pudiendo actuar como incrustaciones no metálicas y producir, en estas locaciones, una abertura de interfase y una acumulación de hidrógeno, ya en la fase gaseosa, formando burbujas.

Otro tipo de corrosión posible de ocurrir por la presencia de H<sub>2</sub>S y agua, es la fractura del acero, en caso de que sea constituido por materiales susceptibles y que están sometidos a esfuerzos de tracción. Otro tipo de corrosión posible de ocurrir por la presencia de H<sub>2</sub>S y agua, es la fractura del acero, en caso de que sea constituido por materiales susceptibles y que están sometidos a esfuerzos de tracción.

Por otro lado, el H<sub>2</sub>S es casi dos veces más tóxico que el monóxido de carbono (CO), y casi tan tóxico como el ácido cianhídrico (HCN).

El máximo contenido de H<sub>2</sub>S aceptado es: 0.25 granos / 100 pies cúbicos.

Las consecuencias de la exposición al H<sub>2</sub>S en varios porcentajes se muestran en el siguiente cuadro:

| Ppm de H <sub>2</sub> S ( en volumen) | Efectos   |
|---------------------------------------|---|
| 0.01 - 0.15                           | Límite de detección de olor                               |
| 10                                    | Máxima concentración permitida para exposición prolongada |
| 100-150                               | Puede causar nauseas y debilidad después de una hora      |
| >200                                  | Peligroso después de una hora                             |
| >600                                  | Fatal después de 30 minutos                               |
| >1000                                 | Muerte inmediata  |

Tabla 10. Concentraciones en ppm de H<sub>2</sub>S y consecuencias de su exposición

El efecto del metano en el proceso de calentamiento global de la atmósfera se ha subestimado en exceso, según un estudio estadounidense que sugiere que los modelos y los controles actuales de emisiones deberían ser revisados.

El problema, es que las estimaciones realizadas hasta ahora no han tenido en cuenta la interacción del metano con los aerosoles, la mezcla heterogénea de partículas solidas o líquidas suspendidas en un gas que hay en la atmósfera.

Cuando este efecto indirecto es incluido, una tonelada de metano multiplica por 33 -y no por 25 como se pensaba hasta ahora- el efecto de calentamiento de la atmósfera que tiene una tonelada de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en un periodo de cien años.

Se calcula que el metano es el segundo gas de efecto invernadero con mayor impacto en el calentamiento global, por detrás del CO<sub>2</sub>, y el responsable de una quinta parte del aumento de las temperaturas.

La ventaja sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> es que el metano se descompone mucho más fácilmente, por lo que el efecto de las medidas para contrarrestarlo se notarían con mayor rapidez.

El 75.7% de las emisiones de metano de la industria petrolera se derivan del venteo de gas.

Con frecuencia el gas pobre o de baja presión se arroja a la atmósfera en las estaciones de flujo donde no se dispone de capacidad para su compresión, recolección y transporte. Esta representa una muy buena oportunidad para la reducción de las emisiones de metano, bien sea dotando a las estaciones de la infraestructura requerida o, cuando ello no resulte factible, instalar un quemador y quemar el gas antes de arrojarlo a la atmósfera, porque de esta manera el metano es convertido en CO<sub>2</sub> que es un gas que emite menor radiactividad.

De acuerdo a los resultados, se han identificado hasta la fecha tecnologías para el tratamiento de gas y aceite, que pueden reducir o eliminar los altos contenidos de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, mitigando los riesgos asociados al personal, en ductos de transporte y medio ambiente.

#### ***PROCESOS DE TRATAMIENTO PARA ELIMINAR LAS IMPUREZAS DEL GAS NATURAL (CO<sub>2</sub> Y H<sub>2</sub>S)***

Varios son los procesos disponibles para el tratamiento del Gas Natural. La mayoría de los procesos utiliza solventes químicos, o físicos para extraer los compuestos indeseables.

De la selección del solvente para una unidad de tratamiento del gas dependerá no solo la eficiencia del proceso sino el tamaño de los equipos y el costo total de la unidad. La elección del solvente debe basarse en:

- ⊖ La composición
- ⊖ La temperatura
- ⊖ La presión del gas

Además de la especificación deseada para el producto, estos parámetros determinarán si un solvente físico o químico es el más económico.

Los solventes químicos se caracterizan por tener calores de solución relativamente altos y por su capacidad de adsorber gases ácidos sin mostrar gran sensibilidad en relación a la presión. Los solventes físicos tienen bajos calores de solución y pueden adsorber gases ácidos en proporción de sus presiones parciales.

Si la presión parcial de los gases ácidos en el gas de entrada fuera muy baja, todos los solventes físicos pueden ser eliminados. Si la presión parcial de los gases ácidos en el gas tratado también fuera muy baja, se aplica lo mismo, excepto si la presión total del sistema fuera alta.

Además de los procesos con solventes, otros como la destilación y los procesos de lecho sólido, usados específicamente para la extracción de los compuestos de azufre, son también empleados exitosamente en el tratamiento del Gas Natural. Diversos tipos de tratamiento del Gas Natural se aplican de acuerdo a las necesidades de cada campo y tipo de gas.

Por el medio de extracción se pueden clasificar así:

| Con solventes químicos  |                                      | Con solventes físicos | De lecho sólido                  | Destilación         |
|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------|----------------------------------|---------------------|
| <b>Aminas</b>           | <b>Carbonato de Potasio caliente</b> | Sulfinol              | Hierro-esponja (Óxido de Hierro) | Proceso Ryan-Holmes |
| Monoetanolamina MEA     | Benfield                             | Selexol               | Tamices Moleculares              |                     |
| Dietanolamina DEA       | Catacarb                             | Rectisol              | Óxido de Zinc                    |                     |
| Diglicolamina DGA       | Lurgi                                | Purisol               | Carbón Activado                  |                     |
| Metildietanolamina MDEA | Vetrocoke                            | Solvente Flúor        |                                  |                     |
| Di-isopropilamina DIPA  |                                      | Agua                  |                                  |                     |

Tabla 11. Procesos para el tratamiento del Gas Natural por medio de la extracción

### **4.3 IMPACTO ECONÓMICO. ESTIMACIÓN DE COSTOS**

En todos los proyectos de manejo y aprovechamiento de gas, es indispensable considerar las inversiones y costos de operación y mantenimiento que se tendrán desde su inicio y durante su desarrollo, así como también el impacto que tendrán en el costo total del proyecto, es decir, qué porcentaje del presupuesto asignado se utilizará para la parte de infraestructura especial para evitar la quema y venteo de gas. Esto, con el fin de visualizar el costo de cada una de las opciones y determinar la viabilidad de su desarrollo, tomando en cuenta siempre las características del sistema y la premisa de hacer todo lo necesario para obtener la máxima producción posible con el mínimo impacto ambiental.

En las siguientes tablas, estimaremos el costo aproximado de los principales equipos y servicios necesarios para aplicar cada una de las opciones para el aprovechamiento de gas mencionadas en el capítulo anterior.

Cabe señalar que no se hará una comparación entre las opciones por los beneficios que cada una aporta al caso específico de aplicación, ni por el costo de éstas, ya que cada una de ellas fue diseñada para distintos escenarios y condiciones, por lo que no se podrá decir cuál de ellas es la mejor. Ninguna opción sustituye a la otra, solo se considera cual es la más factible y de mayor facilidad en su aplicación para cada caso.

### Opción 1. BNA con oleogasoducto a BS

| Requerimiento de infraestructura, equipo dinámico y otros servicios | Costo [USD]               |
|---|---------------------------|
| Cabezal de recolección  | 15,000                    |
| Separador (patín de separación)                                     | 115,000                   |
| Tanque de almacenamiento  | 23,000 <sup>4</sup>       |
| Bomba   | 230,000 <sup>***</sup>    |
| Recuperador de líquido  | 80,000                    |
| Compresor   | 550/día*                  |
| Generador eléctrico   | 240,000                   |
| Trineo de inyección para BN   | 95,000                    |
| Medición de líquido y gas   | 20,000                    |
| Monitoreo, telemetría y comunicación                                | 25/señal/día <sup>6</sup> |
| Iluminación (postes, cableado y luminaria)                          | 42,000                    |
| Quemador  | 77,000 <sup>5</sup>       |
| Oleogasoductos a BS   | 145,000/km <sup>**</sup>  |

\* Promedio de costo de compresión diario. El costo real depende del tipo de sistema de compresión a utilizar (tipo "A", "B", "C" o "D").

\*\* Este costo depende principalmente del diámetro del ducto.

\*\*\* Precio de venta variable dependiendo del tipo de bomba y la capacidad que maneje.

<sup>4</sup> Considerando un tanque con capacidad de 280 bl.

<sup>5</sup> Quemador elevado sin humo.

<sup>6</sup> Depende del tipo de señal, las instalaciones, entre otros factores.

- El costo de la renta de los equipos puede variar dependiendo de la compañía arrendadora o prestadora de servicios.

- No se incluyen costos de instalación, operación, mantenimiento y servicios adicionales que se puedan requerir durante el proceso.

Tabla 12. Tabla de conceptos para la opción 1, BNA con oleogasoducto a BS

## Opción 2. BNA sin oleogasoducto e inyección al yacimiento

| Requerimiento de infraestructura, equipo dinámico y otros servicios | Costo[USD]                |
|---|---------------------------|
| Cabezal de recolección  | 15,000                    |
| Separador(patín de separación)                                      | 115,000                   |
| Tanque de almacenamiento  | 23,000 <sup>***</sup>     |
| Recuperador de líquido  | 80,000                    |
| Compresor   | 550/día*                  |
| Generador eléctrico   | 240,000                   |
| Costo de transporte en pipas  | 286/día**                 |
| Quemador  | 77,000 <sup>4</sup>       |
| Monitoreo, telemetría y comunicación                                | 25/señal/día <sup>5</sup> |
| Trineo de inyección para BN   |                           |
| Implementación de BN autosustentable e inyección al yacimiento      |                           |
| Prueba de inyectabilidad  | 250,000                   |
| Líneas de inyección de BN   |                           |
| Habilitación de pozo inyector                                       |                           |
| Medición de líquido y gas   | 20,000                    |

\* Promedio de costo de compresión diario. El costo real depende del tipo de sistema de compresión a utilizar (tipo "A", "B", "C" o "D").

\*\* Se refiere al costo de un solo viaje de la pipa que transporta 30 [m<sup>3</sup>].<sup>4</sup> Considerando un tanque con capacidad de 280 bl.

\*\*\* Considerando un tanque con capacidad de 280 bl.

<sup>4</sup> Quemador elevado sin humo.

<sup>5</sup> Depende del tipo de señal, las instalaciones, entre otros factores.

- El costo de la renta de los equipos puede variar dependiendo de la compañía arrendadora o prestadora de servicios.

- No se incluyen costos de instalación, operación, mantenimiento y servicios adicionales que se puedan requerir durante el proceso.

Tabla 13. Tabla de conceptos para la opción 2, BNA sin oleogasoducto e inyección al yacimiento

### Opción 3. Inyección al yacimiento sin oleogasoducto

| Requerimiento de infraestructura, equipo dinámico y otros servicios | Costo [USD]           |
|---|-----------------------|
| Cabezal de recolección  | 15,000                |
| Separador (patín de separación)                                     | 115,000               |
| Tanque de almacenamiento  | 23,000 <sup>***</sup> |
| Costo de transporte en pipas (diario)                               | 286/día*              |
| Recuperador de líquido  | 80,000                |
| Compresor   | 550/día**             |
| Quemador  | 77,000 <sup>4</sup>   |
| Habilitación de pozo inyector                                       | 20,000                |
| Prueba de inyectabilidad  |                       |
| Medición de líquido y gas   | 20,000                |

\* Este costo depende principalmente del diámetro del ducto.

\*\* Promedio de costo de compresión diario. El costo real depende del tipo de sistema de compresión a utilizar (tipo "A", "B", "C" o "D").

\*\*\* Considerando un tanque con capacidad de 280 bl.

<sup>4</sup> Quemador elevado sin humo.

- El costo de la renta de los equipos puede variar dependiendo de la compañía arrendadora o prestadora de servicios.

- No se incluyen costos de instalación, operación, mantenimiento y servicios adicionales que se puedan requerir durante el proceso.

Tabla 14. Tabla de conceptos para la opción 3, Inyección al yacimiento sin oleogasoducto

| <b>Opción 4. Incorporación a proceso con oleogasoducto</b>                 |                          |
|--|--------------------------|
| <b>Requerimiento de infraestructura, equipo dinámico y otros servicios</b> | <b>Costo [USD]</b>       |
| Cabezal de recolección   | 15,000                   |
| Separador (patín de separación)  | 115,000                  |
| Tanque de almacenamiento   | 23,000 <sup>4</sup>      |
| Bomba  | 230,000 <sup>***</sup>   |
| Recuperador de líquido   | 80,000                   |
| Compresor  | 550/día <sup>*</sup>     |
| Medición de líquido y gas  | 20,000                   |
| Quemador   | 77,000 <sup>5</sup>      |
| Oleogasoducto a BS   | 145,000/km <sup>**</sup> |

\* Promedio de costo de compresión diario. El costo real depende del tipo de sistema de compresión a utilizar (tipo "A", "B", "C" o "D").

\*\* Este costo depende principalmente del diámetro del ducto.

\*\*\* Precio de venta variable dependiendo del tipo de bomba y la capacidad que maneje.

<sup>4</sup> Considerando un tanque con capacidad de 280 bl.

<sup>5</sup> Quemador elevado sin humo.

- El costo de la renta de los equipos puede variar dependiendo de la compañía arrendadora o prestadora de servicios.

- No se incluyen costos de instalación, operación, mantenimiento y servicios adicionales que se puedan requerir durante el proceso.

Tabla 15. Tabla de conceptos para la opción 4, Incorporación a proceso con oleogasoducto

Se puede observar que para la opción 5, transporte de gas comprimido en cilindros, no se cuenta con una tabla de conceptos desglosada ya que, como se comentó anteriormente, es una opción que aún está siendo analizada por parte de PEP en el campo Chicontepec y, hasta el momento, no se tiene una respuesta definitiva acerca de su aplicación. Esta opción se presenta en este trabajo porque resulta muy factible para esta área y se tienen proyectos muy serios para llevarla a cabo en un muy corto plazo.

Notas generales:

Los datos registrados en las tablas anteriores, fueron obtenidos a partir de catálogos de conceptos de compañías prestadoras de servicios y proveedoras de PEMEX-PEP, tomando en cuenta el tipo de equipos, servicios e instalaciones que se manejan en el Campo Chicontepec.

Estos son solamente referencias y permiten dar una noción general del costo real que implica la aplicación de cualquiera de las opciones. Se debe tener en cuenta siempre que todos los componentes, dependen de cada caso y no se puede generalizar en este aspecto.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Gas Natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesta principalmente de metano, aunque contiene otros compuestos más pesados. Es una fuente de energía de las más seguras hasta el momento y uno de los combustibles más atractivos por sus ventajas económicas y ecológicas. Además, por sus propiedades se puede considerar como una alternativa estable y económica a la práctica de quemar carbón y petróleo como combustibles.

Debido a las características de los yacimientos de Chicontepec (altos valores de RGA y su mecanismo de empuje por gas disuelto liberado), aumenta rápidamente la producción de gas, y es necesario tener la capacidad para manejarlo y transportarlo para obtener el máximo beneficio económico y el menor impacto ambiental.

De acuerdo a la experiencia y conocimiento adquirido a lo largo del desarrollo del proyecto en el campo Chicontepec, se ha considerado ejecutar distintas actividades, por ejemplo, para optimizar resultados en cuestión operativa, se considera realizar medición y control de la producción de cada uno de los pozos, manejo y reducción de contrapresiones de cada uno de los pozos hacia la central de recolección, e instalar telemetría y monitoreo de las operaciones en los pozos. Otra acción que se realiza es el estudio del sistema integral de producción y la optimización del uso de infraestructura superficial para generar el mayor aprovechamiento de recursos posible; el desarrollo de tecnología para maximizar la productividad de nuevas áreas a incorporar.

Por lo anterior, en el campo Chicontepec, se planea la aplicación de algunas tecnologías que puedan servir al proyecto, como estranguladores de fondo, sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico y perforación de pozos horizontales y multilaterales.

En proyectos de aprovechamiento de gas en el campo Chicontepec, es muy importante tomar en cuenta todos los factores que intervienen, desde infraestructura existente, la que hace falta, la producción de los pozos, incluso comunidades cercanas y factores económicos.

Es fundamental dar prioridad a estos proyectos, por el beneficio económico que nos pueden traer, pero principalmente por el que proporcionan al medio ambiente, ya que, la quema y venteo de gas no son prácticas correctas en la industria petrolera; al contrario, todos los esfuerzos que actualmente se realizan están enfocados en eliminar estas prácticas.

En la realización de este trabajo, se documentaron las opciones para el aprovechamiento de gas que se están llevando a cabo, y otras que se están considerando poner en práctica en el campo Chicontepec, presentando los requerimientos de equipo y todo lo necesario para cada caso, la factibilidad de su operación, y el beneficio que traerán no solo al proyecto como tal, sino en general a la industria en México, apegándose a los estándares actuales de límites permitidos para la quema de gas propuestos por organismos como la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Hoy en día, en ésta industria que es tan competitiva, se necesita innovar y proponer acciones y soluciones para los problemas que día con día se van presentando haciendo uso de la tecnología y de los recursos que estén a nuestro alcance. Esto se está haciendo en el campo Chicontepec, donde gracias a la aplicación de estas acciones (entre las que se encuentran las presentadas en este trabajo), se ha logrado aumentar la productividad de éste, incorporando un importante volumen de hidrocarburos a la producción nacional.

Se dará seguimiento a las opciones que hasta ahora se están llevando a cabo, y sobre todo a las que están en proceso de estudio para incorporarse, esperando que sean factibles para su aplicación a corto plazo con el fin de contribuir a alcanzar las metas planteadas.

Se debe poner especial atención en el atraso en la terminación de las obras, pues es un factor del cual depende la incorporación de la producción y el transporte eficiente del gas por gasoductos, y que representa el principal problema que provoca la quema de gas.

El aprovechamiento de gas debe ir enfocado principalmente al cuidado del medio ambiente como lo dicta la CNH, quien solicita trimestralmente reportes de las obras para el aprovechamiento de gas a los activos de PEMEX con la finalidad de llevar un registro y un control de estas obras, indicando los volúmenes de gas aprovechado y por tanto la cantidad de gas que se deja de ventear a la atmósfera y de quemar, viendo así concretados los esfuerzos que se realizan hacia esta causa.

Las opciones presentadas, se pueden aplicar de acuerdo a las necesidades y oportunidades de cada zona, ya que cada campo, sector, o pozo se comporta de una manera distinta y es importante el buen diseño de la infraestructura, el uso adecuado de tecnología, y de las nuevas ideas y propuestas para el manejo de los hidrocarburos.

Con las medidas tomadas, para Enero de 2012 se aprovechan 73.4 MMpcd de gas, lo cual confirma que los esfuerzos realizados han rendido frutos.

Es necesario seguir trabajando en estas iniciativas para lograr las metas propuestas y seguir avanzando en materia de aprovechamiento de gas, aspecto prioritario hoy en día para cualquier proyecto de desarrollo en la industria petrolera.

---

## REFERENCIAS

1. Secretaria de Energía. [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)
2. BP. [www.bp.com](http://www.bp.com)
3. American Gas Association. [www.aga.org](http://www.aga.org)
4. [redeastre.inia.gob.ve/index2.php](http://redeastre.inia.gob.ve/index2.php). Opciones de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.
5. El Metano, usos y soluciones. Sandoval Pérez Uriel Fernando.
6. International Energy Outlook 2010. EIA/DOE.
7. GTM Innovative Solutions for Gas Transportation a Kelly Bros Company. Presentación de GTM para PEMEX. Nelson de la Nuez. Director de ingeniería. GTM Manufacturing, LLC.
8. Proyecto de la Norma Oficial Mexicana. PROY-NOM-001-SECRE-2008. Especificaciones del Gas Natural.
9. Documento para cumplir con las disposiciones técnicas para la quema de gas y venteo. Documentación de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y venteo de gas. Las reservas de hidrocarburos de México. Pemex Exploración y Producción 2011.
10. Resolución CNH.06.001/09 sobre las disposiciones técnicas para la quema y venteo de gas en México publicada en el Diario Oficial de la Federación con fecha del 4 de Diciembre de 2009.
11. Evaluación de Impacto Ambiental. Dr. Federico J. Iribarren
12. Shindell, “The Times”, Diario Británico. Revista Science.
13. Manual, PEMEX Exploración y Producción. Activo de Producción Poza Rica. Operación de Explotación. Programa de reacondicionamiento al Sistema Artificial de BN.
14. Apuntes de BN. Instituto Mexicano del Petróleo.

- 
15. Producción de Pozos I. UNAM.
  16. Reportes trimestrales 2010, 2011 de Aprovechamiento de Gas para la CNH.
  17. “Tecnologías para el tratamiento y manejo de gas con altos contenidos de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en campos de Campeche oriente”.  
  
Ing. Arturo Hernández Madariaga.  
  
Ing. Erika Patricia Mulato Enriquez.  
  
Ing. Miguel Angel Pérez Mares.  
  
Ing. Miguel Angel Paredes Vargas.  
  
Febrero de 2011
  18. “Estrategias de reducción de gas quemado en sistemas de producción de los Campos Maloob y Zaap”. M. en I. Fredy López Samado
  19. “PEMEX no abatió la quema de gas, pero evitó perder 2 mil 700 mdd”. Israel Rodríguez. Lunes 6 de Junio de 2011. La Jornada.
  20. Energía Nuclear, Carbón y Gas Natural. Odón de Buen Rodríguez. Energía a Debate. Mayo- Junio 2011.
  21. CNH. Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Revisión y recomendaciones. Abril 2010.
  22. Restricciones Ambientales que han incrementado el uso del Gas Natural. Ing. Rafael Zoeger.
  23. Dictamen técnico para convenio. “Servicio de manejo de gas amargo por compresión en campos del Activo Integral Veracruz”.
  24. Manual de Acido sulfhídrico. PEMEX Exploración y Producción. SSPA. 2009.
  25. Base de Usuario. Módulos de Separación Portátil (MSP). Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación. AIATG. Región Norte. Diciembre 2009.
  26. Desarrollo Sustentable. Pemex.com

27. Base de usuario Servicio Integral de Compresión. AIATG, Ver. 08-09
28. Documentación de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y venteo de gas. PEP. AIATG. 2010.
29. Presentación “Macroperas Autosustentables” PEMEX PEP, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Septiembre 2011