



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JOSÉ LUIS ORTIZ CAMARGO

DIRECTOR DE TESIS:

MTRO. CLAUDIO CÉSAR DE LA CERDA NEGRETE

MÉXICO, D.F. 2014



A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad, por la formación que me han dado.

Es gracias a ustedes que es posible el presente trabajo.

En verdad, gracias.

José Luis Ortiz Camargo.

Agradecimientos

También quisiera reconocer y agradecer a la Gerencia de Finanzas del carbono de Petróleos Mexicanos por el apoyo en cada paso dado.

A mi Director de tesis por el apoyo y la atención que me brindó. A todos y cada uno de los sinodales, por sus oportunas correcciones y enseñanzas.

A todos los profesores que tuve y tengo en mi vida escolar, todos han aportado una parte de lo que soy y de lo que es este trabajo.

Agradezco a mis amigos por su comprensión por brindarme eso tan valioso de ustedes, eso único que me satisface de saber que han estado y estarán conmigo en todo momento, a Isaac, a Iliada, a Pablo Enrique, a Erick, a Diego, a Alberto, a Marlon, a Gustavo Arturo.

Quiero reconocer el apoyo, el cariño que me fue dado por parte de mi familia, gracias a Lourdes, a Esperia, a Tomás, a Vero y Rubén, a Francisco Romero, a Xiomy, a Alfonso, a otro Alfonso, a Sofía Ortiz Ramírez.

Quiero reconocer el apoyo y amor a Melina Balderas.

Y sobre todo dedico éste esfuerzo a mi hermana Coral Ortiz Camargo, a mi padre, José Luis Ortiz Ramírez me hubiera gustado que estuvieran ahí.

Y todo lo que soy y seré es gracias a mi madre, Susana Camargo Aguilar. Quiero que veas esto como un homenaje, una permanente ofrenda de agradecimiento.

Declaración de autenticidad

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y no incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

José Luis Ortiz Camargo, México, D.F., 2014.

Tabla de contenido

| | |
|---|-----------|
| Introducción..... | 7 |
| Justificación..... | 8 |
| Hipótesis..... | 9 |
| Objetivos..... | 9 |
| <i>Objetivos Generales.....</i> | <i>9</i> |
| <i>Objetivos Particulares.....</i> | <i>10</i> |
| Metodología..... | 10 |
| Capítulo I, El gas natural..... | 11 |
| 1.1 <i>El origen del gas natural.....</i> | <i>13</i> |
| 1.2 <i>Composición del gas natural.....</i> | <i>17</i> |
| 1.3 <i>Clasificación del Gas Natural En función de la Composición.....</i> | <i>23</i> |
| 1.4 <i>Usos Industriales y usos Domésticos del Gas Natural.....</i> | <i>26</i> |
| Consumo de gas natural..... | 27 |
| Sector eléctrico..... | 29 |
| Sector industrial..... | 30 |
| Sector petrolero..... | 31 |
| Sector residencial y de servicios..... | 32 |
| Sector autotransporte..... | 32 |
| Capítulo II, Yacimientos de Gas Natural en México..... | 33 |
| 2.1 <i>Yacimientos.....</i> | <i>35</i> |
| 2.2 <i>Tipos de yacimientos de hidrocarburos convencionales.....</i> | <i>39</i> |
| 2.3 <i>Yacimientos convencionales de gas en México.....</i> | <i>44</i> |
| 2.3.1 <i>Provincia Sabinas – Burro – Picacho.....</i> | <i>48</i> |
| 2.3.2 <i>Cuenca de Burgos.....</i> | <i>49</i> |
| 2.3.3 <i>Cuenca Tampico – Misantla y Veracruz.....</i> | <i>50</i> |
| 2.3.4 <i>Cuencas del Sureste y Cuenca del Golfo de México profundo.....</i> | <i>51</i> |
| 2.3.5 <i>Cinturón Plegado de Catemaco.....</i> | <i>52</i> |
| 2.4 <i>Yacimientos No Convencionales en México.....</i> | <i>53</i> |

| | |
|--|------------|
| 2.4.1 Shale Gas | 53 |
| 2.4.2 Hidratos de Metano y Gas grisú en México..... | 61 |
| Capítulo III, Reservas de Gas Natural..... | 62 |
| 3.1 Reservas mundiales de Gas Natural convencional. | 63 |
| 3.2 Empresas y países que explotan el gas. | 68 |
| Capítulo IV, Explotación del Gas Natural. | 76 |
| 4.1 Producción de pozos de gas..... | 76 |
| 4.2 Manejo de pozos de gas (Incremento a la producción). | 88 |
| Capítulo V. Transporte y Tratamiento de Gas Natural. | 96 |
| 5.1 Infraestructura para el transporte..... | 96 |
| 5.2 Tratamientos al gas natural | 101 |
| <i>Endulzamiento del Gas</i> | 103 |
| <i>Endulzamiento de líquidos.</i> | 104 |
| <i>Recuperación de Azufre.</i> | 105 |
| <i>Proceso Criogénico</i> | 106 |
| <i>Proceso de Absorción.</i> | 107 |
| <i>Fraccionamiento.</i> | 108 |
| <i>Eliminación de Nitrógeno.</i> | 109 |
| Capítulo VI Comercialización del gas natural | 110 |
| 6.1 El Mercado Mexicano del Gas Natural..... | 112 |
| 6.2 Precio nacional de gas natural..... | 113 |
| Capítulo VII Seguridad Energética..... | 117 |
| 7.1 Seguridad Energética en México. | 117 |
| 7.2 Planeación Estratégica del uso del Gas Natural..... | 122 |
| 7.3 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. | 124 |
| 7.4 Mecanismos de mitigación de GEI..... | 128 |
| 7.5 Plan de Acción Climática de Petróleos Mexicanos y sus Organismo <i>Subsidiarios</i> | 130 |
| Capítulo VIII. La Transición Energética en la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime | 140 |

| | | |
|-----|--|------------|
| 8.1 | <i>Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático</i> | |
| | 140 | |
| 8.2 | <i>Mecanismos de Desarrollo Limpio</i> | 141 |
| 8.3 | <i>Metodologías de los Mecanismos de Desarrollo Limpio</i> | 144 |
| 8.4 | <i>Metodología ACM0009</i> | 147 |
| 8.5 | <i>Sustitución de combustible</i> | 148 |
| 8.6 | <i>.- La Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime</i> | 150 |
| | Planta de Destilación Primaria I/II | 152 |
| | Planta de Destilación al Vacío | 152 |
| | Plantas de Desintegración Catalítica..... | 153 |
| | Plantas Reformadoras de Naftas I/ II | 154 |
| | Plantas Hidrodesulfuradoras de Naftas | 154 |
| | Plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios | 155 |
| | Planta Reductora de Viscosidad | 155 |
| | Planta de Alquilación..... | 156 |
| | Servicios Auxiliares | 156 |
| 8.7 | <i>Descripción del proyecto de sustitución de combustible</i> | 158 |
| 8.8 | <i>Aspectos Legales y Ambientales.</i> | 161 |
| 8.9 | <i>Efecto Mitigante por la sustitución de COPE por Gas Natural</i> | 162 |
| | Conclusiones | 166 |
| | Fuentes de consulta | 169 |

Introducción.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) fue firmada por cerca de 150 países en Río de Janeiro en 1992, reconoció que el cambio climático es una potencial amenaza para el desarrollo económico y ambiental del planeta. El objetivo último de la Convención, es la estabilización de las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero (GEI), a un nivel que prevenga una interferencia antropogénica peligrosa con el sistema climático. La Convención, llama, en este sentido, a las Partes a comprometerse a los siguientes objetivos:

...desarrollar, actualizar periódicamente, publicar y a hacer disponible hacia la Conferencia de la Partes (COP por sus siglas en inglés), los inventarios nacionales de emisiones antropogénicas por fuentes de todos los GEI no controlados por el Protocolo de Montreal y a usar metodologías comparables, aprobadas por la COP...

El gas natural es uno de los diferentes recursos naturales que son fuente de energía primaria de nuestro país, dicho así, el uso del gas natural merece un impulso operacional para el aprovechamiento del mismo por parte de las instituciones competentes de un país o lugar en específico; si se refiere a México le tocará al gobierno federal tener un impacto amplio y útil en cuestiones de políticas energéticas que den seguridad al uso del recurso natural teniendo en cuenta la protección ambiental. En parámetros internacionales el petróleo (aceite) y el carbón están por encima del gas natural como fuentes de energía utilizadas, no por eso se debe minimizar su importancia ya que al inicio del milenio, y, sobre todo Según el World Energy Outlook 2013 después del año 2011 se ha impulsado por gobiernos nacionales y locales el uso del gas natural como un insumo esencial para el funcionamiento de la economía, entonces, su impulso va más allá de su uso en la generación de electricidad o de uso doméstico, va a un desarrollo tecnológico en la búsqueda de combustibles más limpios, económicos y de fácil

acceso con el fin de alinear y ayudar con acciones dirigidas y bien planeadas para mitigar los efectos del cambio climático mundial. México está por realizar una transición energética al sustituir combustóleo por gas natural en la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Salina Cruz, Oaxaca.

Con base en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, el gas natural es la herramienta para enfrentar el desafío de nuestro dañado medio ecológico y evitar mayores contaminaciones de las que se puede trabajar pues a pesar de ser un combustible de origen fósil, reiterando, es relativamente muy limpio.

SENER 2013, dice que México requirió 69 billones de metros cúbicos de gas y sólo produjo 54 billones, México no tiene gas. Esto es un error. Se sabe que hay muchas prioridades con el aceite, pero después de años de abandono pensamos que es hora de que se tenga una cultura para el gas. Por qué, porque el rezago es innegable y porque es también innegable que las políticas energéticas de México están enfocadas casi en su totalidad a seguir buscando petróleo e importar gasolinas.

Justificación.

Durante los últimos años se han multiplicado las inversiones en actividades petroleras, por su parte, la producción de crudo disminuyó a una tasa anual de 3.3%. De continuar estas tendencias, tanto en consumo como en producción de energía, para el 2020 México se convertiría en un país estructuralmente deficitario en energía, lo que implicaría la importación de energéticos para la producción primaria.

Adicionalmente, México enfrenta retos en materia ambiental, donde los costos a la salud y al medio ambiente derivados de la generación y del uso de la energía son significativos. Los efectos del cambio climático también representan un reto

importante, lo que ocasionará impactos en la salud y sobre diversos sectores económicos.

El uso de Gas Natural ayudará en materia de Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero, debido a la sustitución de combustibles. El aumento en la oferta de gas natural y la baja en el precio, beneficia directamente los procesos industriales, lo que permitirá que gran número de instalaciones de PEMEX cambien a gas natural, dicho cambio se dará principalmente en las refinerías donde se verá mayor el impacto al pasar de uno de los combustibles fósiles con mayores emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero al combustible fósil más limpio que es el gas natural.

Hipótesis.

Al realizar la sustitución de combustibles permitirá que PEMEX se vea beneficiado en materia de Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero debido a la en los procesos industriales de la empresa. Por lo que con el uso del Gas Natural se podrá disminuir la importación de gasolinas, teniendo un favorable impacto económico y ambiental, haciendo así, una transición energética a los hidrocarburos gaseosos

Objetivos.

Objetivos Generales.

- Identificar la problemática ambiental de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Exponer las problemáticas de orden estratégico sobre las que se deben establecer políticas públicas que, actuando de manera coordinada, mejoren el funcionamiento del sector energético nacional al implementar de fondo una transición energética en México.

Objetivos Particulares.

- Identificar los yacimientos de Gas Natural en México y las reservas totales del país de éste energético para verificar el potencial del mismo para realizar una sustitución de combustible. .
- Determinar la posible perspectiva de mercado de Gas Natural en México.

Metodología.

La metodología de éste estudio es de carácter teórico.

- Consulta y análisis de material bibliográfico.
- Consulta y análisis de material hemerográfico.
- Análisis de las diferentes propuestas de Reforma Energética en México

Capítulo I, El gas natural.

Los hidrocarburos Son compuestos formados por los elementos químicos carbono e hidrogeno. El isobutano y el isopentano son compuestos llamados isomeros. Las diferencias entre cada componente son el resultado del número de átomos de carbono e hidrogeno que componen la molécula y de la forma en que se unen los átomos de carbono. En el gas natural las moléculas de hidrocarburos varían entre 1 átomo de carbono y 4 de hidrógeno en el metano, hasta 7 átomos de carbono y 16 de hidrogeno en el heptano.

La Real Academia de la lengua Española nos confirma que la palabra Gas fue inventada por el científico flamenco J. B. van Helmont en el siglo XVII, sobre el lat. Chaos. En su primera definición nos dice que gas es un Fluido que tiende a expandirse indefinidamente y que se caracteriza por su pequeña densidad, como el aire. Pero, no queda ahí. Tiene otra definición por el uso variado de la palabra gas. La RAE define Gas Natural como el gas combustible procedente de formaciones geológicas y compuesto principalmente por metano.

En términos generales se puede señalar que el gas natural es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano) que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución con el petróleo (aceite), y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como Ácido Sulfhídrico o Sulfuro de Hidrógeno, además de Nitrógeno y Dióxido de Carbono. Por su origen, el gas natural se clasifica en asociado y no asociado. El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento. El gas no asociado, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas

húmedo ácido, mientras que el no asociado puede hallarse como húmedo ácido, húmedo dulce o seco.

El gas natural se encuentra en los yacimientos acompañados de otros hidrocarburos, que se aprovechan en los procesos de extracción y el procesamiento de los productos principales. En vista, de esto es que dependiendo de qué productos le acompañen, se le denomina gas seco o gas húmedo. Si el gas que predomina es el metano (CH_4), el cual pertenece a la serie parafínica, en donde los átomos de carbono y de hidrógeno se unen para formar cadenas sencillas, que se simbolizan como. Los hidrocarburos que responden a esta fórmula se denominan Hidrocarburos Saturados Normales. El primer compuesto de esta serie es el Metano, en forma práctica se simbolizara simplemente como (C1), simbología que se utilizará con todos los hidrocarburos que conforman la serie parafínica. Luego el siguiente Hidrocarburo es el Etano cuya fórmula química es (CH_3CH_2), será simplemente (C2). A continuación viene el Propano ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_3$) (C3). Si el gas que sale del yacimiento contiene, también Butano ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_3$) (C4) o fracciones más pesadas en cantidades suficiente, será un gas húmedo. Esta clasificación se debe a los cambios orgánicos que tienen lugar en los yacimientos y que dan como resultado otros derivados líquidos, con niveles de ebullición tan altos como el de la gasolina y una clasificación bien elevada de gases, para ser utilizados tanto en la industria, como en forma doméstica. La definición, tiene su importancia en el hecho, que se permite determinar si el yacimiento encontrado será de gas seco o húmedo. Para determinarlo solo bastaría con conocer el contenido de los principales componentes, que conforman el yacimiento, desde luego poder definir un yacimiento en una forma no tan complicada es de importancia para definir su futuro tratamiento.

1.1 *El origen del gas natural.*

Existen varias teorías sobre la formación de los hidrocarburos, ya sean aceite o gas. Sin embargo, y además de convertirse en un problema fuerte de discusión hay mayormente a ir con la idea más aceptada que es la teoría orgánica. Este es uno de los temas más problemáticos en la discusión de geología del petróleo debido a que hay coincidencias limitadas acerca de cómo se forma el petróleo, como migra, y como se acumula. Sin embargo, debido a que hay petróleo en estructuras que incluyen yacimientos lejos de donde aparenta estar el estrato fuente, el hecho de que el petróleo se forma, migra, y acumula es una realidad. Las teorías relacionadas a la formación de gas y de petróleo (catagénesis: conversión de la materia orgánica) involucran consideraciones orgánicas e inorgánicas. Los amplios argumentos sobre cuál es la fuente han sido desafiados con poca resolución. Sin embargo, la evidencia actual le brinda más peso al origen orgánico del petróleo debido a la presencia de componentes hidrocarburos en materia orgánica derivada de la vida animal y vegetal. Para nuestros propósitos, el origen del petróleo será considerado de fuentes orgánicas. Aun así, se presentarán ambas teorías de manera fácil. La Teoría Orgánica nos dice que el petróleo y el gas natural se han formado por la transformación de la materia orgánica vegetal y animal, cuya estructura molecular ha sufrido alteraciones por efecto de altas temperaturas, acción de bacterias y microorganismos, altas presiones en el subsuelo y otros agentes a lo largo de millones de años. Esta teoría es la más aceptada actualmente. Mientras que la Teoría Inorgánica explica el origen de estos hidrocarburos gracias a la combinación de elementos químicos como el carbono y el hidrogeno sometidos a altas temperaturas y presiones, ubicados en capas muy profundas de la tierra.

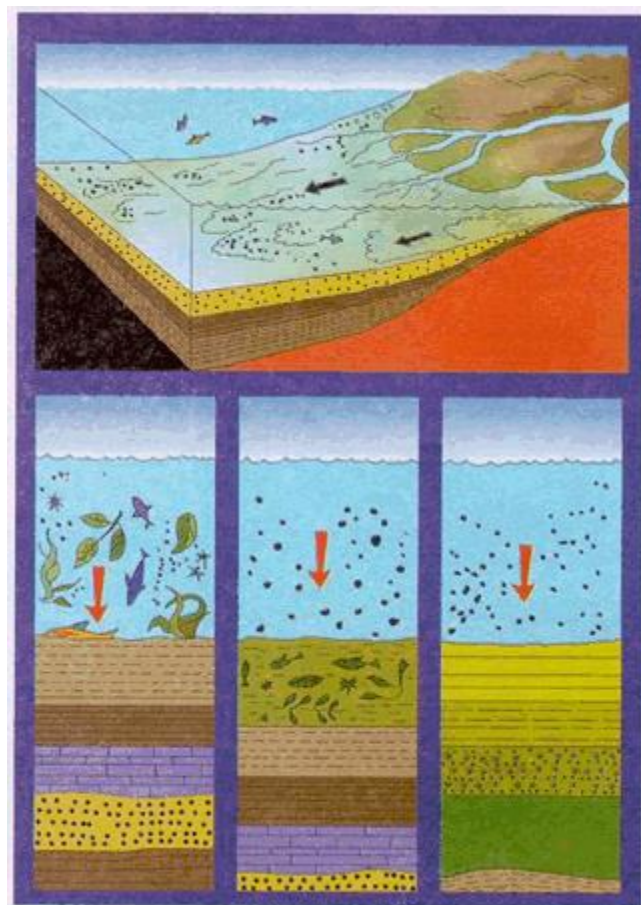


Fig 1. Deposición de materia orgánica y sedimentos

Analistas de rocas fuentes y geoquímicos no están en completo acuerdo sobre los tipos de material orgánico. Algunos sugieren que solamente se ve involucrada la materia vegetal. Otros concluyen que la materia animal y vegetal contribuye a la generación del petróleo. De aquellos que piensan en la materia vegetal, algunos hacen diferencias entre plantas fibrosas, de estructura, por ejemplo, árboles, arbustos y grama, para generar carbón y algas no estructuradas ni fibrosas que generen petróleo. Otros, sin embargo; indican que aquellos ambiente que favorecen la generación de carbón pueden formar volúmenes significantes de petróleo así como de gas.

Estas conclusiones se fundamentan en la localización de los mantos petroleros, ya que todos se encuentran en terrenos sedimentarios. Además los compuestos

que forman los elementos antes mencionados son característicos de los organismos vivientes. Ahora bien, existen personas que no aceptan esta teoría. Su principal argumento estriba en el hecho inexplicable de que si es cierto que existen más de 30 000 campos petroleros en el mundo entero, hasta ahora sólo 33 de ellos constituyen grandes yacimientos. De esos grandes yacimientos 25 se encuentran en el Medio Oriente y contienen más del 60% de las reservas probadas de nuestro planeta.

Naturalmente que existen otras teorías que sostienen que el petróleo es de origen inorgánico o mineral. O bien en México preciso sea en el Lago de Chapala en Jalisco de hablaba del petróleo de origen hidrotermal. Los científicos de la ex Unión Soviética fueron los que más se preocuparon por probar esta hipótesis. Sin embargo estas proposiciones tampoco se fueron aceptadas en su totalidad. Una versión interesante de este tema es la que publicó Thomas Gold en 1986. Este científico europeo dice que el gas natural (el metano) que suele encontrarse en grandes cantidades en los yacimientos petroleros, se pudo haber generado a partir de los meteoritos que cayeron durante la formación de la Tierra hace millones de años. Los argumentos que presenta están basados en el hecho de que se han encontrado en varios meteoritos más de 40 productos químicos semejantes al kerógeno, que se supone es el precursor del petróleo.

Algunos problemas adicionales se relacionan con las teorías de cómo migra el petróleo, los mecanismos de desplazamiento para la migración, y la distancia que el petróleo migra. Parece evidente que el petróleo y el gas migran, pero la manera en que se mueven y las distancias involucradas son poco claras y probablemente múltiples. Hay probablemente una función de yacimiento y características del fluido contenido, diagénesis y presión tanto como las consideraciones de generación de petróleo.

Las acumulaciones de petróleo pueden ocurrir en lugares de los cuales los fluidos que migran no pueden escapar. Cómo responde el petróleo que migra a los

cambios en el yacimiento y trampas en el lugar de las acumulaciones es difícil de constatar. Además, la cantidad de tiempo requerida para la acumulación es probablemente suficientemente variable para concluir con el establecimiento de parámetros definitivos.

Los hidrocarburos son el resultado de procesos químicos y variaciones sufridas por materia orgánica proveniente de animales y vegetales, la cual ha sufrido la acción de bacterias, elevadas temperaturas y presiones durante millones de años, al asentarse las capas de sedimentos que contienen dicha materia orgánica.

El proceso completo de transformación, mediante el cual la materia orgánica se convierte en hidrocarburos, no se conoce, ya que no es posible reproducir en un laboratorio los millones de años que se requieren para transformar la materia orgánica en petróleo y gas natural. Según la opinión de los científicos, la vida en la tierra se inició hace aproximadamente 3.500.000 años. Desde ese entonces, los restos de animales y plantas que dejaban de existir se acumulaban en diferentes lugares.

En la actualidad se asume que el gas natural al igual que el aceite son el resultado de una serie de procesos químicos y variaciones sufridas por la materia orgánica proveniente de animales y vegetales, la cual ha sufrido la acción de bacterias, elevadas temperaturas y presiones durante millones de años, al sentarse las capas de sedimentos que contiene dicha materia orgánica. El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras denominadas trampas. A su vez, las trampas las podemos clasificar como trampas estructurales, estratigráficas y mixtas.

1.2 Composición del gas natural.

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butanos. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado en yacimientos de petróleo y de condensado. El metano, principal componente del gas natural, tiene una densidad relativa mucho menor con relación al aire, razón por lo cual, el gas natural presenta esta característica básica de menor peso que el aire, por lo que en la atmósfera se dispersa rápidamente.

El gas natural es un combustible que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y puede encontrarse mezclado con el petróleo crudo en un yacimiento o puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable.

El gas natural como el petróleo se encuentra en el subsuelo, contenido en los espacios porosos de ciertas rocas en los yacimientos. El gas se puede producir de 3 formas:

1. Yacimientos de Gas Asociado, donde el producto principal es el petróleo
2. Yacimientos de Gas Libre, donde el producto principal es el gas
3. Yacimientos de Gas Condensado o Gas Rico, donde el gas está mezclado con hidrocarburos líquidos.

Tal como es extraído el gas natural de los yacimientos contiene impurezas e hidrocarburos condensables. Mediante su procesamiento y tratamiento las impurezas son eliminadas y se separa el metano de los otros componentes: etano, propano, butanos, pentano y gasolina natural. El gas natural tal como se obtiene

en la salida de los yacimientos presenta algunas características que dificultan su uso tanto doméstico como industrial, siendo el caso de que todo gas proveniente de los yacimientos está acompañado por una cantidad importante de agua que suele estar en estado gaseoso junto con los otros componentes que integran la mezcla de hidrocarburos.

Como ya se mencionó, el gas natural es un energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento. El gas natural se puede encontrar en forma "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases.

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

La composición del gas natural es variable y dependerá del campo y el yacimiento del cual se extrae. El gas producido en un pozo de gas o el producido con petróleo crudo, no es nunca precisamente de la misma composición que el gas producido

en otro pozo de gas o de petróleo, aun cuando los pozos estén en el mismo campo y su producción provenga del mismo yacimiento. Ver Fig 2

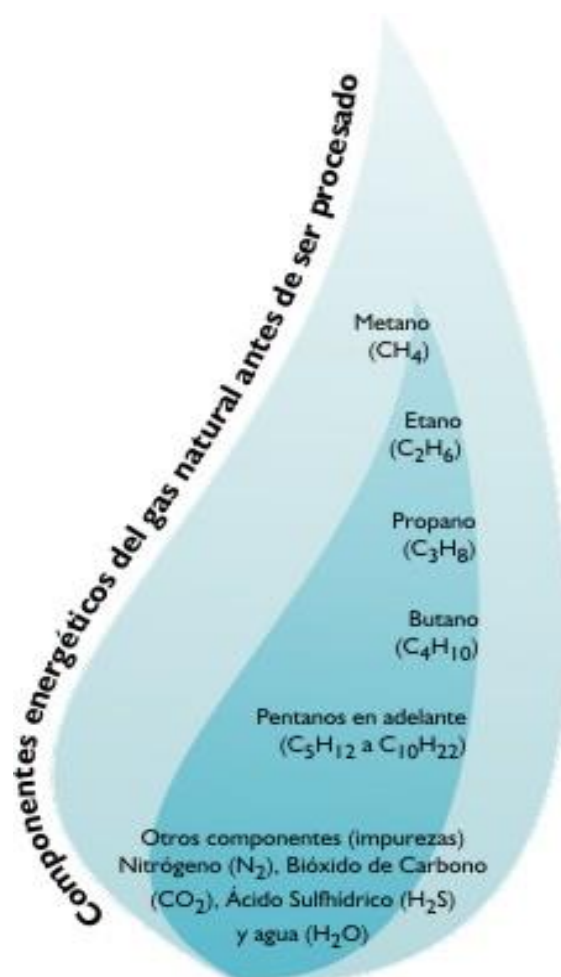


Fig. 2. Componentes energéticos del gas natural antes de ser procesado. Fuente Pemex Gas y Petroquímica Básica

El gas natural está formado por una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos (C_nH_{n+2}) desde Metano (CH_4 o C_1) hasta el heptano y componentes más pesados (C_7H_{16} o C_7^+). No siendo este último un componente sencillo si no una denominación para describir todo ese remanente de componentes más pesados que los hexanos, que debidos a las íntimas concentraciones bajo las cuales se encuentran, resulta impráctico desde el punto de vista de laboratorio su identificación (Figura 3).

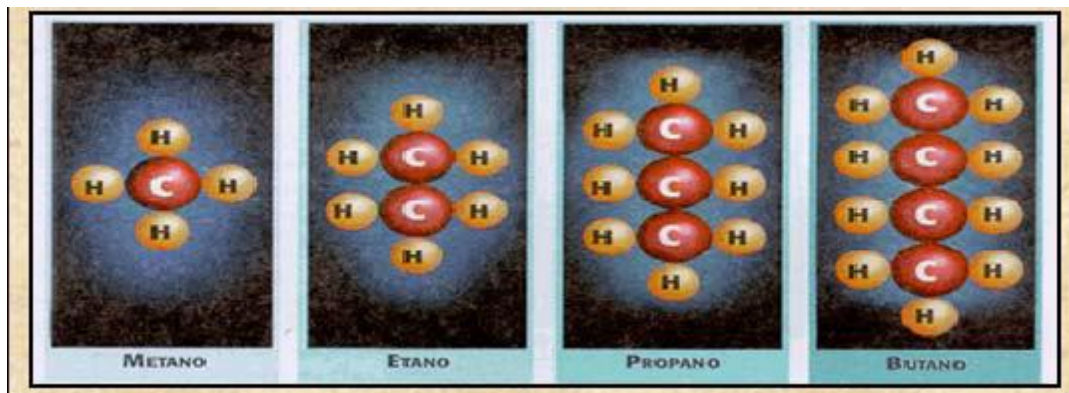


Fig 3 de los componentes del gas natural.

Además, el gas natural puede contener componentes no hidrocarburos (impurezas como el CO_2 , H_2S , N_2 , He, vapor de agua y otros gases inertes, ver tabla 1). Otros contaminantes son arenas y sales en estado sólido y parafinas y asfáltenos. Generalmente contiene fracciones pesadas de propano y más pesados que generan condensados a condiciones de presión y temperatura favorables. La composición del gas varía según el yacimiento del cual proviene. Los compuestos orgánicos nombrados se presentan bajo concentraciones variables, pero siguiendo normalmente un orden de magnitud descendente que sigue muy de cerca la secuencia en que fueron nombrados anteriormente, así el metano constituye del 70 al 90% en volumen de la mezcla, el etano del 3 al 11%, el propano de 1,1 al 6%, los butanos del 0,2 al 2% y los restantes componentes concentraciones aun inferiores (Tabla 1). Físicamente los componentes se caracterizan por ser incoloros, inodoros e insípidos, los cinco primeros de las series (Metano – Butanos) son gases a temperaturas y presión ambiente, los restantes, pentanos y más pesados son líquidos más ligeros que el agua e insolubles en ella pero si lo son en otros componentes orgánicos (Alcohol, Eter, Benceno, etc). La composición básica del gas natural indica que es una mezcla de hidrocarburos constituido principalmente por metano (CH_4), que se encuentra en yacimientos en solución o en fase gaseosa con el petróleo crudo, que en este caso se denomina gas asociado, o bien, en yacimientos que no contienen petróleo, que en este caso es gas no asociado. Se considera que el gas natural es uno de los combustibles

[POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO]

más limpios, que produce principalmente CO₂ en forma de gas y vapor de agua y pequeñas cantidades de óxidos de nitrógeno cuando se quema. A manera de ilustración se indica en el cuadro .La composición y porcentajes molares que puede tener una muestra de Gas natural

| Componente. | Fórmula química | Estado Físico | Composición % |
|--------------------|--------------------------------|---------------|---------------|
| Metano | CH ₄ | Gaseoso | 55,00-98,00 |
| Etano | C ₂ H ₆ | Gaseoso | 0,10-20,00 |
| Propano | C ₃ H ₈ | Gaseoso | 0,05-12,00 |
| n-Butano | C ₄ H ₁₀ | Gaseoso | 0,01-0,80 |
| Isobutano | C ₄ H ₁₀ | Gaseoso | 0,01-0,80 |
| n-pentano | C ₅ H ₁₂ | Líquido | 0,01-0,80 |
| i-pentano | C ₅ H ₁₂ | Líquido | 0,01-0,80 |
| n-hexano | C ₆ H ₁₄ | Líquido | 0,01-0,50 |
| n-heptano | C ₇ H ₁₆ | Líquido | 0,01-0,40 |
| Nitrógeno | N ₂ | Gaseoso | 0,10-5,00 |
| Dióxido de Carbono | CO ₂ | Gaseoso | 0,20-30,00 |
| Oxígeno | O ₂ | Gaseoso | 0,09-30,00 |
| Ácido Sulfúrico | H ₂ S | Gaseoso | Trazas-28,00 |
| Helio | He | Gaseoso | Trazas-4,00 |

Tabla 1 componente del Gas Natural

En el cuadro se observa que el componente principal es el metano. Los otros hidrocarburos, tanto gaseosos, como líquidos se consideran acompañantes. Sin embargo, por medio del porcentaje real del análisis de la muestra del gas se podrá calcular la cantidad de líquidos susceptibles de extracción y las posibilidades de comercialización La presencia de sulfuro de hidrógeno (H₂S) que es un gas muy tóxico incluso en cantidades pequeñas puede causar severas irritaciones a la vista y hasta la muerte. Luego, cuando hay que manejar operaciones, donde exista este gas se deben tomar las precauciones y medidas de seguridad correspondientes. El sulfuro de hidrógeno, junto al dióxido carbónico le confiere las propiedades

ácidas al gas natural, y en muchos casos hay que tratar el gas natural, a través del proceso de endulzamiento para eliminar estos componentes. El gas natural puede contener pequeñas cantidades de helio (He), el cual, por su incombustibilidad, es de mucha utilidad en la aeronáutica.

La composición real de una determinada mezcla de gas natural se obtiene y aprecia por medio del análisis cualitativos y cuantitativos. Estos análisis enumeran los componentes presentes y el porcentaje de cada componente en la composición total. Además de los hidrocarburos presentes, por análisis se detecta la presencia de otras sustancias que merecen atención, debido a que pueden ocasionar trastornos en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas natural. El gas natural, tiene también una serie de contaminantes. Que pueden tener una alta incidencia en el tratamiento del gas. En vista que si estas impurezas están en cantidades altas, provocan que el gas tenga que ser tratado en procesos especiales a adecuados, con el principal objetivo de disminuir la concentración de las sustancias contaminantes, y que el gas se encuentre dentro de la Norma, los contaminantes del gas natural son:

- a) Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)
- b) Monóxido de Carbono (CO)
- c) Dióxido de Carbono (CO_2)
- d) Sulfuro de Carbonilo (COS)
- e) Disulfuro de Carbono (CS_2)
- f) Mercaptanos (RSH)
- g) Nitrógeno (N_2)
- h) Agua (H_2O)
- i) Oxígeno (O_2)
- j) Mercurio (Hg)

1.3 Clasificación del Gas Natural En función de la Composición

Existen diversas denominaciones que se le da al gas natural y por lo general se asocia a los compuestos que forman parte de su composición. Por ejemplo cuando en el gas natural hay H_2S a nivel por encima de 4 ppm por cada 100 pies cúbicos de gas se dice que es un gas “Ácido” y cuando la composición desciende a menos de 4 ppm se dice que es un gas “Dulce”. La definición de gas ácido aplica también al contenido de CO_2 , el cual no es tan indeseable como el H_2S . Generalmente es práctico reducir el contenido de CO_2 por debajo del 2% molar. La GPSA define la calidad de un gas para ser transportado como aquel que tiene < 4ppm de H_2S ; <3% de CO_2 y < 6 a 7 lb de agua/1,000 Pcn. Gas rico (Húmedo) es aquel del que puede obtenerse cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos. No tiene nada que ver con el contenido de vapor de agua. Gas Pobre (Seco) Está formado prácticamente por metano (Figura 4).

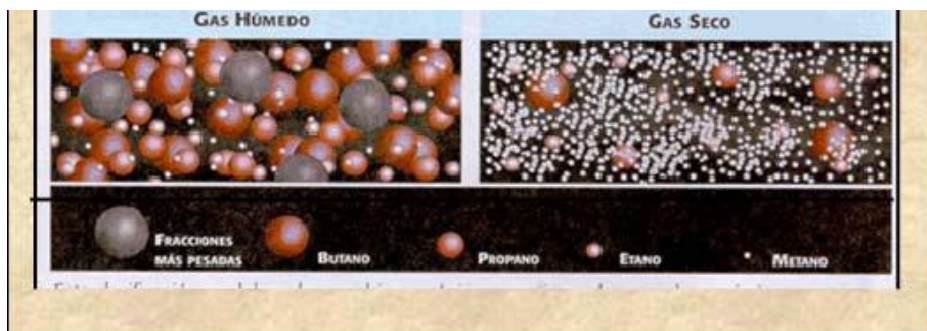


Fig. 4. Diferencia entre gas húmedo y gas seco

Siendo la composición del gas natural un parámetro de gran importancia, se utiliza para la clasificación del mismo y quedan:

Gas Ácido o Gas Amargo. Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico. El gas amargo se trata usualmente con trietanolamina para remover los elementos indeseables

Gas Dulce Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Gas seco. Este es un gas natural del cual se han separado el GLP (gases licuados del petróleo) y la gasolina natural. El gas seco, está constituido fundamentalmente de metano y etano. Por lo general se inyecta a los yacimientos, o se usa en la generación de hidrógeno (H_2). La composición fundamental alcanza valores de un 85-90% en metano, debido a su composición se puede utilizar directamente como Combustible, para lo cual es necesario mantener una presión de yacimiento, parámetro que varíen de acuerdo a la localización del gas en el subsuelo. En los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimientos y de superficie, y la producción de líquidos solo se alcanza a temperaturas criogénicas.

Gas Húmedo. Este es un gas del cual se pueden obtener una riqueza líquida de hasta 3 GPM (galones por mil pies cúbicos normales de gas) No existe ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas. En los yacimientos de gas húmedo existe mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que en los yacimientos de gas seco. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de hidrocarburos líquido del orden de 10 a 20 BN / MM PCN. Este parámetro llamado riqueza líquida es de gran importancia, para la comercialización del gas natural, ya que los líquidos producidos son de poder de comercialización

Gas condensado: Este gas se puede definir con un gas con líquido disuelto. El contenido de metano es de $(C_1) >$ a 60% y el de Heptanos y compuestos más pesados $(C_7 +)$ alcanza valores mayores a 12,5% ($< 12,5\%$). La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. El gas presenta condensación retrógrada

durante el agotamiento isotérmico de la presión, proceso que en la mayoría de los casos puede representar algún problema en la comercialización de estos yacimientos. En vista que los primeros hidrocarburos que se quedan, son los más pesados. Lo que significa que el fluido que alcanza la superficie lo hace sin, una gran cantidad de los elementos pesados. Además, por el hecho que los hidrocarburos pesados se acumulen en la formación obstaculizan el libre desplazamiento del fluido, en su viaje hacia la superficie. En su camino al tanque de almacenamiento, el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con características bien específicas, las cuales permiten en tratamiento del fluido.

Gas asociado. Este es un gas natural que se ha extraído de los yacimientos junto con el petróleo. Más del 90% de las reservas de gas natural del país es de gas asociado. Se considera que en los yacimientos se forman capas de gas.

Gas no asociado Este es un gas que solo está unido con agua en yacimientos de gas seco. En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimiento y superficie. Sin embargo, en algunas oportunidades se forma una pequeña cantidad de líquidos, la cual no es superior a diez barriles normales de hidrocarburos líquido por millón de pies cúbicos normales de gas (10 BN/ MM PCN). El gas está compuesto principalmente por metano (C1), compuesto que alcanza una concentración porcentual mayor a 90%, con pequeñas cantidades de pentanos y compuestos más pesados (C5 + <1%).

1.4 Usos Industriales y usos Domésticos del Gas Natural

Análisis del Gas Natural Se debe tener en cuenta que cuando se determina la composición del gas natural, no solo se cuantifican los hidrocarburos presentes, sino también las impurezas, como Agua, Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrógeno. Es posible que también haya presencia de arenas, las cuales producen erosión. En las muestras puede haber también parafinas y asfáltenos, los cuales se depositan y crean problemas de taponamiento. Si el agua está en forma líquida y hay presencia de gases ácidos, de seguro aumentará la corrosión. Además de la posible formación de hidratos.

Tomando en cuenta las propiedades físico-químicas del gas natural, pueden ser consideradas algunas ventajas de su uso, entre las cuales las más importantes se nombran a continuación:

- Es un combustible relativamente económico en comparación con el petróleo. Debido a que es un producto natural y no requiere de un procesamiento significativo, su costo es sensiblemente menor que el de otros combustibles alternos.
- Presenta una combustión completa y limpia.
- Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere tener buena ventilación.
- Asegura eficiencia en la operación.
- Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por lo tanto, los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.

Las características de funcionamiento limpio y eficiente, su rendimiento y precio económico han logrado que cada día se expanda el mercado de Gas Natural para Vehículos (GNV). Se ha comprobado que como combustible el gas metano es

muchísimo menos contaminante del ambiente que otros, como la gasolina y el Diesel.

El manejo del gas natural presenta cuatro peligros principales:

- El gas natural bajo cualquier presión es una causa en potencia de una explosión.
- El gas natural puede traer la muerte bajo asfixia, es decir, la interrupción del abastecimiento de oxígeno en el cuerpo.
- El gas natural puede contener elementos tóxicos que pueden ocasionar la muerte por envenenamiento.
- El gas natural es altamente combustible y puede causar incendios fácilmente.

Consumo de gas natural.

La demanda de cualquier tipo de energía es sensible a cualquier variación en la actividad económica de cada país, aun un combustible como el gas natural que puede ser utilizado en forma directa o indirecta en la vida de toda la población, debido a su versatilidad de uso. El creciente desarrollo y utilización del gas natural se encuentra sustentado en puntos clave como los amplios beneficios, tanto ambientales como energéticos y hasta económicos, con respecto a otros combustibles.

A más de una década, la evolución del mercado de gas natural en México se ha venido fortaleciendo, incluso en momentos donde la actividad económica nacional no ha sido favorable en su desarrollo. Lo anterior se debe a que los impactos en el consumo son diferentes de acuerdo a cada sector, algunos son más sensibles a la actividad y a los precios como el sector industrial, y otros por estrategia han seguido incrementando los usos como el sector eléctrico público.

SENER en 2013, nos dice que en 2012, el entorno externo de la economía mexicana continuó con un crecimiento débil debido a los problemas fiscales y

financieros en diversas economías de la zona euro y la desaceleración de algunas economías emergentes. La economía de Estados Unidos presentó un mayor ritmo de crecimiento que en 2011, con una tasa de 2.2%. Sin embargo, la economía estadounidense observó una desaceleración en el último trimestre de 2012, derivado de una disminución en el gasto público, la inversión privada y las exportaciones¹⁰⁷. El PIB nacional aumentó 3.0% en términos reales en 2012. Las exportaciones totales de México continuaron creciendo pero de forma más moderada que en 2011. Durante 2012 el avance de la economía estuvo balanceado entre sus fuentes internas y externas. El PIB industrial creció 2.8%, mientras que el sector servicios lo hizo en 4.2%. El crecimiento registrado en la industria manufacturera fue de 3.9%.

La demanda de gas natural en México creció 2.6% en 2012, alcanzando un volumen de 6,678.4 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). El aumento del consumo de los sectores petrolero e industrial fueron los principales impulsores de dicho crecimiento. En el periodo 2002-2012, el crecimiento promedio de la demanda de gas natural fue de 4.2% anual (véase Figura 5). Asimismo, la estructura de la demanda nacional de gas natural en 2012 fue siguiente: 46.6% el sector eléctrico, 34.0% el sector petrolero, 17.7% el sector industrial, y 1.7% los sectores residencial, servicios y autotransporte. Ver Figura 6.

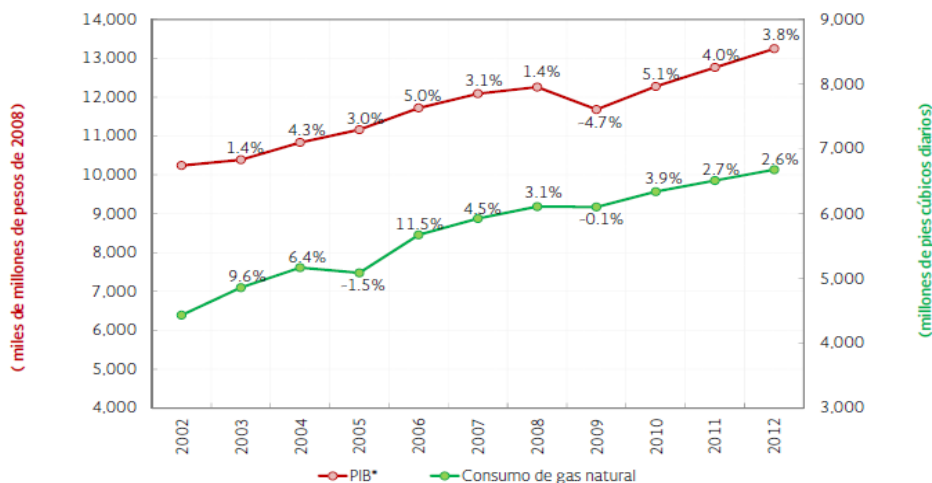


Fig. 5. Demanda de gas natural y PIB nacional, 2002-2012. Fuente SENER 2013

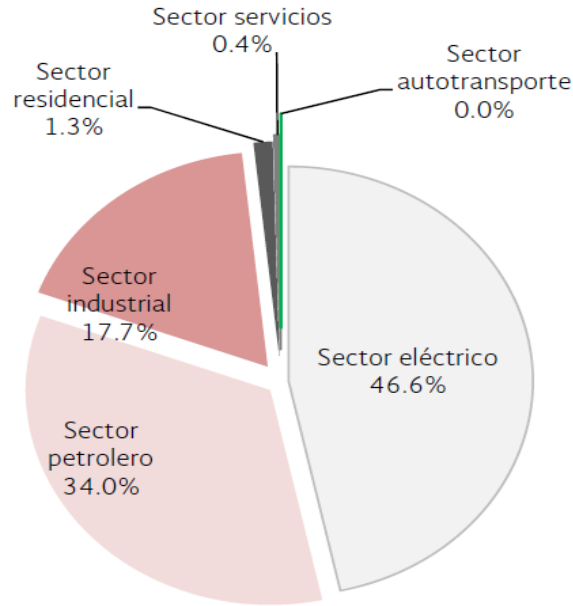


Fig. 6. Estructura de la demanda de gas natural. Fuente SENER 2013

Sector eléctrico

El consumo total de combustibles del sector eléctrico nacional ascendió a 5,319.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (MMpcdgne) en 2012, un 3.4% más que en 2011 (véase Figura 3.4). Con excepción del carbón, los combustibles utilizados en el sector experimentaron un aumento en su consumo. El combustóleo mostró el mayor incremento, con 129.8 MMpcdgne adicionales, seguido del diésel con 26.7 MMpcdgne. El gas natural mostró un aumento de 23.1 MMpcd, 0.7% más que en 2011. Cabe mencionar que, salvo algunos volúmenes reducidos para uso auxiliar o complementario. De este consumo, 90.4% fue destinado a generación del servicio público y 9.6% al servicio privado. La proporción de uso en los combustibles dentro del sector eléctrico fue de 60.2% gas natural, 22.9% combustóleo, 14.1% carbón, 1.7% coque de petróleo y 1.0% diésel.

Sector industrial

La producción industrial de Estados Unidos y, en particular la actividad manufacturera, se desaceleró durante la mayor parte de 2012. No obstante, en el año en su conjunto, la producción industrial aumentó 3.6% en 2012, luego de crecer 3.4% en 2011. Lo anterior influyó para que el PIB industrial en México mostrara una trayectoria positiva a lo largo de 2012. No obstante, la actividad industrial nacional presentó una desaceleración en la segunda mitad del año en relación al ritmo de crecimiento de los primeros dos trimestres de 2012. Esto fue reflejo, principalmente, de una disminución en el ritmo de crecimiento del sector manufacturero y de la construcción.

Bajo el contexto descrito, la tasa de crecimiento del PIB en el sector manufacturero fue de 3.9%, en minería 1.7% y en electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final 2.1%. Asimismo, el PIB de la industria de la construcción aumentó 1.9%. Dentro de la industria manufacturera, las actividades que experimentaron mayor crecimiento en 2012 fueron la fabricación de equipo de transporte, con 14.0%, la industria de la madera con 11.0% y la Industria del plástico y del hule con 9.5%. Sin embargo, las industrias con mayor participación en el PIB manufacturero¹²⁰ fueron: alimentaria con 22.6%, fabricación de equipo de transporte con 21.9% y química con 8.6%. Estas industrias son especialmente intensivas en el uso del gas natural.

En 2012, la demanda industrial de combustibles creció 2.6% respecto a 2011. La disminución del precio del gas natural en los últimos años ha favorecido la preferencia del energético en el sector, respecto a otros combustibles. En 2012, el consumo de gas natural representó 64.8% del total de combustibles industriales. El uso del combustóleo continuó disminuyendo, al continuar su sustitución por coque de petróleo, residuos combustibles y bagazo de caña.

Dados los sistemas de información estadística existente, es posible llevar un registro de la evolución de la demanda de gas natural por grupos de rama. Destaca el crecimiento del consumo de gas natural en 2012 de las industrias de alimentos, bebidas y tabaco, con 14.1 MMpcd adicionales. El segundo incremento más importante del año fue el de las industrias de cemento hidráulico, con un aumento de 9.4 MMpcd. El grupo de industrias de alimentos, bebidas y tabaco fueron las que presentaron la mayor tasa de crecimiento en el consumo de gas natural durante el periodo 2002-2012, con un promedio de 5.4% anual

Sector petrolero

El 88.8% de la demanda de combustibles en la industria petrolera en México de 2012, fue de gas natural. El combustóleo fue el segundo en importancia con 5.9%, sin embargo, en los últimos años este combustible ha experimentado una disminución importante.

El consumo de gas natural en el sector se ubicó en 2,273.1 MMpcd en 2012 (585.6 mbdglpe), 4.0% más que el consumo de 2011. Dentro de la demanda nacional de gas natural, el sector petrolero fue el segundo más importante, dado que representó 34.0%. En el sector petrolero sobresalen el aumento de consumo de gas natural de PEMEX Exploración y Producción (PEP), con 72.9 MMpcd adicionales (18.8 mbdglpe), y el incremento de 20.6 MMpcd (5.3 mbdglpe) de PEMEX Petroquímica (PPQ). Por otro lado, el consumo de gas natural en PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) presentó una reducción de 5.9%, lo que significó unos 17.2 MMpcd (4.4 mbdglpe) menos respecto a 2011.

Sector residencial y de servicios.

La demanda residencial de gas natural fue de 84.1 mmpcd (21.7 mbdglpe) en 2012, un 2.9% más que en 2011. Entre 2002 y 2012, el consumo residencial de gas natural ha crecido 1.7% en promedio cada año, posicionando a este energético con una participación de 6.4% al final del periodo. Asimismo, la penetración del gas natural en los sectores residencial y servicios, depende de la existencia de infraestructura a través del establecimiento de zonas geográficas de distribución.

Sector autotransporte

En 2012, el total de ventas de combustibles para el sector autotransporte (gasolinas, gas L.P. carburante y gas natural comprimido) creció 1.4%, al pasar de 1,202.9 miles de barriles diarios de gasolina equivalente en 2011 a 1,219.8 mbdge en 2012. Del total de combustibles destinados al sector autotransporte en 2012, las gasolinas automotrices participaron con 65.8%, en tanto que el diésel participó con 32.3%, 0.5 puntos porcentuales más que en 2011.

El gas natural comprimido (GNC), es utilizado en el sector autotransporte como carburante alternativo a los convencionales (gasolinas y diésel). Su valor agregado radica en que generan considerablemente menores emisiones que otros combustibles fósiles.

Capítulo II, Yacimientos de Gas Natural en México.

Una cuenca sedimentaria es una acumulación importante de sedimentos producto de la erosión de la superficie de la Tierra. Se suele hablar de cuenca sedimentaria cuando el espesor de sedimento es al menos de unos cientos de metros y tiene una extensión de algunas decenas de kilómetros cuadrados o más, aunque espesores de varios km y extensiones de decenas de miles de km² son habituales. Podemos definir cuencas de sedimentos terrestres y cuencas de sedimentos marinas dependiendo de su ubicación geográfica. En la figura 5 podemos observar las cuencas sedimentarias en el mundo.

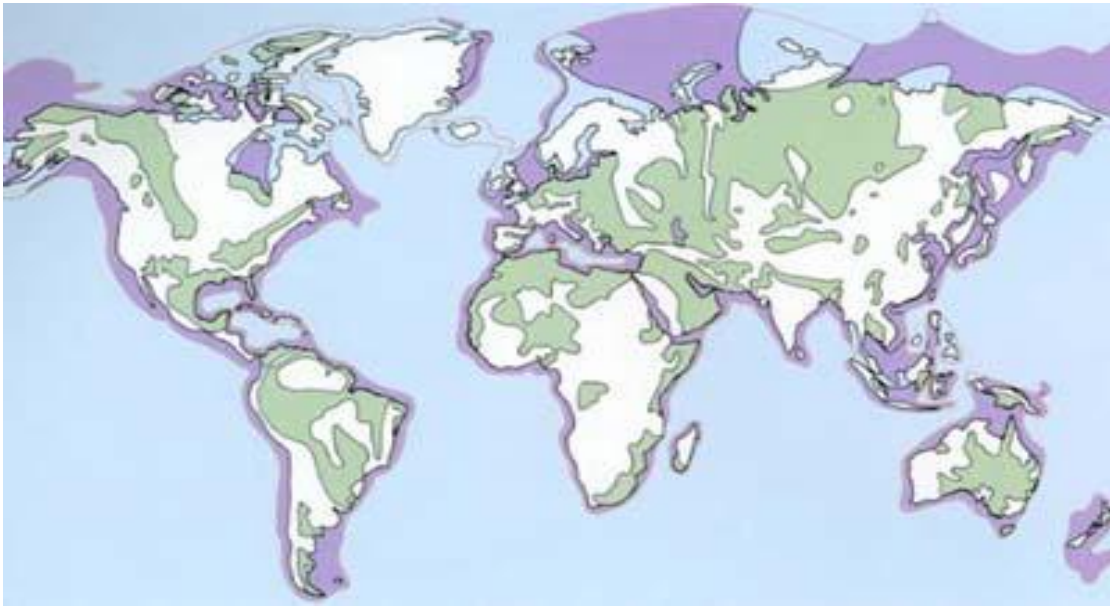


Fig. 7. Las cuencas sedimentarias en el mundo. Las cuencas sedimentarias terrestres marcadas en verde y las cuencas sedimentarias marinas marcadas en morado.

Existen más de 40,000 campos de crudo y gas de diferentes tamaños en el mundo, sin embargo, el 94% de los recursos está concentrado en aproximadamente 1,500 campos gigantes y grandes. Como se podrá observar en la figura 5 en donde se muestran las cuencas petroleras a nivel mundial. Y, en las figuras 6, 7, y 8 se verán los campos de gas y aceite en el mapamundi.

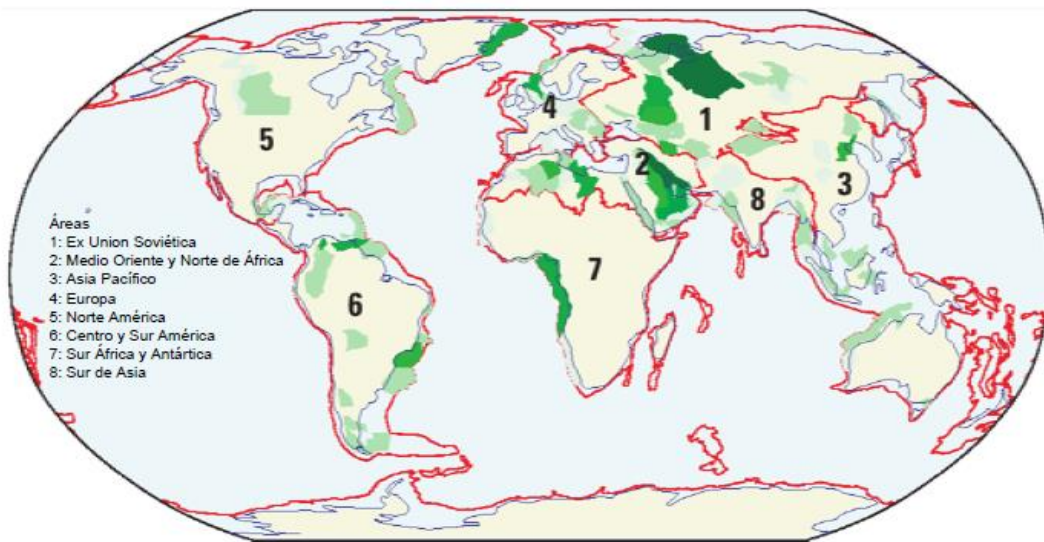


Fig. 8 de las cuencas petroleras en el mundo

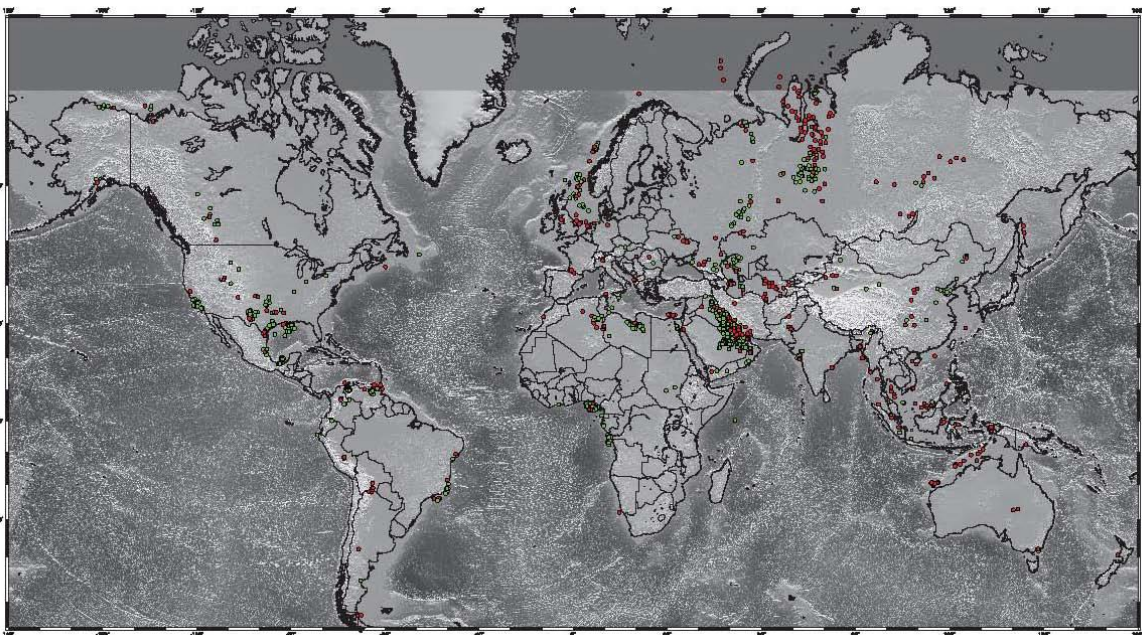


Fig. 9 De los campos de gas (rojo) y aceite (verde) en el mundo.

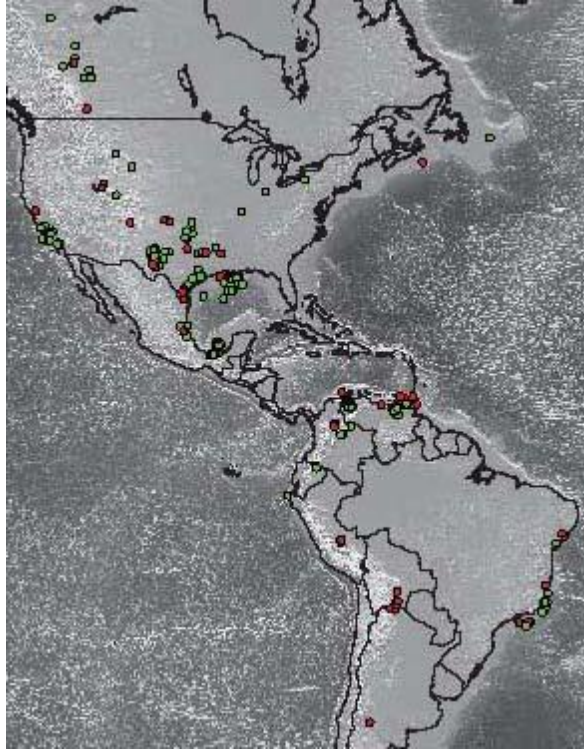


Fig.10 de los campos de gas (rojo) y campos de aceite (verde) en América.

2.1 Yacimientos.

La real academia de la lengua define yacimiento como el sitio donde se halla naturalmente una roca, un mineral o un fósil.

Un yacimiento petrolífero es una acumulación de hidrocarburos en el interior de la tierra que se origina cuando las rocas en el subsuelo presentan condiciones adecuadas de forma y compactación para que estos compuestos químicos queden atrapados. Existen yacimientos de petróleo, gas, bitumen o combinación de ellos.

Para poder definir un yacimiento es conveniente hablar sobre el sistema petrolero que es una interdependencia entre elementos y procesos que sin ellos es imposible tener un yacimiento.

Los elementos del sistema son los siguientes:

- roca generadora
- roca almacenadora (yacimiento).
- roca sello
- migración
- sincronización geológica

Conociendo esto, los yacimientos petroleros se clasifican en:

- Yacimientos Convencionales
- Yacimientos No Convencionales.

Yacimientos convencionales

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.

La roca generadora puede ser *lutita* o bien roca caliza, además se requiere de una temperatura mayor a 120° centígrados para la generación de petróleo, entre mayor temperatura mayor petróleo gasificado.

En el supuesto de que no existan condiciones para que se forme la roca generadora, simplemente no se obtiene petróleo ya que es un elemento fundamental sin el cual el petróleo, gas o aceite no existirían. En geología se le llama sincronía, se debe tener sincronía entre los elementos y procesos.

En México se han venido explotando en los últimos años yacimientos convencionales, en donde después de estudiar todo el sistema petrolero, el explorador decide que hay una estructura adecuada y la perfora, al perforarla encuentra petróleo, éste fluye porque tiene energía propia.

Después de 15 a 20 años, se aplica una estimulación a los pozos para que produzcan más petróleo, existen varios mecanismos como: lavar los pozos, aplicar químicos para destapar poros, introducir polímeros para detener el flujo de agua y fluya con mayor facilidad el petróleo. Por ejemplo el yacimiento de Cantarell que produce de 10 a 20 mil barriles de petróleo diario.

En cambio, el shell gas o *lutitas* a los tres días o a la semana necesitan estimularse, se deben estimular desde un inicio, para ello hay un proceso que se llama *fracking* (hidrofracturamiento) si no hay fracturamiento no hay conexión de los poros en las rocas, porque es precisamente en los poros donde se atrapa aceite y gas, para que puedan salir a la superficie.

La *lutita* es una roca sedimentaria, compuesta básicamente por material arcilloso muy fino, contiene también carbonato de calcio y en el caso de las que generan petróleo deben tener materia orgánica.

Yacimientos no convencionales

El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales.

En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma.

La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta más caro extraer aceite y gas, a diferencia de los yacimientos convencionales que es más barato extraerlos.

Los hidratos de metano son moléculas de metano en estructuras de moléculas de agua, que bajo condiciones de presión y temperatura que existen en el talud continental y en las regiones polares (permafrost) se convierten en sustancias sólidas cristalinas (hielos de metano). Se encuentran principalmente en los poros de los sedimentos arenosos.

En el medio marino se explica su formación de una forma un tanto compleja. El metano que resulta de la descomposición de los organismos vivientes en el agua reacciona con el agua a punto de congelarse formando hidratos, que después se aposentarán en los fondos marinos. La reacción se produce en condiciones de presión y temperatura particulares. El hidrato de metano es particularmente inestable.

El Gas metano de carbón (GMC), también conocido como gas metano de mantos carboníferos o CBM por sus siglas en inglés, es una fuente de gas no convencional. Se obtiene a partir de la extracción del metano contenido en las capas de carbón. Las técnicas para la extracción de gas proveniente de estos yacimientos no convencionales difieren de aquellas utilizadas en los yacimientos convencionales de gas natural.

2.2 Tipos de yacimientos de hidrocarburos convencionales.

De acuerdo con los volúmenes de gas o petróleo que contienen, los yacimientos se denominan:

- Yacimientos de petróleo: En estos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. Reciben el nombre de yacimientos saturados cuando el petróleo no acepta más gas en solución bajo las condiciones de temperatura y presión existentes ($P_{yac} < P_b$), lo que ocasiona que un exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo. En yacimientos de petróleo no saturados también se desarrolla una capa de gas por los vapores que se desprenden en el yacimiento al disminuir la presión. Si la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbujeo el yacimiento se denomina subsaturado.
- Yacimiento de gas-petróleo: Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte más alta de la trampa. La presión ejercida por la capa de gas sobre la de petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos. Cuando baja presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.
- Yacimientos de gas condensado: En estos yacimientos los hidrocarburos están en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo. Durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en

petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto puede evitarse inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

- Yacimientos de gas seco: En estos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del envase.
- Yacimientos de gas asociado: El gas que se produce en los yacimientos de petróleo, de gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos.

El gas que se genera en yacimientos de gas seco se denomina gas no asociado o gas libre y sus partes líquidas son mínimas

Yacimientos de gas convencionales.

Los yacimientos de gas natural se definen por la ubicación de la presión y la temperatura inicial en un diagrama de presión – temperatura; se subdividen en yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado. Como ya se vio en la clasificación de los yacimientos de hidrocarburos por su clasificación termodinámica, es decir, por su diagrama de fases podemos encontrar que en un diagrama de presión contra temperatura quedan situados a la derecha de la cricondeterma¹ no se presenta un cambio de estado en el yacimiento durante su explotación. En la figura 9 se podrá observar

¹ Cricondeterma es la máxima temperatura en la que pueden coexistir en equilibrio el líquido con su vapor.

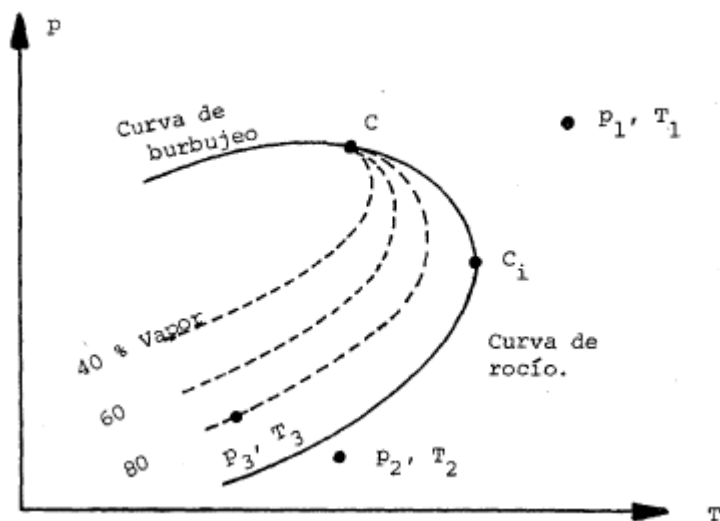


Fig. 11. Diagrama de fases de un yacimiento de gas no asociado.

La extracción de un yacimiento ocurre por abatimiento de presión, comúnmente en condiciones isotérmicas. A pesar de eso, una vez que el gas se traslada hasta el pozo y fluye ya en la superficie, la temperatura y la presión superficiales deben considerarse. Si la temperatura y la presión son P_2 y T_2 , siendo P_1 y T_1 las del yacimiento, entonces la recuperación en la superficie debe ser 100% de gas seco. Si la temperatura y presión superficiales son P_3 y T_3 , dado eso la recuperación en la superficie será del 80% de gas seco y 20% de aceite. Es primordial señalar que el aceite no se puede generar mientras que la temperatura no haya sido abatida; por lo tanto el aceite no se formará en el yacimiento, a diferencia y como se verá después de un yacimiento de gas y condensado.

Reiterando, se conoce con el nombre de Yacimientos de Gas a aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. Sin embargo, esto no quiere decir que un yacimiento de gas esté imposibilitado para condensar. La condensación se produce como consecuencia de disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción de las mismas, lo cual transforma parte de dicho gas en líquido.

En base a estos criterios de condensación y de acuerdo a su presión y temperatura inicial, podemos clasificar los Yacimientos de Gas en: Yacimientos de gas seco, Yacimientos de gas húmedo y Yacimientos de gas condensado.

Yacimientos de gas seco:

- Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica.
- Están constituidos por metano 96%, con rastros de hidrocarburos superiores.
- Están constituidos por hidrocarburos que, aún en superficie y a presión y temperatura de tanque, no condensan.
- Poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas.

Yacimientos de gas húmedo

- Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica.
- Están constituidos por hidrocarburos livianos a intermedios.
- Están constituidos por hidrocarburos que no condensan a condiciones de yacimiento pero si a condiciones de separador.

Yacimientos de gas condensado

Estos yacimientos producen condensación retrograda en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica. El gas al disminuir la presión se condensa. Estos tipos de yacimientos también pueden ubicarse de acuerdo con la localización de la temperatura y presión iniciales del mismo con respecto a la región de dos fases (gas y petróleo) en los diagramas de fases que relacionan estas dos variables.

Cuando la presión y la temperatura caen dentro de la región de dos fases, existirá una zona de petróleo con una capa de gas en la parte superior. La zona de petróleo producirá como un yacimiento de petróleo de punto de burbujeo y la capa de gas como un yacimiento monofásico de gas o como un yacimiento retrogrado de gas. Fig. 12 y Fig. 13

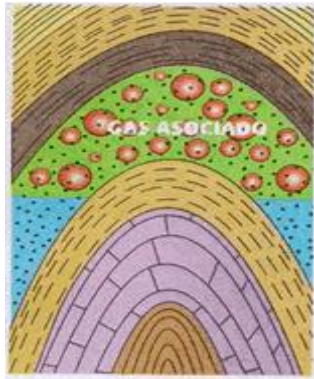


Fig. 12. de Yacimiento de gas asociado.

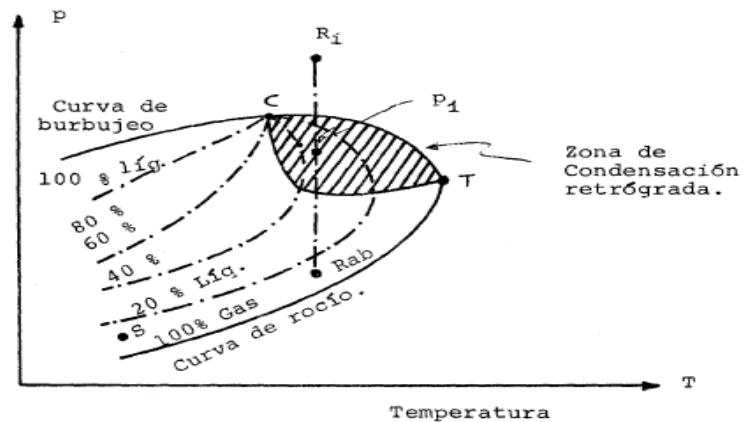


Fig. 13. Diagrama de fases de yacimiento de gas y condensado

Los fluidos de los yacimientos de gas y condensado presentan el fenómeno de la condensación retrograda. Estos eventos tienen presencia cuando el gas, que es el fluido del yacimiento, se condensa al reducirse la presión en el yacimiento en un proceso isotérmico. La condensación retrograda se presenta cuando la presión del

yacimiento declina hasta cruzar el límite de la región de dos fases. Si continúa declinando la presión parte del líquido que se condensó se evapora.

2.3 Yacimientos convencionales de gas en México.

Los mayores yacimientos de gas en el mundo se encuentran en el Oriente Medio y en la antigua Unión Soviética ocupando el 40 y el 35% respectivamente. Esto resulta una distribución desigual ya que la suma de ambos se aproxima a las tres cuartas partes de las reservas mundiales de gas natural. Ver figura 14

Debido a la amplia utilización del gas en las diferentes industrias, cada día se optimiza la calidad en las técnicas de búsqueda de estos yacimientos. También es posible encontrar gas natural en los yacimientos de petróleo, aproximadamente 1m³ de petróleo es acompañado por 85 m³ de gas natural.

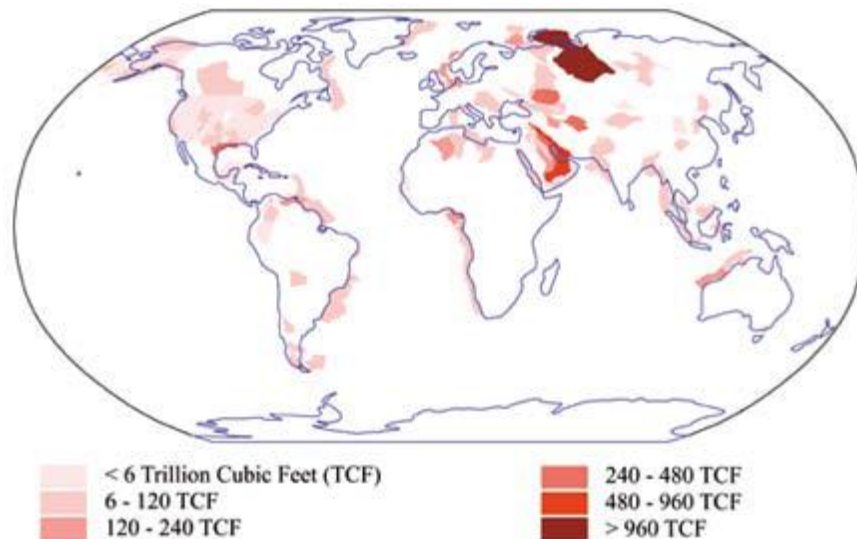


Fig. 14. Yacimientos de gas en el mundo.

Si nos trasladamos al Oriente, observamos que en Arabia Saudita se ha hallado un yacimiento de gas de 764.554 metros cúbicos de capacidad por día. Según

estudios realizados la producción diaria del nuevo yacimiento podría alcanzar 1,4 millón de metros cúbicos. Se estima que Arabia Saudita es el quinto país del mundo con mayores reservas de gas.

Por otro lado, tenemos que entre Irán y Qatar se comparte uno de los yacimientos de gas más grandes del mundo. South Pars corresponde en un 40 % a Irán y en un 60% a Qatar. Sus reservas son de 12 billones de pies cúbicos de gas, lo que representa el 7% de las reservas mundiales.

En Irán además se halló un nuevo yacimiento ubicado en la isla Kish. Éste podría tener producción similar a dos fases de extracción del gigante yacimiento South Pars, según el ministro de Petróleo de ese país.

Irán espera una producción de 25 millones de metros cúbicos de gas por día de cada fase del yacimiento gigante de gas South Pars, parte de la mayor reserva mundial de gas natural.

A pesar de que este país posee las mayores reservas mundiales de gas natural del mundo después de Rusia, se ha demorado en el desarrollo para la exportación del mismo. Importantes compañías extranjeras como Statoil (STL.OL) y Total (TOTF.PA) participan en las inversiones para el desarrollo de los yacimientos de gas del Golfo.

Constantemente se descubren nuevos yacimientos de gas en todo el mundo. Gracias a los nuevos métodos de estudio y a los nuevos equipos, terrenos que antes eran considerados de escaso contenido en hidrocarburos hoy son cuencas de gas natural

Por más de 70 años, Pemex ha explorado las provincias sedimentarias del país en la búsqueda de acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

La exploración en México ha evolucionado en la aplicación de métodos de trabajo y tecnologías. A partir de los años cuarenta y hasta principios de los noventa, se realizó una amplia campaña para evaluar el potencial petrolero de las provincias geológicas del país. Lo anterior contribuyó a establecer la evolución tectónica y sedimentaria de México así como a incorporar reservas y cuantificar los recursos prospectivos de las provincias petroleras. Ver Figura 15.

Las provincias de hidrocarburos más importantes en México son

- 1.- Sabinas-Burro-Picacho
- 2.- Burgos
- 3.- Tampico - Misantla
- 4.- Veracruz
- 5.- Sureste
- 6.- Golfo de México Profundo
- 7.- Plataforma de Yucatán
- 8.- Cinturón plegado de Chiapas
- 9.- Cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental
- 10.- Chihuahua
- 11.- Golfo de California
- 12.- Vizcaíno - La Purísima – Iray



Fig. 15. Provincias de hidrocarburos en México.

De las 12 Provincias de hidrocarburos en México, sólo 6 son productoras; 1.- Sabinas – Burro – Picacho, 2.- Burgos, 3.- Tampico – Misantla, 4.- Veracruz, 5.- Sureste y 6.- Golfo de México profundo. El resto de las provincias son consideradas de potencial medio a bajo.

2.3.1 Provincia Sabinas – Burro – Picacho

En la Cuenca de Sabinas la formación de las trampas estructurales fue posterior al período de generación de aceite de las rocas generadoras jurásicas, por lo que contienen principalmente gas. El primer campo descubierto fue el Buena Suerte en 1975. Se han descubierto 28 campos y se tienen 216 pozos exploratorios. Tiene una producción acumulada de 430 MMMpc² de gas, y, una producción actual de 108 MMpcd³. Una reserva 3P de 0.36 MMMMpc⁴ de gas y tiene recursos prospectivos de 3.4 MMMMpc.

En la Cuenca de Sabinas la producción proviene principalmente de rocas del Jurásico y Cretácico fracturadas, tanto siliciclásticas como carbonatadas, que conforman trampas estructurales formadas durante la de formación en el Paleoceno-Eoceno.

En la Cuenca de Sabinas la producción inició en 1977 de los campos Monclova-Buena Suerte, alcanzando su máxima histórica de 158 MMpcd de gas en 1979, declinando hasta menos de 10 MMpcd en 1991; de 1992 a 1995 la producción repunta con el desarrollo del campo Merced y de 2005 en adelante hay un nuevo impulso con el desarrollo de Forastero y Pirineo. Figura 16

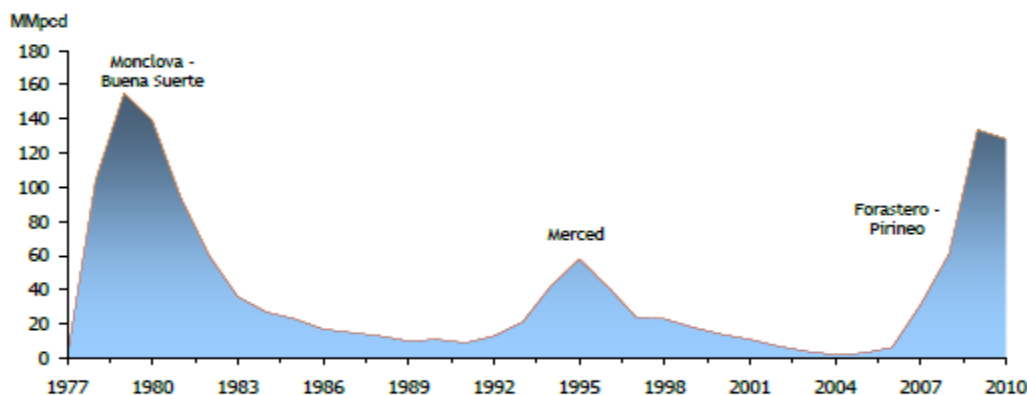


Fig. 16. Historial de producción de Sabinas – Burro – Picacho.

² MMMpc es miles de millones de pies cúbicos.

³ MMpcd es millones de pies cúbicos al día.

⁴ MMMMpc es un billón de pies cúbicos.

2.3.2 Cuenca de Burgos

En la Cuenca de Burgos la mayoría de los elementos del sistema petrolero se formó en una etapa posterior a la generación de aceite de las principales rocas generadoras jurásicas, por lo que el principal tipo de hidrocarburo entrampado es gas. El campo misión fue el primer campo descubierto por petroleros mexicanos en el año de 1945. En la actualidad hay un total de 239 campos descubiertos y 1125 pozos exploratorios. La producción acumulada es de 11 MMMMpc con una producción actual de 1217 MMpcd. Su reserva en 3P es 5.4 MMMMpc y en recursos prospectivos son 6.3 MMMMpc de gas.

En la Cuenca de Burgos los principales yacimientos están en rocas terrígenas de ambientes fluviodeltaicos de los plays Frío y Wilcox conformando trampas estructurales y combinadas controladas por los sistemas de fallamiento lístrico.

La Cuenca de Burgos inició producción en 1945 con el descubrimiento del campo Misión productor en el play Vicksburg. La producción repunta a partir de 1956 con el desarrollo de los campos Reynosa, Brasil y Monterrey. Tras declinar de los setentas a los noventas, esta cuenca se revitaliza y la producción se reactiva a partir de mediados de la década de los noventas alcanzando puntualmente más de 1,400 MMpcd en el año 2010. Figura 17

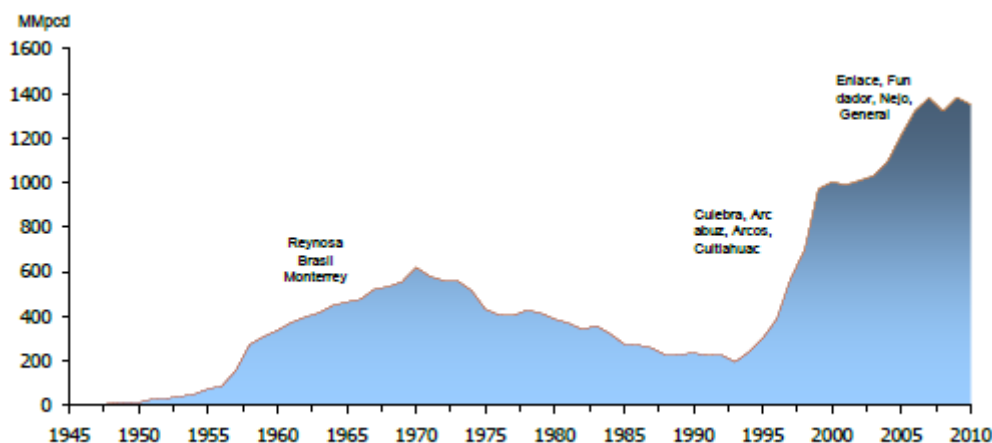


Fig. 17. Historial de producción de la cuenca de Burgos

2.3.3 Cuenca Tampico – Misantla y Veracruz.

Las principales rocas generadoras de esta cuenca son del Jurásico Superior (formaciones Pimienta, Tamán y Santiago), las cuales se encuentran actualmente en el pico de la etapa de generación de aceite en los principales depósitos de la cuenca, razón por la que la mayoría de los plays son de aceite con gas asociado.

Primer descubrimiento comercial en México en 1904, por el geólogo mexicano Ezequiel Ordóñez, con la perforación del pozo La Pez-1; la producción acumulada: 5.6 MMBPCE de aceite y 7.7 MMMMpc de gas. Actualmente su producción es de 106 Mbpd y 210 MMpcd.

Cuenca de Veracruz.

Productora de gas no asociado en el terciario, aceite y gas asociado en el mesozoico. La cuenca de Veracruz tiene 46 campos descubiertos con una producción acumulada de 2.65 MMMMpc de gas en una producción actual de 779 MMpcd. En las reservas 3P da cifras de 1.1 MMMMpc de gas y en los recursos prospectivos de 3.2 MMMMpc de gas.

Las principales rocas generadoras son del Jurásico Superior, las cuales generaron aceite principalmente en el Paleógeno y están actualmente sobremaduras; otras facies generadoras de menor importancia son de edad Cretácico y se encuentran en la ventana de generación de aceite y gas en donde han sufrido mayor sepultamiento

Las trampas que existían al momento de la generación de aceite corresponden a estructuras laramílicas del frente tectónico sepultado. Parte del gas almacenado en areniscas del Mioceno es de origen biogénico y ha sido generado por las lutitas que las rodean.

2.3.4 Cuencas del Sureste y Cuenca del Golfo de México profundo

Los principales descubrimientos de la cuenca son el Campo Cinco Presidentes en 1946, Provincia Salina del Istmo, Campos Cactus-Sitio Grande en 1972, Provincia Chiapas-Tabasco y Campo Chacen 1976, Provincia Sonda de Campeche. La cuenca del sureste tiene una Produccion acumulada: 43 MMMMpc de gas y una Producción actual: 4.6 MMMpcd. Ver Figura 18

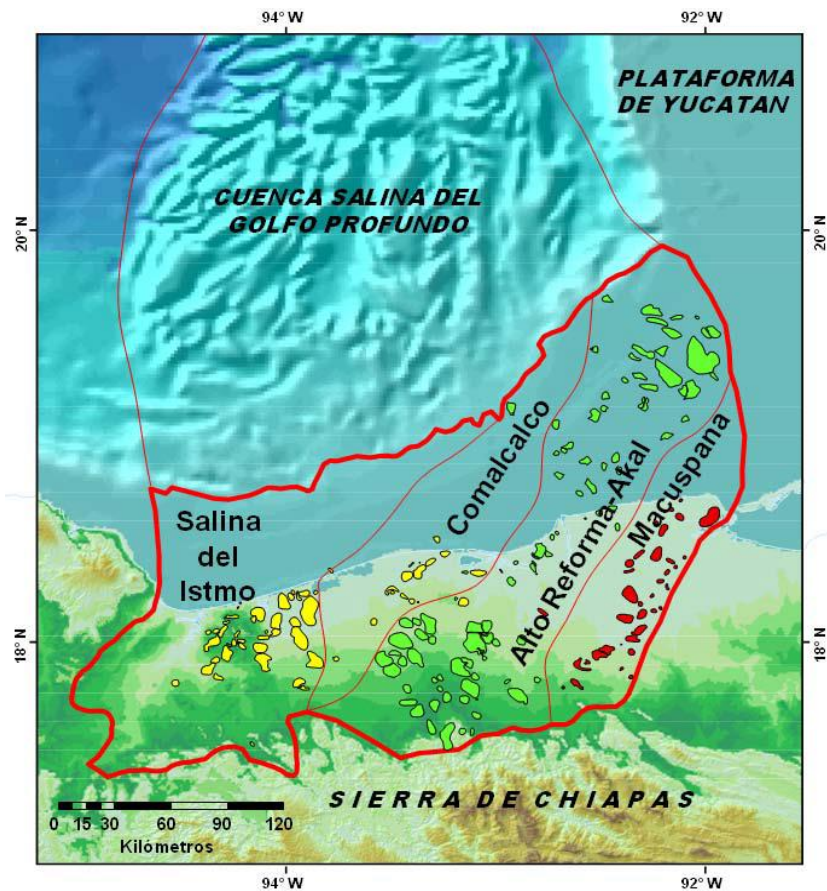


Fig. 18. Cuencas del sureste del Golfo de México Profundo.

2.3.5 Cinturón Plegado de Catemaco

En el Cinturón Plegado de Catemaco se tienen arenas turbidíticas del Eoceno-Mioceno en pliegues orientados NE-SW en un tirante de agua: 500-3,000m

El tipo de hidrocarburo es gas no asociado- Se han perforado tres pozos resultando productores de gas no asociado sobresaliendo Lalail1 con una reserva 3P de 0.7MMMMpc de gas. Ver Figura 19.

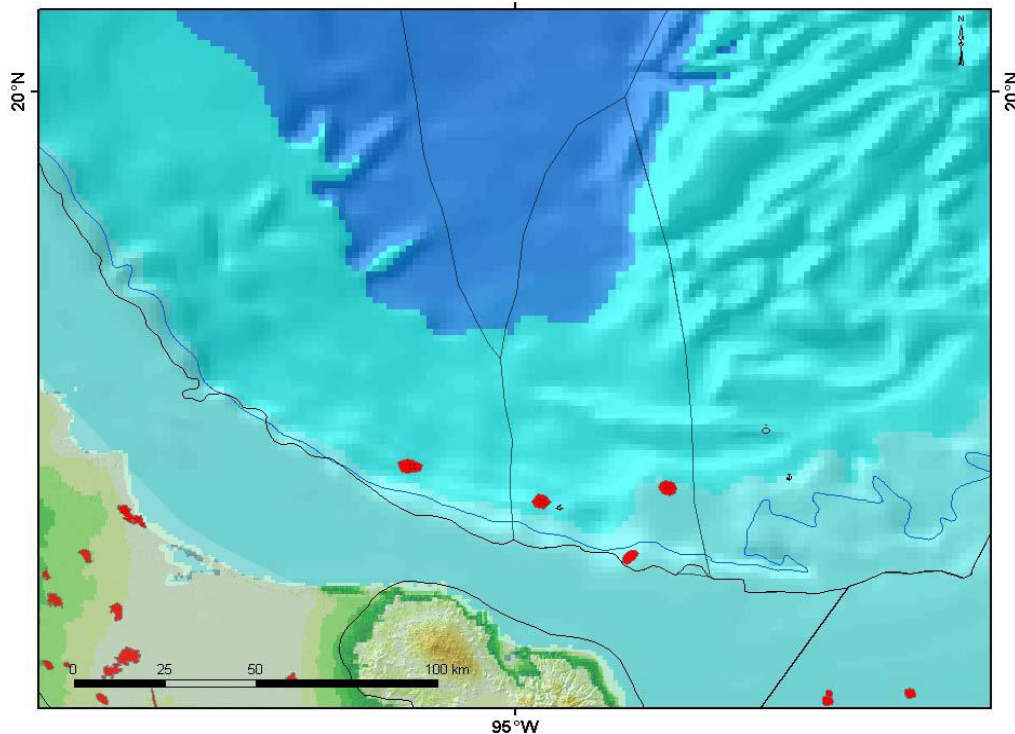


Fig.19. Cinturón Plegado de Catemaco.

2.4 Yacimientos No Convencionales en México

2.4.1 Shale Gas

En Abril de 2011, la U.S. Energy Information Administration (EIA), presenta el documento “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.” En total, el informe evalúa 48 cuencas de gas de esquisto (lutita) en 32 países, que es contenido en casi 70 formaciones de shale gas. Estas evaluaciones cubren la mayoría de los recursos de gas de esquisto prospectivos en un grupo selecto de países que demuestran un cierto nivel de promesa relativamente a corto plazo y para las cuencas que tienen una cantidad suficiente de datos geológicos para el análisis de los recursos. La figura 20 muestra la ubicación de estas cuencas y las regiones analizadas.

La leyenda del mapa indica cuatro colores diferentes en el mapa mundial que corresponden para el ámbito geográfico de esta evaluación inicial:

- Las áreas de color rojo representan la ubicación de las cuencas de gas de esquisto para el que estima que son recursos técnicamente recuperables.
- Zona de color amarillo representa la ubicación de las cuencas de gas de esquisto que se revisaron, pero para los que las estimaciones no fueron proporcionados, debido principalmente a la falta de datos necesarios para realizar la evaluación.
- Los países de color blanco son aquellos para los que se consideró al menos una cuenca de gas de esquisto para este informe.
- Los países de colores grises son aquellas para las que no se consideraron las cuencas de gas de esquisto para el presente informe.

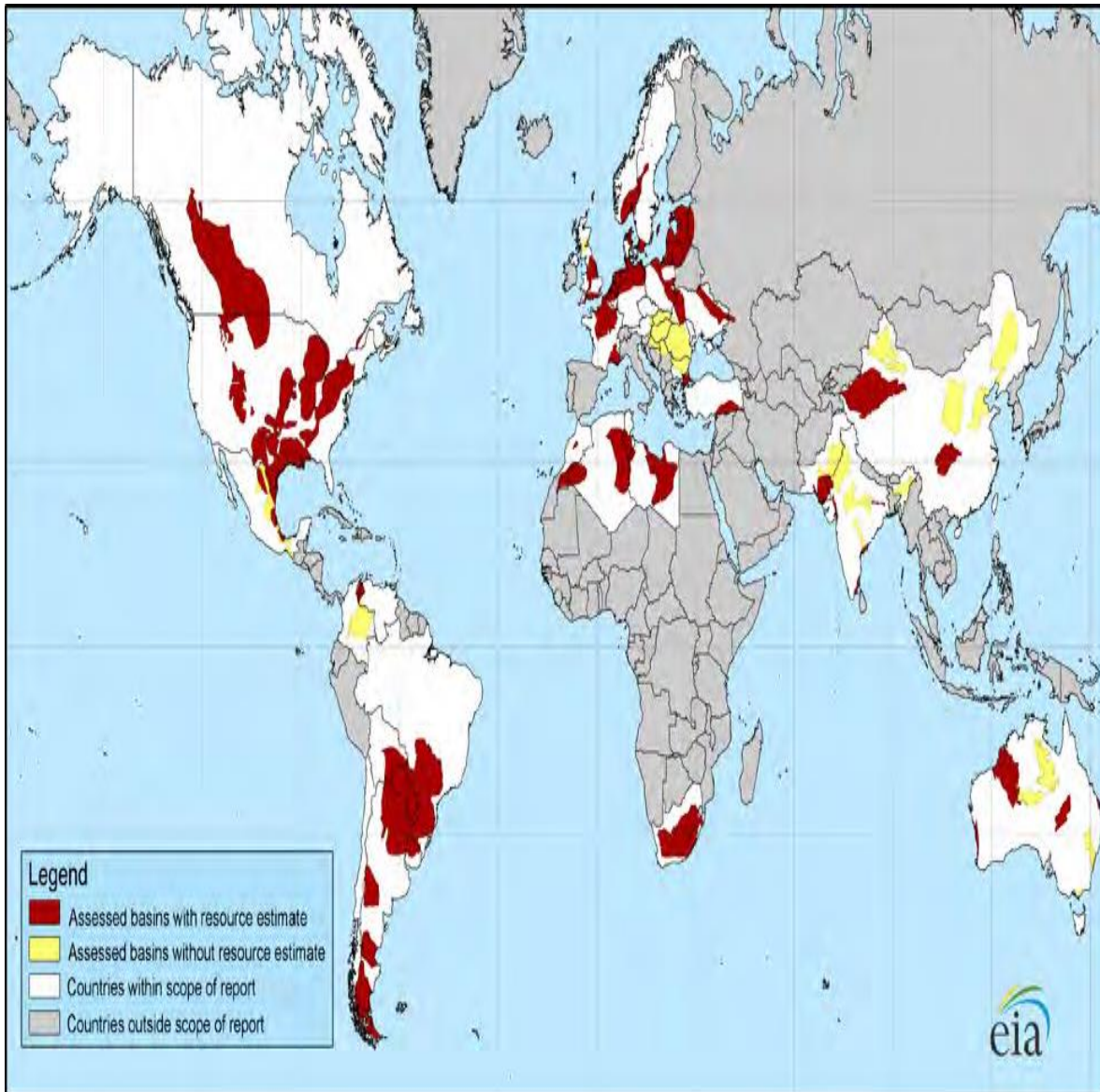


Fig. 20. Cuencas se Shale gas en el mundo.

Las 14 regiones y 32 países incluidos en el informe son:

- Canadá
- México
- Norte de América del Sur (Colombia, Venezuela)
- Sur de América del Sur (Argentina, Chile, Uruguay, Paraguay, Bolivia, Brasil)
- Centro de África del Norte (Argelia, Túnez, Libia)
- Norte de África Occidental (Marruecos, Mauritania, Sahara Occidental)
- Sur de África (Sudáfrica)
- Europa Occidental (incluyendo, Francia, Alemania, Países Bajos, Noruega, Dinamarca, Suecia, Reino Unido)
- Polonia
- Ucrania, Lituania y otros países de Europa del Este
- China
- India y Paquistán
- Turquía
- Australia

En lo que respecta a México, por medio de correlaciones y campos análogos se consideran distintas cuencas de Shale gas, tales como son:

- Burgos
- Sabinas
- Tampico
- Plataforma de Tuxpan
- Veracruz

Ver figuras 21, 22, 23, 24, 25 y 26.

[POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO]

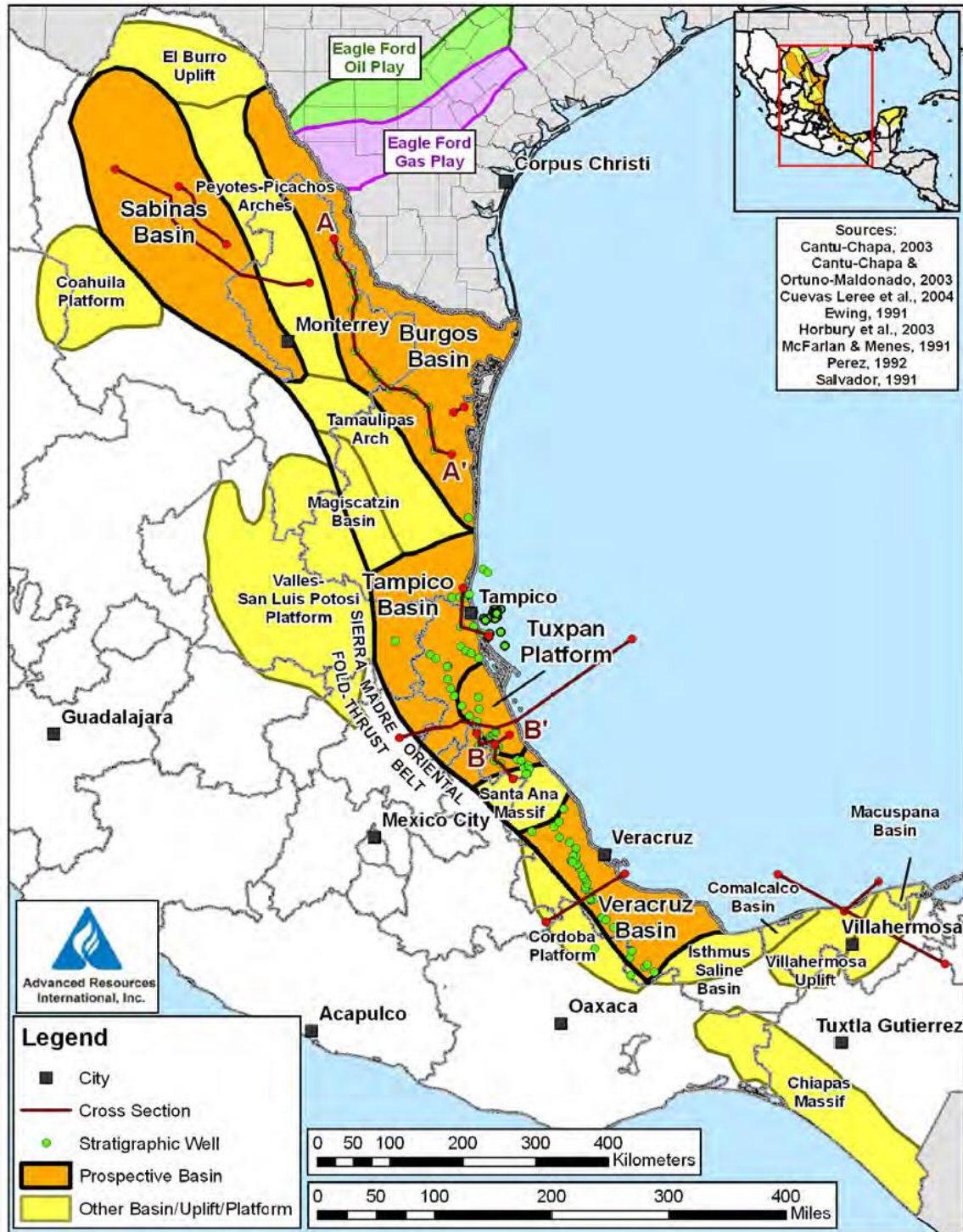


Fig. 21. Cuencas prospectivas de Shale Gas en el Este de México.

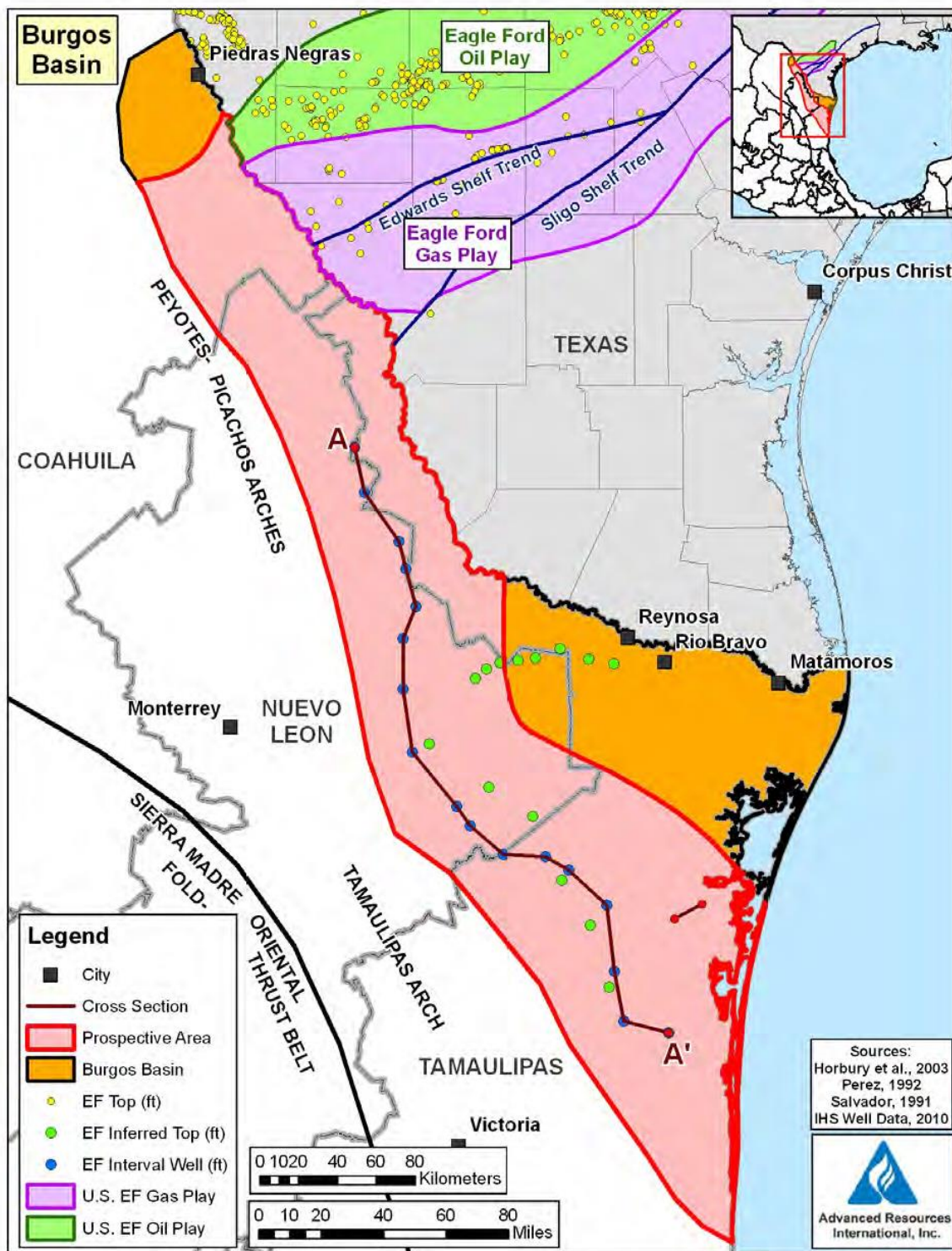


Fig. 22. Área prospectiva de la cuenca de Burgos

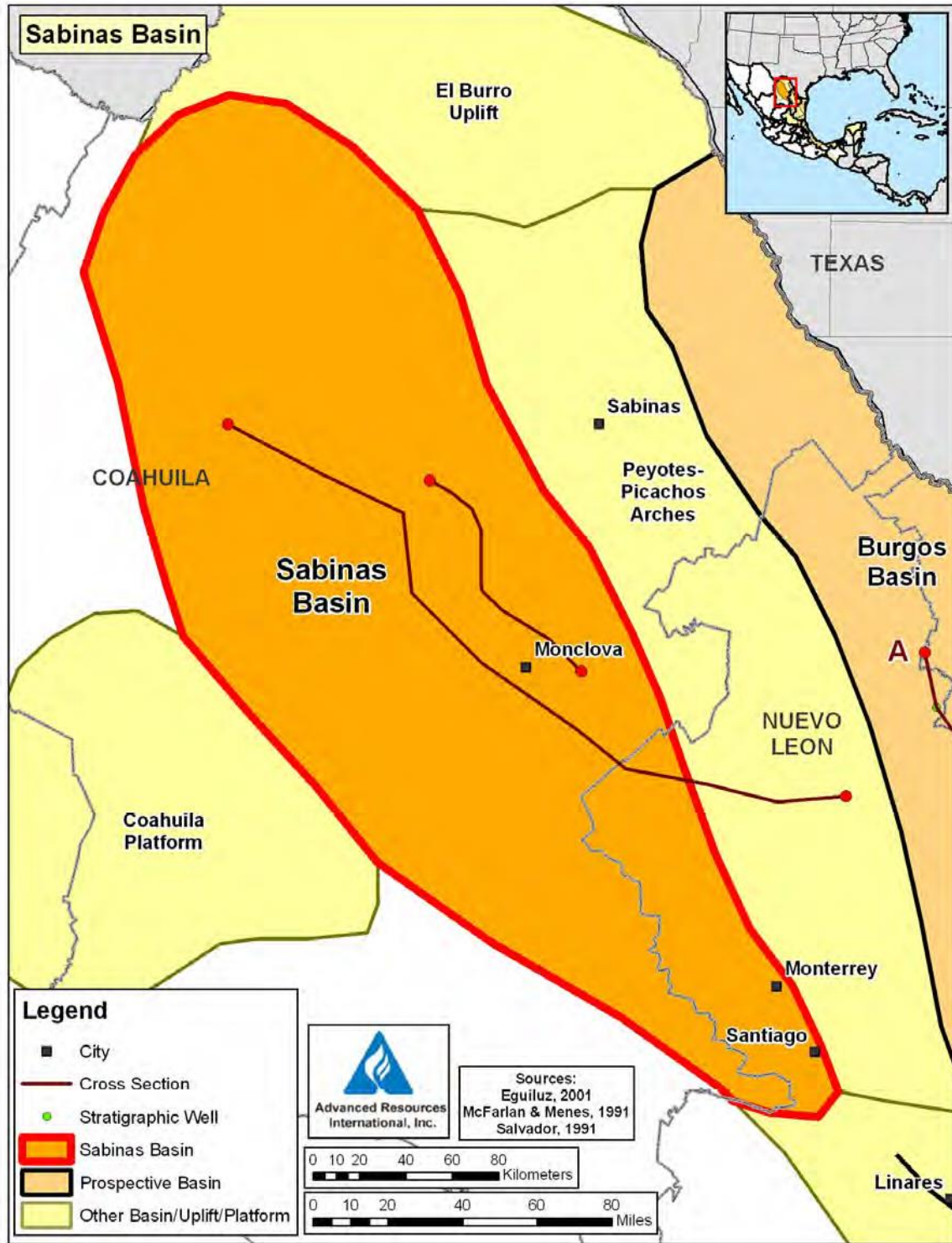


Fig. 23. Área prospectiva de la cuenca de Sabinas

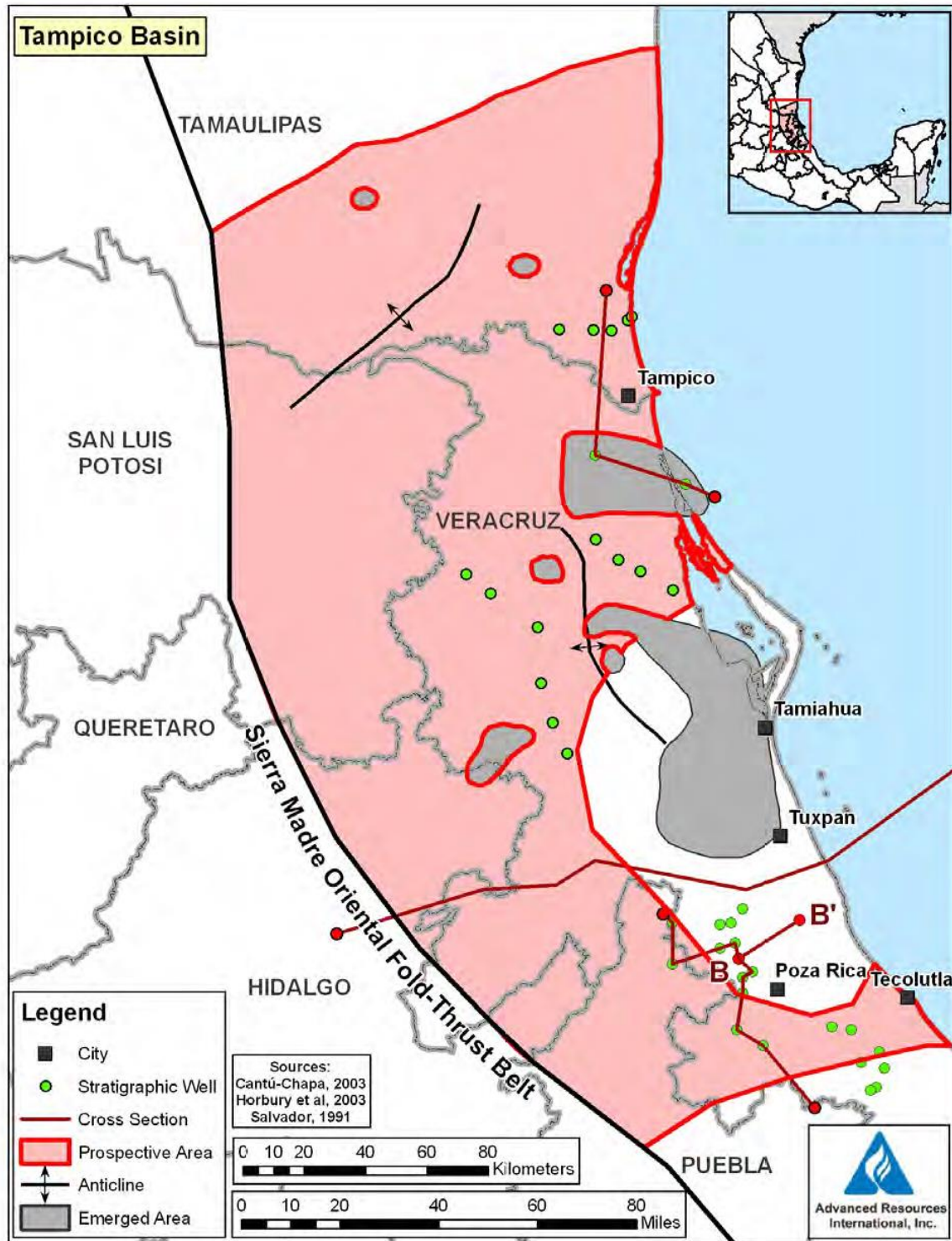


Fig. 24. Potencial prospectivo de Shale gas en la formación Pimienta (del Titiánico) en la Cuenca de Tampico.

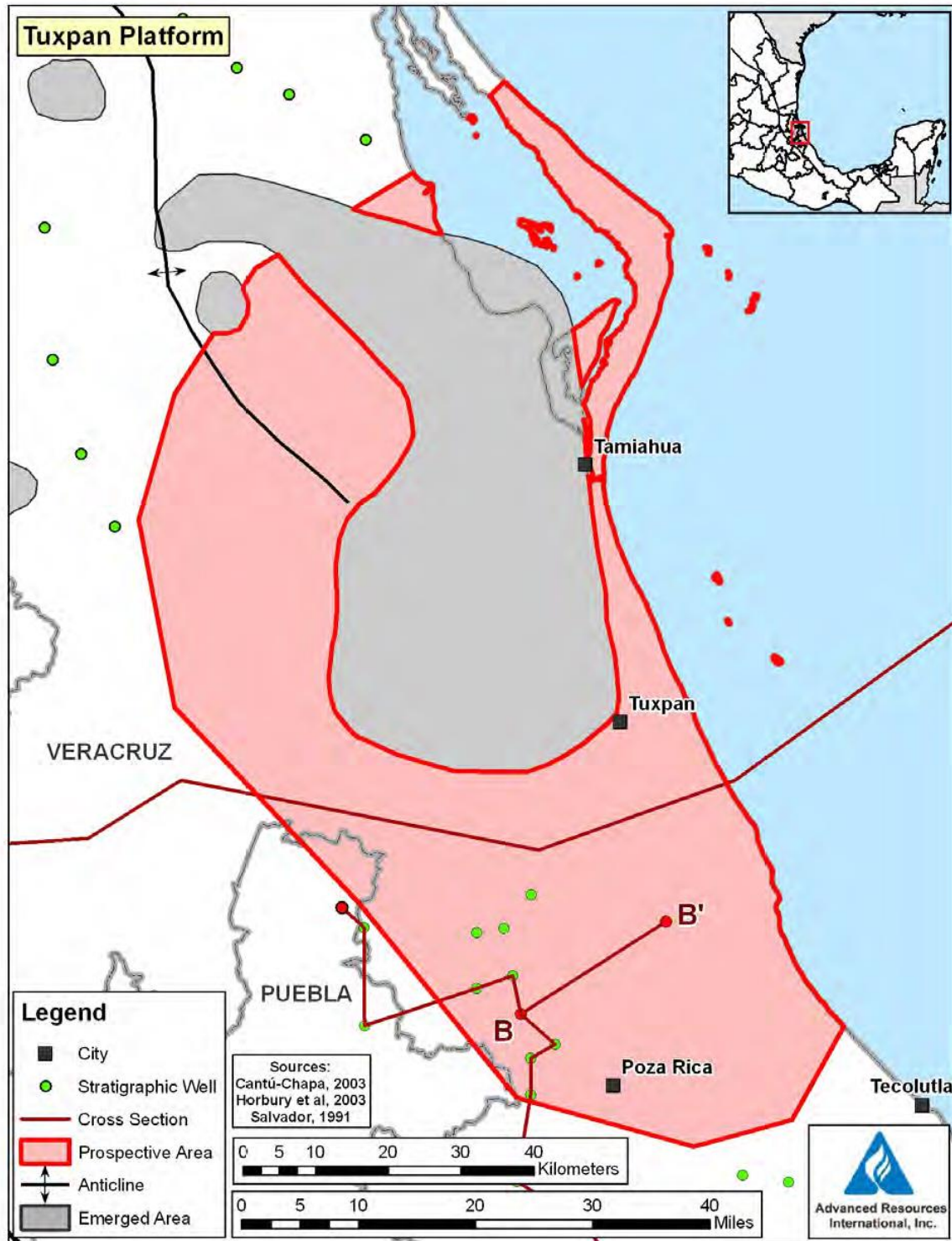


Fig. 25. Potencial prospectivo de Shale Gas en la Plataforma de Tuxpan.

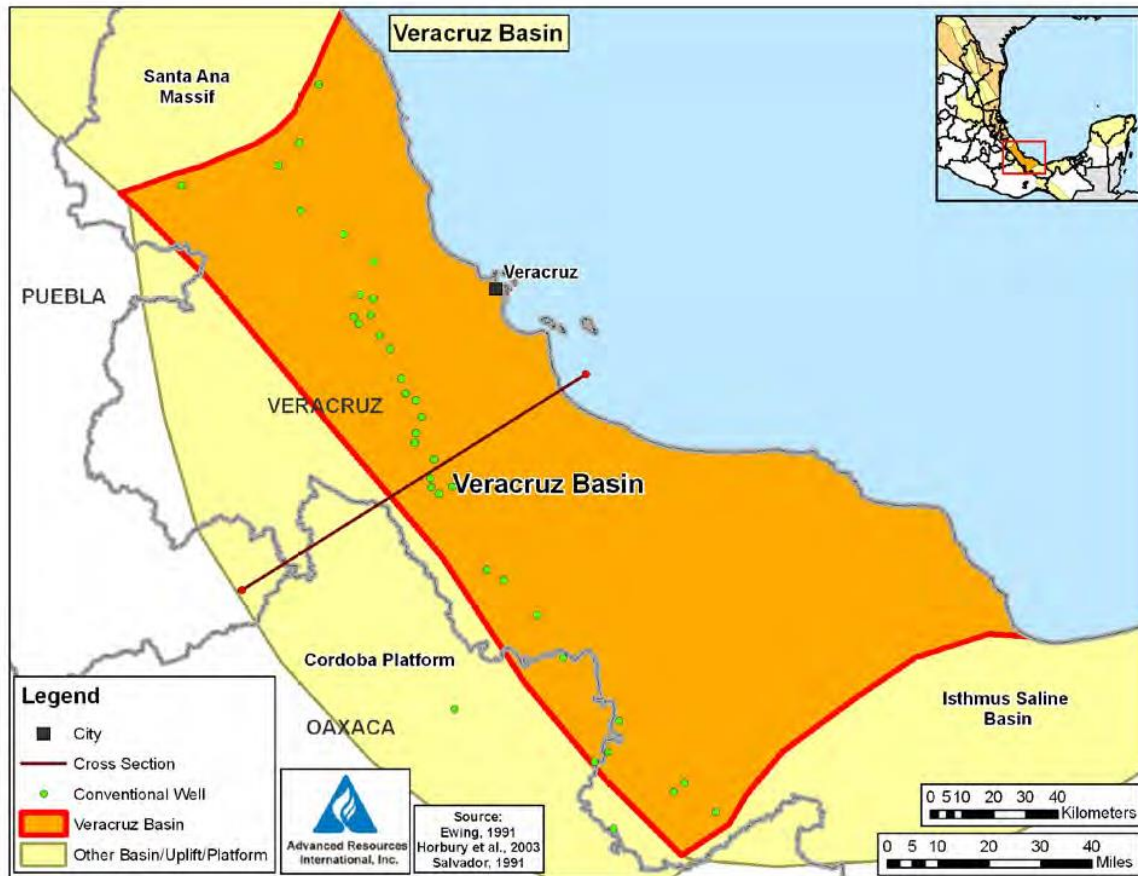


Fig. 26. Potencial prospectivo de Shale Gas en la Cuenca de Veracruz.

2.4.2 Hidratos de Metano y Gas grisú en México

Se conoce que la existencia de yacimientos o manifestaciones de este tipo de gas no convencional en México, pero la falta de información e interés, hasta el momento, por desarrollarlos, no permite decir a ciencia cierta la ubicación con mayor concentración de estos recursos.

Capítulo III, Reservas de Gas Natural.

Se llama reservas de hidrocarburos a aquellos recursos petroleros que son recuperables y explotables comercialmente en un tiempo determinado.

Se considera que todas estas reservas involucran un grado de incertidumbre, que está sujeto principalmente a la cantidad y calidad de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería disponible en el momento en que se llevó a cabo la estimación e interpretación de esos datos.

De acuerdo con Petróleos Mexicanos, el nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales: probadas o no probadas. De entre las cantidades recuperables conocidas, los recursos contingentes son aquellos que no satisfacen los requerimientos de comercialización.

Si la rentabilidad de las acumulaciones de hidrocarburos ha sido establecida bajo las condiciones económicas de la fecha de evaluación, entonces estamos hablando de reservas probadas. Por su parte, las reservas probables y posibles suelen basarse en futuras condiciones económicas.

Las reservas probadas o 1P comprenden las cantidades de hidrocarburos estimadas, como el aceite crudo, el gas natural y líquidos del gas natural cuya recuperabilidad está demostrada con certeza; tomando en consideración las condiciones económicas y de operación vigentes en determinada fecha. Debido a que estas reservas tienen mayor certeza, aportan la producción y sustentan los proyectos de inversión.

De acuerdo con Petróleos Mexicanos, aquellas cantidades de hidrocarburos que son evaluadas según las condiciones atmosféricas son las reservas no probadas.

Éstas se toman en cuenta extrapolando las características del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o bien, considerando escenarios que no prevalecen en el momento de la evaluación. Asimismo, los volúmenes probables son aquellas reservas no probadas que son más factibles de ser comercialmente recuperables, de acuerdo con los análisis de información geológica y de ingeniería del yacimiento. Estas reservas incluyen también a aquéllas que no es posible clasificar porque no se tiene la información suficiente.

Cuando la recuperación comercial de los hidrocarburos es más incierta que la de los volúmenes probables, se les llama reservas posibles, y se les clasifica así tomando como referencia su información geológica y de ingeniería.

A la suma de las reservas probadas, probables y posibles se les conoce como reservas totales o 3P.

3.1 Reservas mundiales de Gas Natural convencional.

El BP Statistical Review of World Energy 2013 reportó que las reservas probadas mundiales de gas natural a finales de 2012 se situaron en 187,3 billón de metros cúbicos, suficientes para cumplir con 55,7 años de producción mundial. Las reservas probadas disminuyeron en un 0,3% con respecto a finales de 2011. Lo anterior implica que hasta el momento, los productores no han podido reemplazar las reservas exitosamente con nuevos recursos incorporados en tiempo, probablemente este fenómeno se presenta debido al rápido crecimiento del consumo, principalmente en la última década.

[POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO]

| Posición | País | Reserva Probada en BPC | Participación Mundial % | Relación R/P (Años) |
|---------------|--------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 1 | Rusia | 1567.1 | 23.7 | 84.1 |
| 2 | Irán | 1045.7 | 15.8 | >100 |
| 3 | Qatar | 895.8 | 13.5 | >100 |
| 4 | Turkmenistán | 286.2 | 4.3 | >100 |
| 5 | Arabia Saudita | 279.7 | 4.2 | >100 |
| 6 | EE.UU. | 244.7 | 3.7 | 11.7 |
| 7 | Emiratos Árabes | 227.1 | 3.4 | >100 |
| 8 | Venezuela | 200.1 | 3.0 | >100 |
| 9 | Nigeria | 185.4 | 2.8 | >100 |
| 10 | Argelia | 159.1 | 2.4 | 55.3 |
| 11 | Indonesia | 112.5 | 1.7 | 44.3 |
| 12 | Irak | 111.9 | 1.7 | >100 |
| 13 | Australia | 108.7 | 1.6 | 72.7 |
| 14 | China | 86.7 | 1.3 | 28.8 |
| 15 | Malasia | 84.1 | 1.3 | 38 |
| 35 | México | 16.8 | 0.3 | 8.2 |
| Total Mundial | | 6621.2 | 100% | 62.8 |

Tabla 2. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2012
(billones de pies cúbicos)

[POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO]

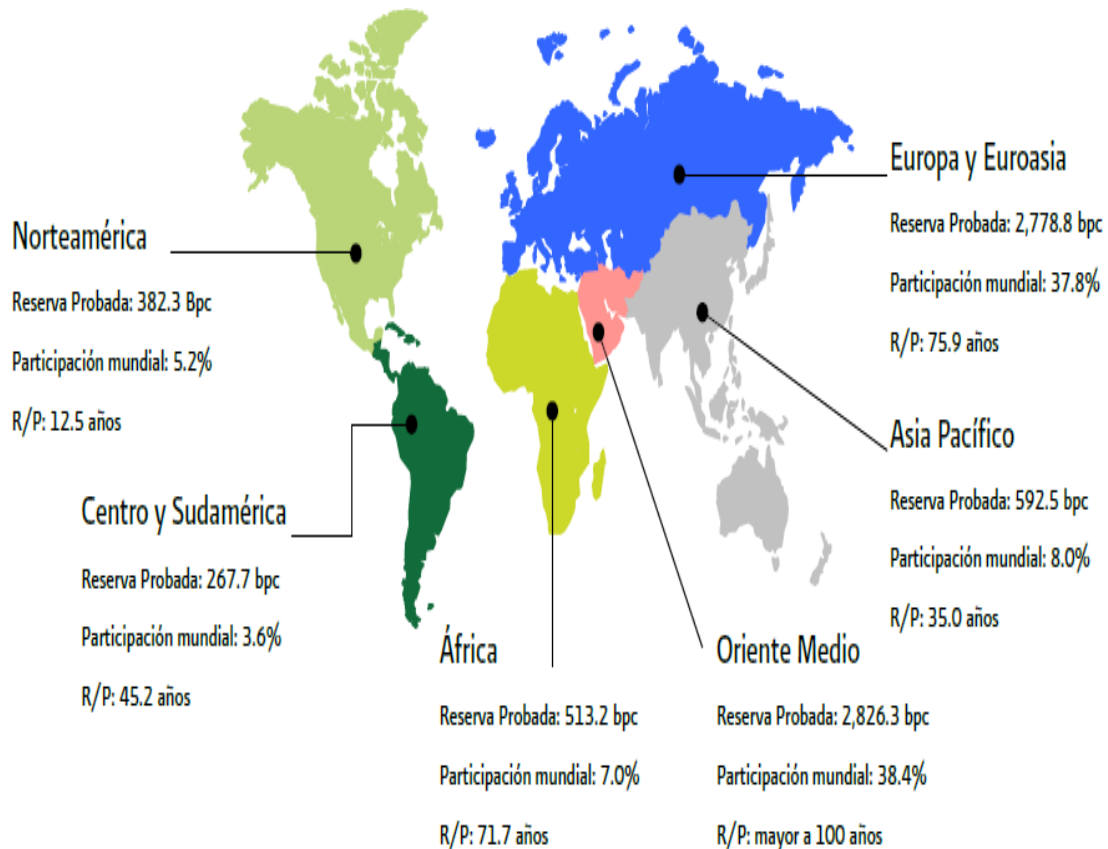


Fig.27. Distribución regional de las reservas probadas de gas seco, 2012 (Billones de pies cúbicos)

Según el World Shale Gas Resources, publicado por la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (Energy Information Administration, EIA), se estima que los recursos mundiales técnicamente recuperables de shale gas ascienden a 6,622 BPC. De estos recursos, 1,931 BPC se localizan en Norteamérica, de los cuales Estados Unidos posee 862 BPC y México 681 BPC. La segunda región más importante es Asia del Sur y del Este, con un recurso estimado de 1,389 BPC. Ver figura 28.

[POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO]

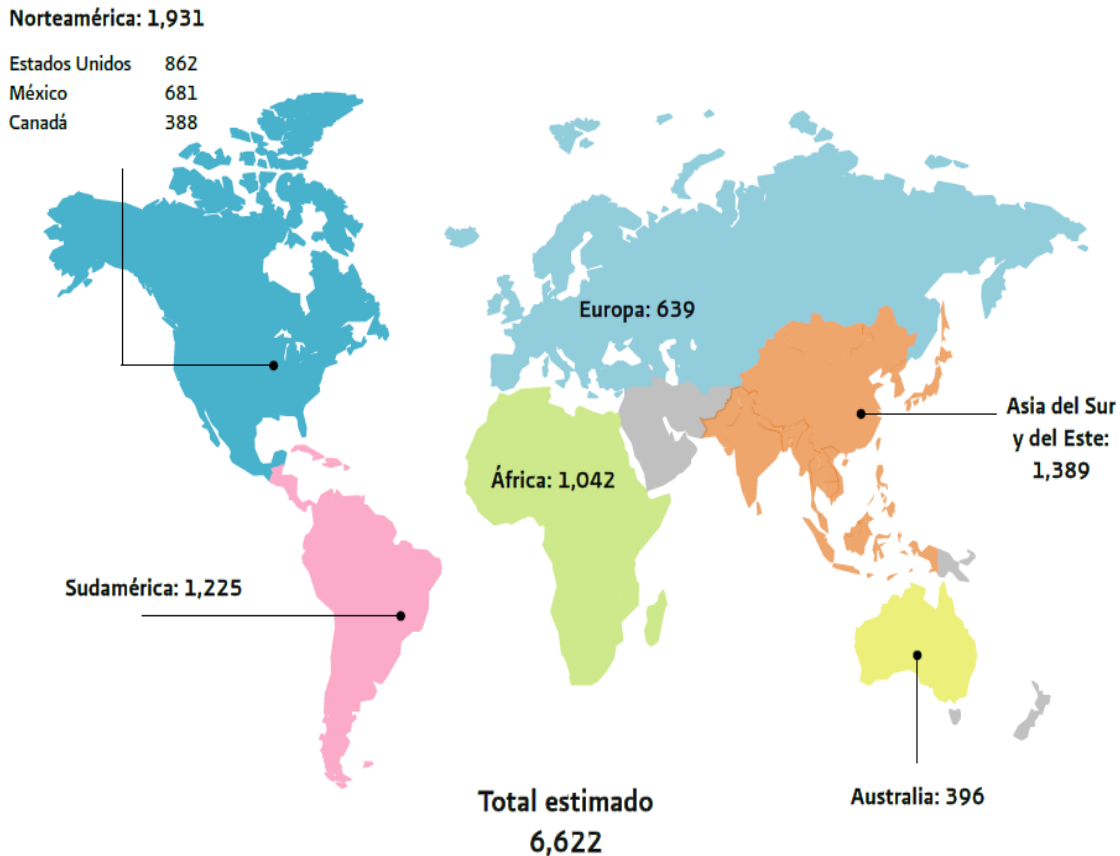


Fig. 28. Recursos técnicamente recuperables de shale gas, Marzo 2013

Al igual que los recursos petroleros, existe una distribución desigual de las reservas de gas natural; la Federación Rusa posee 23.7% casi una cuarta parte del total, le siguen Irán y Qatar con 15.8% y 13.5%, respectivamente. Así, a 2012 los primeros diez países poseen 76.9% del total. La distribución irregular del recurso ocurre tanto en los agrupamientos de entidades geográficas como en entidades geoeconómicas.

Desde el punto de vista geográfico se observan las siguientes variaciones: Norteamérica posee 4.9% del total de reservas de gas natural; Centro y Sudamérica representa 4.3%, siendo ésta la menor proporción para una región; África tiene 7.9%; Asia-Pacífico contiene 8.7%; Europa-Euroasia contabiliza 33.7%; Finalmente, la región de Oriente Medio se concentra la mayor cantidad del

recurso, 2,690.4 BPC, esto es 40.6% de las reservas en todo el mundo, y una relación R/P mayor a 100 años.

De acuerdo con las agrupaciones geoeconómicas, también se muestra una distribución irregular. En una misma clasificación de la distribución, Cedigaz obtuvo que la mayor concentración de reservas la poseen los países de la OPEP con 44.8%, seguido de los miembros de la Comunidad de Estados Independientes que cuentan con 28.6%; los miembros de la OCDE poseen reservas que representan apenas 9.5% del total mundial, el resto se ubica en países no pertenecientes a las entidades geoeconómicas anteriormente mencionadas.

Sin duda, el desequilibrio en la distribución de los recursos gasíferos significa que la mayoría de las grandes concentraciones serán intercambiadas hacia otras regiones geográficas. La región de Norteamérica ha logrado mantener los niveles de importación de gas natural, pese a una mayor producción de gas no convencional, esto mismo no se puede decir de regiones como Asia-Pacífico y Europa-Euroasia. Considerando el crecimiento que ha tenido la demanda de gas natural, se esperaría que los flujos interregionales aumenten y exista mayor explotación de las reservas.

A continuación se presentan las tablas de las reservas en México, dividido por Zona petrolera⁵ y por años recientes.

| Reservas de gas natural en México en MMMPC. | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Región | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| Región Marina Noreste | 4,283.50 | 3,948.00 | 3,805.20 | 3,746.80 | 3,621.70 | 3,067.50 | 2,709.70 | 2,619.70 | 2,509.30 | 2,730.60 | 2,736.40 | 2,843.00 |
| Región Marina Suroeste | 3,565.20 | 4,422.00 | 4,258.60 | 4,555.10 | 3,770.10 | 6,048.50 | 6,566.20 | 7,165.80 | 8,920.00 | 9,754.50 | 11,227.40 | 11,396.30 |
| Región Sur | 11,006.70 | 9,402.80 | 9,067.10 | 8,545.60 | 8,373.30 | 7,687.30 | 7,389.90 | 6,832.10 | 6,482.60 | 6,024.10 | 6,253.40 | 6,715.50 |
| Región Norte | 31,792.70 | 31,023.60 | 31,877.50 | 31,802.00 | 30,950.50 | 30,564.50 | 29,193.00 | 28,005.00 | 26,800.20 | 26,460.50 | 26,091.30 | 27,804.10 |
| Total | 50,648.10 | 48,796.40 | 49,008.40 | 48,649.50 | 46,715.60 | 47,367.80 | 45,858.80 | 44,622.60 | 44,712.10 | 44,969.70 | 46,308.50 | 48,758.90 |

Tabla 3. Reservas de gas natural en México con base en PEMEX

⁵ Las zonas petroleras en México son 4, la Marina Noreste, la marina suroeste, la norte y la sur.

3.2 Empresas y países que explotan el gas.

Cómo se mencionó en el capítulo II de esta tesis, las reservas de Gas Natural están distribuidas en el mundo. Los mayores yacimientos de gas en el mundo se encuentran en el Oriente Medio y en la antigua Unión Soviética ocupando el 40 y el 35% respectivamente.

En el mercado petrolero existen compañías petroleras estatales (NOCs) y compañías petroleras internacionales (IOCs). Entre 1998 y 2002, como respuesta a situaciones de mercado se dan una serie de fusiones conformando las IOCs.

Las “International Oil Companies” (IOCs) son las grandes empresas petroleras internacionales privadas, originalmente son seis que comandan a todo un grupo de empresas privadas, las principales son:

- Exxon Mobil, USA
- British Petroleum, Inglaterra
- Royal Dutch Shell , Holanda/Inglaterra
- ConocoPhillips, USA
- Chevron, USA
- Total, Francia

Además de esas seis, también resaltan:

- Repsol YPF, España
- Marathon, USA
- Lukoil, Rusia
- EnCana, Canada
- Gazprom, Rusia (50%)

Las “NationalOilCompany” (NOCs) son empresas de propiedad estatal controladas por los gobiernos de los países poseedores de petróleo, Se consideran NOCs las empresas 100% estatales o con participación estatal superior al 50%.

Las principales NOCs son:

- Saudi Aramco
- Nigerian National Petroleum Corp. (NNPC)
- Oil & Natural Gas Corp. (ONGC), India
- Petróleos de Venezuela, SA (PDVSA)
- Iraq National Oil Company (INOC)
- Kazmunaigaz, Kazakhstan
- National Iranian Oil Company (NIOC)
- National Oil Corp. Libya (NOCL)
- Petróleos Mexicanos (PEMEX) México
- Pertamina, Indonesia
- EGPC, Egipto
- Petrobras, Brazil
- Petronas, Malaysia
- PetroSA, South Africa
- Qatar Petroleum
- KPC, Kuwait
- Adnoc, EAU
- SOCAR, Azerbaijan
- Sonangol, Angola
- Sonatrach, Argelia
- CNPC, China
- Statoil, Noruega (65%)

Las compañías petroleras estatales poseen el 81 % de las reservas mundiales de hidrocarburos. En tanto y referente al Gas Natural, las empresas NOCs administran el 74% de las reservas mundiales del Gas. Ver Figura 29.



Fig.29. Reservas de Crudo de las empresas NOCs y las IOCs.

Considerando que Gazprom tiene una participación estatal de 50% y no es considerada una empresa NOC. Ocho de las nueve compañías con mayores reservas de gas son estatales y concentran el 62% de las reservas mundiales de gas. PEMEX ocupa el lugar 35. NIOC de Irán es la empresa que registra mayor reserva de gas, seguida GP Qatar y Gazprom de Rusia, Venezuela con PDVSA es la empresa en el continente americano mejor posicionada con un quinto lugar. Seis de las nueve compañías con mayores registros de reservas son de países cercanos al golfo pérsico, es decir, el territorio árabe. Rusia, Venezuela y Argelia son los otros tres países con empresas nacionales que compiten entre las mejores en cuestión de reservas aunque cabe señalar que del primer lugar, NIOC de Irán al noveno puesto que es INOC de Irak la diferencia es de poco más de 1 MMMMMpc de gas. Ver Figura 30

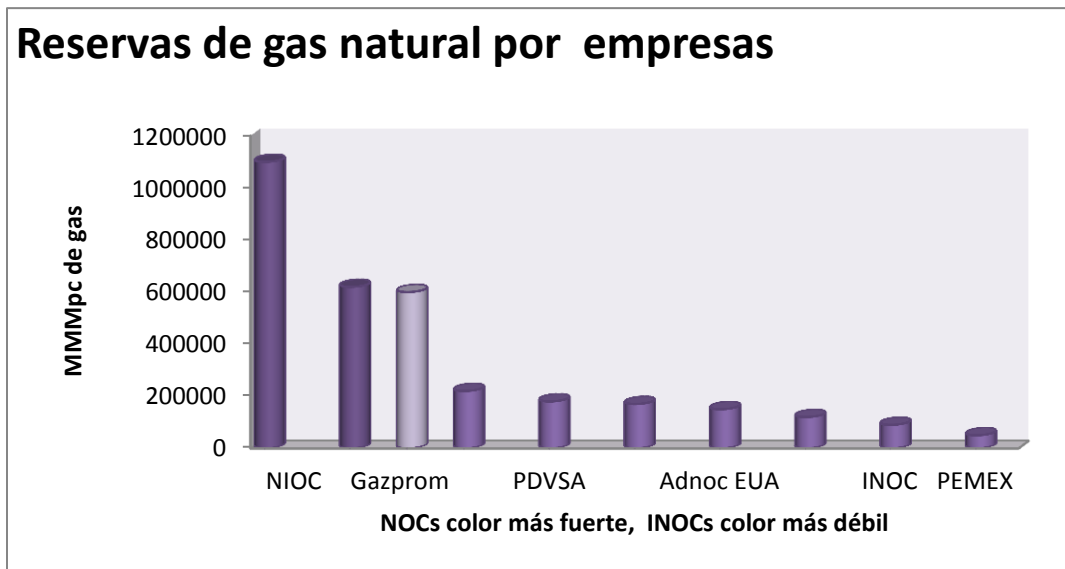


Fig. 30. Empresas con mayores reservas de Gas Natural.

Participación en la producción mundial de gas natural

Las compañías petroleras estatales contribuyen con el 36% de la producción mundial de gas natural. En producción de gas es muy importante la participación de las compañías petroleras internacionales: 64%, la compañía rusa Gazprom (que tiene 50% de participación estatal) contribuye con el 25% del total. Ver Figura 31.

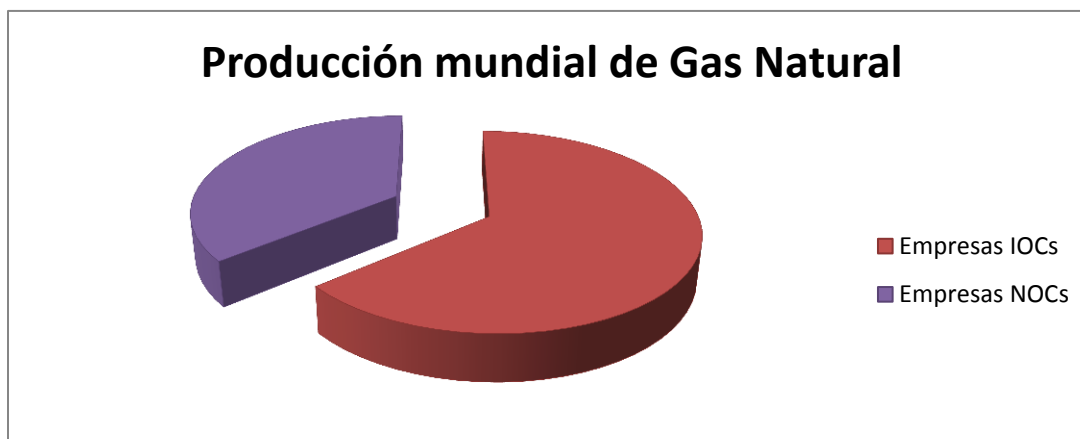


Fig.31. Distribución de la producción de Gas Natural mundial por tipo de empresa

Las diez mayores compañías productoras de gas aportan el 60% de la producción mundial de gas, seis son estatales y participan con el 22%, cuatro son OICs y contribuyen con el 38%. Ver Figura 32.

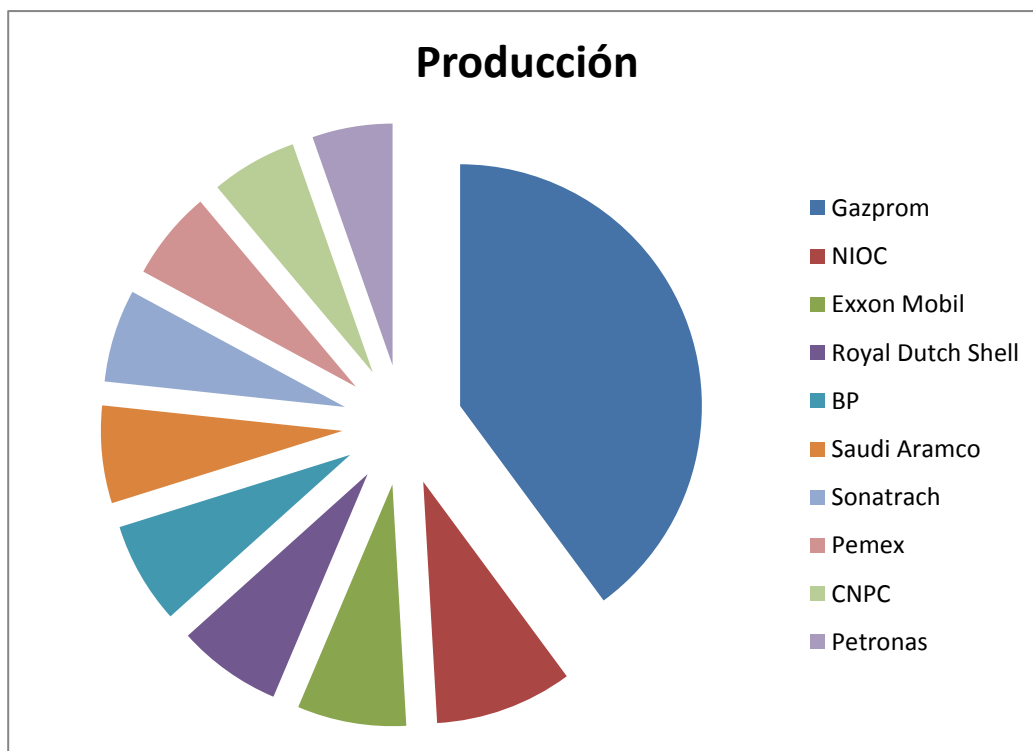


Fig. 32 de la producción de Gas Natural en el mundo por empresas

Participación de la OPEP en la producción mundial de gas

Los países miembros de la OPEP⁶ aportan el 18% de la producción mundial de gas natural, de ese porcentaje el 78% lo aportan cuatro países de esa organización. Siendo Irán el país que más aporta a ese 18% total, con un 32.5% seguido de Qatar con un 16.3%, Argelia el 14.9%, Arabia Saudita con un 14.3%.

⁶ Los países miembros de la OPEP son: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Qatar, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Nigeria, Ecuador y Angola.

La producción de Gas en México ha tenido altas y bajas, siendo las regiones marinas las que más aportan a la producción, sin hacer de lado a la región norte, es decir, la región sur es la que menos gas aporta a la producción total de Pemex. Por tipo de gas, se sigue producción más el gas asociado que el no asociado.

Extracción de gas natural en México por PEMEX

En general durante los últimos años, el desarrollo de las actividades operativas de Petróleos Mexicanos han presentado resultados favorables en diversos aspectos, entre los que destacan el aumento en la perforación de pozos, en adquisición de información sísmica y de la producción de crudo en la mayoría de los activos, a excepción de Cantarell, donde se moderó la disminución; la mejora en el aprovechamiento de gas natural; un mayor proceso y producción en los complejos procesadores de gas y refinerías. Del mismo modo que en exploración, los resultados en el ámbito de producción fueron positivos durante el año conforme a la cadena de valor de PEP, tanto en desarrollo de campos como en explotación de yacimientos. En el primer caso, durante 2012 se terminaron 1,075 pozos de desarrollo, 61.9% más (411 pozos) que el año anterior.

La producción total de gas natural ascendió a 7,031 MMpcd, cantidad que incluye 496 MMpcd de nitrógeno mismo que proviene junto con este hidrocarburo, debido al proceso de recuperación secundaria utilizado para mantener la presión del campo Cantarell.

Las regiones Norte y Sur fueron las principales abastecedoras de gas natural con una producción conjunta de 4,137 MMpcd, cantidad que representó 63.3% de la producción nacional de este hidrocarburo (sin considerar el nitrógeno). Le siguió en importancia la Región Marina Noreste con una producción de 1,286 MMpcd y la Marina Suroeste con 1,112 MMpcd. Todas las regiones, con excepción de la

Norte, observaron un crecimiento en su producción resultado de las inversiones en exploración y desarrollo de campos.

La producción de gas asociado, sin nitrógeno, fue 3,984 MMpcd, 8% más que en 2008, en tanto que la de gas no asociado fue 2,550 MMpcd, 1.9% menos que el año previo. Esta última variación debido, sobre todo, a la caída en la producción del Activo Integral Veracruz de 15.6% (149 MMpcd).

En el caso del Activo Integral Burgos, de la Región Norte, aumentó su producción 9.6%, al ubicarse en 1,515 MMpcd. Cabe destacar que a partir del inicio de la explotación de los bloques bajo la modalidad de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), en marzo de 2004, este activo presenta a partir de esa fecha un crecimiento promedio anual de 6.7%. Sin embargo, desde 2009 hasta la fecha (2013), la Región Norte muestra una disminución de 0.3% en su producción, debido a la caída en la extracción de gas natural en el Activo Integral Veracruz, en particular, por fallas en los equipos de compresión y libranzas.

Las principales obras realizadas en años recientes mediante los COPF fueron: perforación de 87 pozos (22.4% del total en Burgos), y la terminación de 104 pozos (90 de desarrollo y 14 exploratorios) de los cuales 99 resultaron productores, además de la adquisición de 1,466 kilómetros cuadrados de información sísmica 3D (52% del total en Burgos). Resultado de las inversiones, la producción de gas natural de los bloques en 2009 promedió 408 MMpcd, 59.3% superior a la del año previo. En diciembre alcanzó 468 MMpcd, es decir 162 MMpcd mayor al mismo mes de 2008. Destaca el aumento en la producción del bloque Monclova (52 MMpcd) y de los bloques Nejo y Misión (41 MMpcd y 40 MMpcd, respectivamente). El aprovechamiento de gas natural en 2009 fue 90.1%, lo que representó 2.4 puntos porcentuales más que el año previo, este avance se debió a las acciones implantadas para reducir el envío de gas natural a la atmósfera. El volumen de gas natural enviado a la atmósfera fue 699.1 MMpcd (incluye 12.2 MMpcd de bióxido de carbono). Por otra parte, se envió a la

atmósfera 332.5 MMpcd de nitrógeno. Las acciones para reducir el envío de gas natural a la atmósfera que se llevan a cabo son:

- Aumentar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos de compresión (implantación del sistema de confiabilidad operacional).
- Mejorar la eficiencia del proceso de endulzamiento de gas amargo.
- Incrementar la capacidad de inyección de gas amargo al campo Cantarell de 350 MMpcd a 1,230 MMpcd.
- Incrementar la capacidad de manejo de gas de alta presión de 2,480 MMpcd a 2,620 MMMpcd.
- Aumentar la capacidad de compresión. Instalación de dos turbocompresores y la rehabilitación de otro.

Capítulo IV, Explotación del Gas Natural.

La Ingeniería de Producción es una rama de la Ingeniería Petrolera que tiene por objetivo optimizar los sistemas de producción de hidrocarburos para incrementar la rentabilidad de las empresas petroleras.

El incremento de la demanda de energía se fundamenta en el incremento poblacional y en el crecimiento de la economía de los países, ya que las personas con mayor potencial económico satisfacen sus necesidades con mayores comodidades que implican consumo de energía.

Las expectativas del crecimiento en la demanda de energía implicarán en ajuste continuo de los precios de los hidrocarburos. Razón por la cual la producción de Aceite y Gas natural dependerá de otros factores y no sólo las condiciones del yacimiento.

El gas natural ha repuntado en la preferencia de industrial, en electricidad y el mismo sistema petrolero. Es importante seguir produciendo pozos de gas asociado o gas no asociado.

4.1 Producción de pozos de gas.

Un Sistema Integral de Producción de Gas Natural es un conjunto de componentes que hacen posible que el gas viaje desde la frontera externa del yacimiento hasta el separador en superficie.

El objetivo de cualquier operación de producción de gas es mover éste desde un punto en el yacimiento hasta la línea de ventas. Con el fin de lograr esto, el gas debe pasar por muchas áreas que provocan caídas de presión. Las restricciones de flujo se pueden presentar en alguno o en todos los elementos que componen al sistema. Ver figura 33

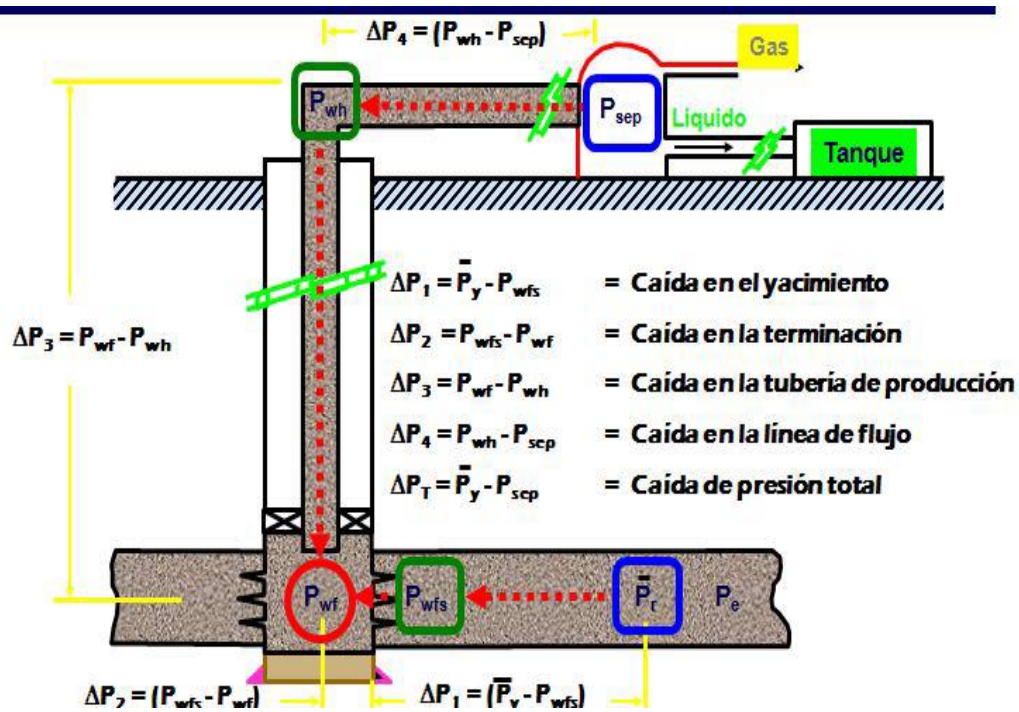


Fig.33. Sistema Integral de Producción de un pozo de gas natural.

Elementos que integran al Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural:

- i. Medio poroso.
- ii. Disparos y/o gravel pack (empacador de grava).
- iii. Estrangulador de fondo.
- iv. Tubería de producción del pozo.
- v. Estrangulador superficial.
- vi. Línea de descarga.
- vii. Separador.
- viii. Línea de flujo del compresor a ventas.
- ix. Presión de ventas.

Aunque todos estos elementos pueden ser analizados por separado del Sistema Integral de Producción, a fin de determinar el potencial del pozo, tienen que combinarse en un sistema total o de análisis nodal. Esto se logra fácilmente dividiendo el total del sistema en dos subsistemas separados en donde se determinarán los efectos de los cambios de presión en uno o los dos subsistemas respecto al comportamiento de flujo del pozo.

El análisis se realiza con la determinación de la presión correspondiente al nodo de interés y mediante la construcción de una gráfica del gasto de producción versus la presión existente en el punto de división o nodo para cada uno de los dos subsistemas que componen al sistema. Se trazan curvas separadas e independientes en la misma gráfica correspondientes a las presiones calculadas en los dos subsistemas, la intersección de las dos curvas de los subsistemas da el potencial total del sistema o el gasto, que satisface el requisito de que la entrada de flujo en el nodo debe ser igual al flujo de salida del nodo.

A pesar de que cada subsistema se analiza por separado, cualquier cambio de presión en un elemento del subsistema afecta el comportamiento de flujo total del sistema, por lo tanto, para obtener parámetros de diseño significativo, se debe considerar el comportamiento de cada elemento en conjunto, es decir, en el total del sistema.

Comportamiento de la producción respecto al tiempo.

La capacidad de producción de un pozo o un campo con respecto al tiempo se debe conocer para planificar la compra de equipo que será necesario utilizar para mantener la producción de gas del pozo con el fin de realizar las respectivas evaluaciones económicas y técnicas presentes y a futuro a tiempo. La capacidad de producción de un pozo depende de la presión media de yacimiento P_y' , que está en función de la acumulación de gas, G_p . El tiempo necesario para producir

una cantidad de gas, ΔG_p , depende de la capacidad de flujo del yacimiento al pozo, q_g , durante un período de tiempo Δt . Si el gasto de producción está restringido, el aumento del gasto de G_p será constante hasta que decline la capacidad de producción del gasto restringido.

La predicción del gasto en función del tiempo y la producción acumulada en función del tiempo requiere de graficar la $P_{y'}$ o $P_{y'}/Z$ versus G_p y $P_{y'}$ versus q_g .

Una gráfica de $P_{y'}$ versus q_g puede obtenerse de un análisis de los efectos de la declinación de la presión en los elementos del sistema. Los efectos que tiene el cambio en la presión de cabeza del pozo respecto al comportamiento de flujo del pozo en función de la declinación de la presión de fondo fluyendo. Ver Figura 34.

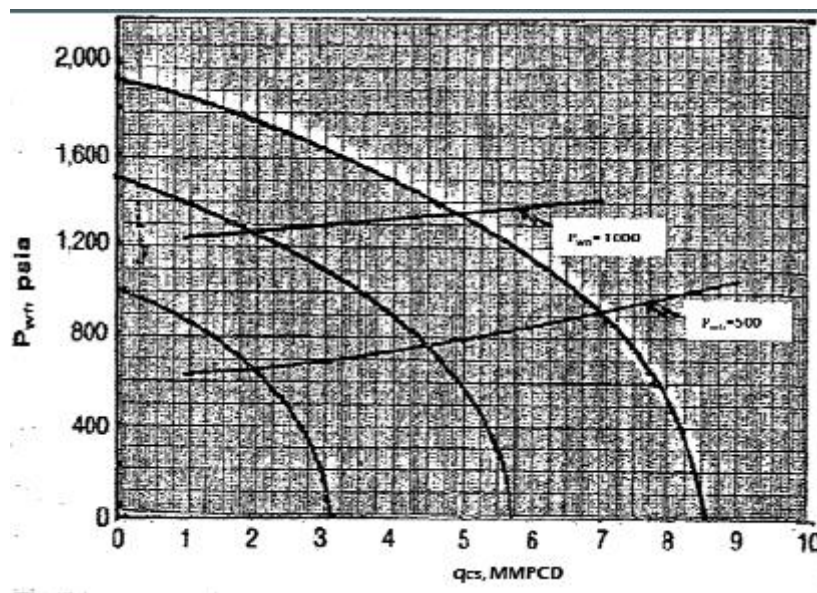


Fig. 34. Efectos de cambio de presión en la cabeza del pozo respecto al comportamiento de flujo en el pozo.

El total de capacidad de flujo de un campo puede obtenerse mediante la suma de las capacidades de flujo de los pozos individuales.

El procedimiento para calcular el comportamiento del sistema total respecto al tiempo consiste en la selección de períodos de tiempo de producción lo

suficientemente pequeños de manera que el valor de ΔG_p se pueda considerar constante durante el período. Cuanto menor sea el período de tiempo o menor el valor de ΔG_p seleccionado, la predicción será más exacta.

Factores que afectan el flujo del gas del yacimiento al pozo.

Una vez que un pozo ha sido probado y se ha establecido su ecuación de comportamiento de flujo de entrada es conveniente tener la capacidad de predecir cómo los cambios en determinados parámetros afectan el comportamiento del flujo. Estos cambios pueden ser el resultado del agotamiento del yacimiento a través del tiempo, o de trabajos en el pozo. Las posibles causas de los cambios en cada parámetro se presentan a continuación.

El único factor que tiene un efecto considerable sobre el comportamiento de flujo es la permeabilidad al gas, k que representa la saturación de líquido en el yacimiento. A medida que disminuye la presión de agotamiento, el gas restante en el yacimiento se expande para mantener la saturación del gas constante, a menos que se produzca la condensación retrógrada o la entrada de agua este presente. Para los yacimientos de gas seco, el cambio de k con el tiempo puede considerarse insignificante.

En la mayoría de los casos el espesor de la formación, H puede considerarse constante a menos que el intervalo de terminación sea cambiado. En este caso el pozo necesitará de una nueva prueba en este momento para conocer los cambios en los parámetros respecto al cambio del intervalo productor.

Temperatura de yacimiento, T_y seguirá siendo constante, a excepción de posibles cambios pequeños alrededor del pozo. La viscosidad y el factor de compresibilidad

del gas, μ y Z son los parámetros que están sujetos a los mayores cambios respecto a los cambios en la presión del yacimiento.

Con el fin de ayudar al pozo a seguir fluyendo sin la intervención de algún método de producción artificial se presentan algunas alternativas que se pueden utilizar dependiendo de las características y condiciones de flujo del pozo, así como de las propiedades de los fluidos producidos y las presiones presentes en el sistema de producción.

Estas alternativas son modificaciones técnicas o implementos de equipos o sustancias con el fin de ayudarle al pozo a seguir fluyendo a superficie a partir de intentar mantener las mismas condiciones en los parámetros de flujo de cuando el pozo contaba con una producción aceptable.

Curvas de declinación.

Las curvas de comportamiento de flujo que caracterizan a un Sistema de Producción de gas, son herramientas que nos permiten visualizar gráficamente los efectos que causa alguna modificación en términos de presión en algún elemento o nodo que compone al sistema; también nos ayudan a predecir los efectos que provocan la disminución de la presión del yacimiento, diferentes tamaños de tubería, el aumento de la producción de agua o la instalación de compresores de gas en el gasto de producción de gas en superficie. Por ejemplo el efecto que causa en el gasto de producción de gas la variación de la presión en la cabeza del pozo.

Una expresión matemática de uso común para relacionar el gasto de gas y la presión de flujo en el fondo del pozo es:

$$q_g = C(P_y^2 - P_{wf}^2)^n \quad \dots ec(1)$$

Donde:

q_g = Gasto de gas en Mpcd.

P_y = Presión del yacimiento en psia.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en psia.

C = Coeficiente de estabilización del comportamiento de flujo, constante.

n = Exponente numérico, constante.

La ecuación 76 fue introducida en primer lugar por Rawlins y Schellhardt en 1935, está hecha a partir datos de pruebas realizados en pozos de gas. Graficando el gasto (q) vs $(P_y^2 - P_{wf}^2)^n$ en una gráfica log-log, resulta una línea recta que pasa por los puntos de los datos graficados como se observa en la figura 35

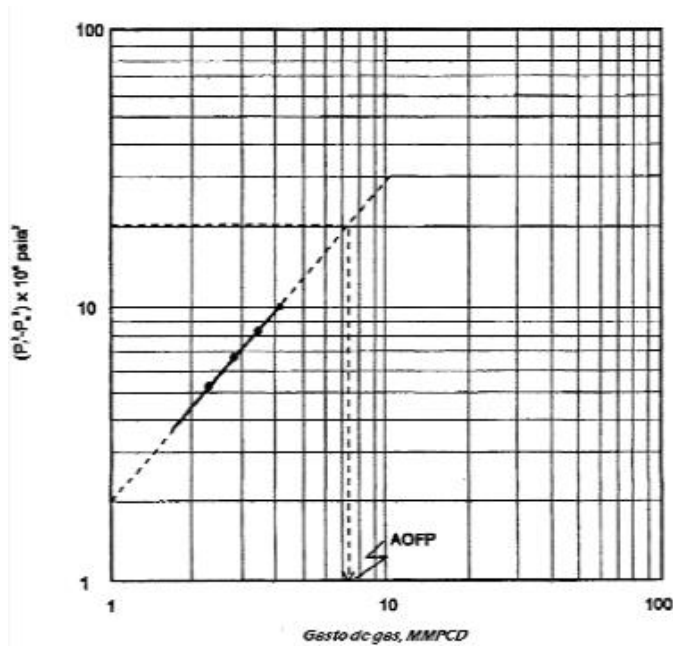


Fig.35. Gráfica de una prueba cuatro de puntos de estabilización de presión y potencial de flujo abierto de un pozo de gas.

Esta gráfica se hizo con base en cuatro puntos de estabilización de presión de una prueba. La información que se puede obtener de esta gráfica es el Potencial Absoluto de Flujo Abierto del Pozo (AOF).

Teóricamente se define como el gasto máximo de flujo cuando la presión de fondo fluyendo de cara a la arena es igual a cero.

El cálculo del exponente n y el coeficiente C es obtenido usando la Figura 29 a partir del siguiente procedimiento:

1.- Elegir 2 valores arbitrariamente de gasto (q_g), separados un ciclo de estabilización de presión de otro.

2.- Leer los valores correspondientes de $(P_y^2 - P_{wf}^2)$

3.- Calcular:

$$n = \frac{1}{\text{pendiente}} = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log(P_y^2 - P_{wf}^2)_2 - \log(P_y^2 - P_{wf}^2)_1} \quad \dots ec(2)$$

4.- A partir de la ecuación 76:

$$C = \frac{q_g}{(P_y^2 - P_{wf}^2)^n} \quad \dots ec(3)$$

El Potencial Absoluto de Flujo Abierto de un Pozo (AOFP) se puede calcular:

$$AOFP = q = C(P_y^2 - P_{atm}^2)^n \quad \dots ec(4)$$

A partir de la figura 29 también se puede calcular el AOFP.

Algunos de los métodos comúnmente empleados para determinar el comportamiento de afluencia en pozos productores de gas.

- Pruebas convencionales en pozos productores de gas
- Predicción por curvas IPR

Las principales pruebas convencionales empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas son las siguientes:

- 1) Pruebas de potencial.
- 2) Pruebas isocronales.

3) Pruebas isocronales modificadas.

Predicción de curvas IPR

Para estimar el potencial absoluto de un pozo de gas no es necesario correr una prueba al pozo. Se puede utilizar un método alternativo para calcular la presión de fondo, estática y fluyendo sin correr un calibrador de presión en el pozo si se conoce la presión en la cabeza del pozo.

Mishra y Caudle presentan una ecuación empírica para la predicción de la productividad de los pozos de gas, la ecuación es la siguiente:

$$\frac{(q_{m\acute{a}x})_f}{(q_{m\acute{a}x})_P} = \frac{5}{3} \left(1 - 0.4 \frac{(mP_y)_f}{(mP_y)_P} \right) \dots ec(5)$$

Donde, los subíndices f y P se refieren al tiempo futuro y presente respectivamente. Tiempo después Chase y Anthony propusieron una simplificación de Mishra y Claude sustituyendo el valor de presión real por una pseudo-presión.

La predicción de comportamiento de flujo en pozos de gas es importante para planificar cambios y mantenimientos requeridos para seguir contando con la capacidad de producción de los pozos. Existen métodos simples para calcular el comportamiento de flujo futuro en pozos de gas.

La capacidad de producción del sistema depende de la presión estática del pozo, las características del yacimiento, las tuberías, el estrangulador, la presión de separación y las propiedades del gas producido.

Con la información anterior se puede obtener el ritmo de producción mediante el siguiente procedimiento; en el que se considera como nodo solución la boca del pozo.

- a) Suponer un gasto.
- b) Con la presión estática y la ecuación que representa el flujo en el yacimiento, obtener, para el gasto supuesto, el valor de la presión de fondo fluyendo.

Se considerará que el flujo en el yacimiento puede quedar representado por la ecuación siguiente:

$$q = C(Pws^2 - Pwf^2)^n \quad \dots ec(6)$$

Donde:

$$C = \frac{0,0007036Kh}{\mu(T + 460)Z \ln(r_e/r_w)} \quad \dots ec(7)$$

Despejando Pwf se tiene:

$$Pwf = \sqrt{Pws^2 - \left(\frac{q}{C}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad \dots ec(8)$$

c) Con la presión de fondo fluyendo y el mismo gasto, se obtiene la presión en la boca del pozo.

d) La secuencia del cálculo se inicia ahora a partir de la presión de separación, para obtener la presión en la boca del pozo corriente abajo del estrangulador (Pe), necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga.

e) Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos y graficar los valores de Pwh y de Pe contra el gasto, como se indica en la Figura 36.

En dicha figura se observa que cuando $P_{wh} = P_e$ se tiene el gasto máximo, correspondiente al flujo sin estrangulador. Para obtener gastos inferiores al anterior se requiere un estrangulador en la cabeza del pozo. El tamaño del estrangulador se puede calcular con una serie de ecuaciones.

En la Figura 37 se puede observar el comportamiento de diferentes presiones en la cabeza del pozo.

f) En la misma forma, calcular los gastos máximos que pueden obtenerse para diferentes presiones estáticas. De esta manera se determina la relación entre estas variables, lo que constituye la predicción del comportamiento del pozo.

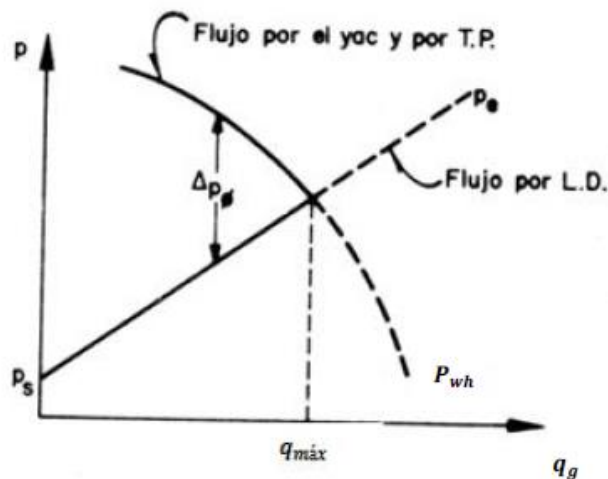


Fig.36. Comportamiento cualitativo de P_e y P_{wh} para diferentes gastos.

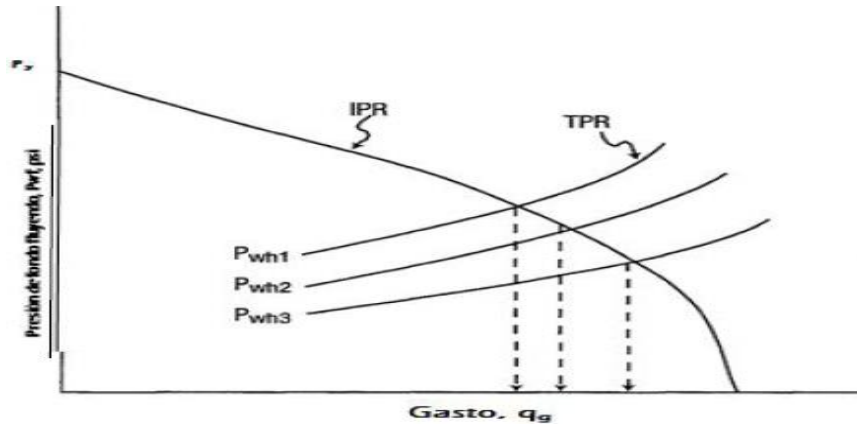


Fig. 37. Efecto que produce el cambio en la presión en la cabeza del pozo de acuerdo a la explotación del mismo.

En la Figura 38 se puede observar cómo afectan la presión de fondo fluyendo la fase en la que se encuentra el gas, así como el tipo de flujo que presente éste. Es muy importante conocer cómo afectan los factores mencionados al total del Sistema de Producción.

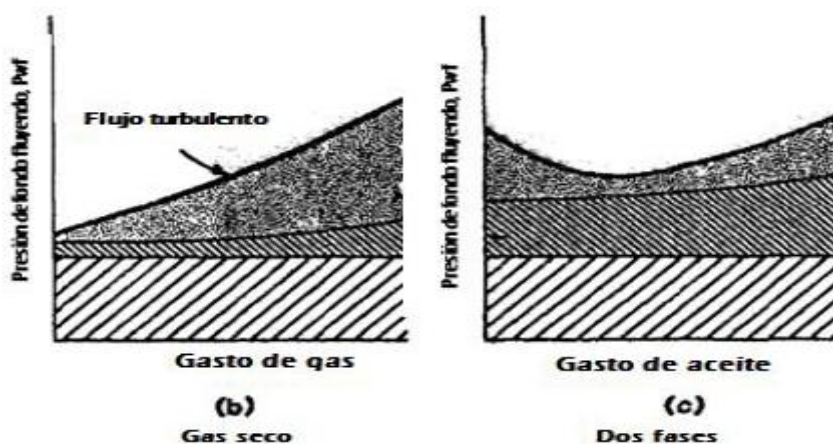


Fig.38. Pérdidas de presión debidas al tipo de flujo y fase.

4.2 Manejo de pozos de gas (Incremento a la producción).

En la corriente de flujo de un pozo productor de hidrocarburos en fase gaseosa, se pueden presentar líquidos que pueden ser agua o condensados. En la mayoría de los pozos petroleros productores de gas se presenta el líquido, debido, principalmente a una extracción de gas intensa que conforme va declinando la producción del pozo, pasa por diferentes patrones de flujo, generando un cabeceo debido al cambio en los mismos. Provocando que se genere una columna de flujo donde la presión hidrostática (P_h) de ésta es mayor que la presión del yacimiento (P_y) motivando que el pozo deje de fluir. Esta columna formada en el pozo puede ser desalojada a la superficie por cualquier método artificial de producción, en el entendido de que el método utilizado sea el que permita obtener un pie cubico de gas en la superficie al menor costo, entre todos los sistemas artificiales analizados y evaluados.

Si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, éstos se acumulan en el pozo ejerciendo contrapresión en la formación. Una razón más para mantener el líquido en movimiento hacía la superficie es porque la formación productora tiende a aumentar la saturación del líquido en los alrededores del pozo y da por resultado la disminución de la permeabilidad del gas; provocando un daño a la productividad del pozo y podría llegar a matar al mismo.

Aun cuando no es fácil identificar pozos con problemas de carga de líquidos, hay “Síntomas” que permiten a nosotros como ingenieros y futuros ingenieros, espero, evaluar si el pozo tiene presencia de líquidos:

- Pozos, inclusive campos, que han producido con una declinación normal y súbitamente baja la producción. Esto se puede detectar al graficar la producción de gas y el volumen de agua recuperado en un pozo o campo.

- Pozos con producción errática, en donde pueden observarse descargas intermitentes de líquido o “cabeceo”. Estos cambios de presión en la cabeza del pozo se originan por la descarga de las columnas de líquidos que se forman en los pozos y que al acumular presión son arrastradas a la superficie en forma de baches, estas descargas se generan en pozos que se encuentran en un régimen semi-fluyente.
- Pozos sin empacador en donde la diferencia entre las presiones superficiales de la TP y la TR es mayor de 200 [psi]. La TR se encuentra cerrada y la presión se manifiesta en la superficie mayor que en la TP debido a que en la TR sólo se encuentra gas, mientras que en la TP se tiene una columna compuesta de gas y líquido.
- Pozos en los que los registros de presión de fondo fluyendo, estática, o sínicos de nivel muestran el movimiento de columnas líquidas en la TP.

Ya que se ha reconocido que se tiene problema por la presencia de columna de líquidos se implementaran métodos para manejar los pozos de gas y sus principales objetivos son:

- Remover condensados o agua de los pozos.
- Incrementar la producción de los pozos.

Los métodos más comunes para eliminar la carga de los líquidos son:

- Inducción de pozos con gas (Nitrógeno o Metano)
- Apertura de pozos a la atmósfera - Compresoras a boca de pozo
- Apertura de pozos controlada
- Inyección de reactivos líquidos o barras espumantes

- Introducción de sartas de velocidad
- Operación con émbolo viajero

Inducción de pozos con gas

Este método es aplicable en pozos con muy buena presión de fondo y con gastos muy altos porque el precio de éste es muy elevado.

Como si fuera un Sistema Artificial de producción específicamente el Bombeo Neumático, el método de inducción de pozos a través de gas proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas inyectado disminuye la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo.

El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación.

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

Apertura de pozos a la atmósfera

Método de inducción de pozos actualmente prohibido por su mal impacto ambiental dañando su entorno ecológico. Tenía como objetivo Disminuir la contrapresión de los pozos. Apertura a la atmosfera. Presentaba Beneficios como Incrementar la producción, estabilizar condiciones de operación y prolongar la vida

productiva del pozo, sin embargo tenía problemáticas fuertes además de la ya mencionado de su impacto ambiental, la implementación de este método daba por resultado una alta contrapresión y el abatimiento de los pozos. Ver figura 39.



Fig.39. Sistema de apertura de pozos a la atmósfera.

Apertura de pozos controlada.

Derivado del método anterior, la apertura de pozos controlada es también conocida por la operación de pozos con válvulas motoras, Con la aplicación de este sistema se tiene el control sobre pozos que operan de manera intermitente, presentando como objetivo el operar pozos depresionados, controlando su apertura.

Los beneficios que ofrece son:

- Recuperar producción marginal.
- Optimizar personal.

Sin embargo presenta problemáticas como tener por resultado pozos más depresionados y que se tenga que realizar una supervisión excesiva.

Inyección de reactivos líquidos o barras espumantes

Este método es utilizado en pozos con producción intermitente. Tiene un bajo costo y no requiere equipo especial, incluso, se puede arrojar al pozo en forma manual. Puede usarse este método hasta su etapa terminal.

Tiene como objetivo, descargar líquidos en pozos de baja presión. Los beneficios que proporciona son:

- Estabilizar condiciones de producción.
- Incrementar producción.
- Prolongar la vida productiva del pozo.

Y como siempre, no todo es miel sobre hojuelas, la problemática presentada por dicho método es:

- Diámetro de T.P. grande.
- Pozos con producción variable.
- Contaminación por desfuegos a la atmósfera.

La inyección de reactivos se puede dar a cabo en dos formas:

- Reactivos líquidos
- Barras espumantes

El funcionamiento es similar, ambas son soluciones surfactantes que se utilizan para propiciar la formación de espumas que convierten la columna líquida dentro del pozo, de longitud corta, en una columna espumosa de mayor longitud, lo que permite que ésta alcancen la superficie y se descarguen parcial o totalmente.

En el sistema de inyección de reactivos líquidos se tiene un tanque con el reactivo. Inyección a través de sarta de tubería flexible, o tubería capilar (menor diámetro), o espacio anular. La inyección puede ser intermitente o continua.

Introducción de sartas de velocidad

Método aplicable en pozos con producciones que van desde 0.4 a 2.0 MMpcd. Tiene como objetivo incrementar la velocidad del gas. Dando como beneficios:

- Prolongar la vida productiva del pozo.
- Descargar líquidos del fondo del pozo.
- Estabilizar condiciones de producción.
- Incrementar producción.

Tiene la problemática de presentar una producción inestable y contrapresión por la columna de líquidos.

Con tuberías de 2", 1¾" y 1½" y en algunos casos hasta de 1", se pueden explotar los pozos hasta su agotamiento, asegurándose la remoción de líquidos a un con producciones de gas muy bajas, lo que reduce la presión de abandono del yacimiento permitiendo incorporar reservas adicionales de gas.

Operación con émbolo viajero

Este quizás sea el únicos sistema artificial de producción implementado en la mejora de la producción de pozos de gas, la función del émbolo es descargar líquidos (condensados y/o agua) del fondo del pozo a la superficie, con el objeto de prolongar la vida productiva de los pozos que presentan problemas de acumulación de líquidos, y de esta manera incrementar la producción así como

estabilizar las condiciones de producción del pozo, es decir, intentar calcular una aproximación del volumen de aporte del flujo del yacimiento al pozo así como el tiempo en que lo hace con respecto al volumen de flujo a desplazar en un tiempo determinado. Ver figura 40.

Las características básicas de cualquier tipo de émbolo viajero independientes de la forma de operación son:

- Alta repetitividad en su operación.
- Alta resistencia al impacto y desgaste.
- Resistencia contra las adherencias con la tubería de producción.
- En pozos con problemas de formación de hidratos, mantiene limpia la tubería de producción de éstos.
- Forma y dimensiones adecuadas para evitar atoramientos.
- Capacidad para caer rápidamente a través del gas y líquidos.
- Capacidad para proveer de un buen sello.

Los beneficios de la remoción de líquidos son:

- Prolongar la vida productiva de los pozos que presentan problemas de acumulación de líquidos.
- Incrementar la producción.
- Estabilizar las condiciones de producción del pozo.

Los elementos que integran un sistema de émbolo viajero.

- a) Controlador de cabeza de pozo
- b) Lubricador
- c) Válvulas motoras
- d) Resorte de fondo

e) Émbolo

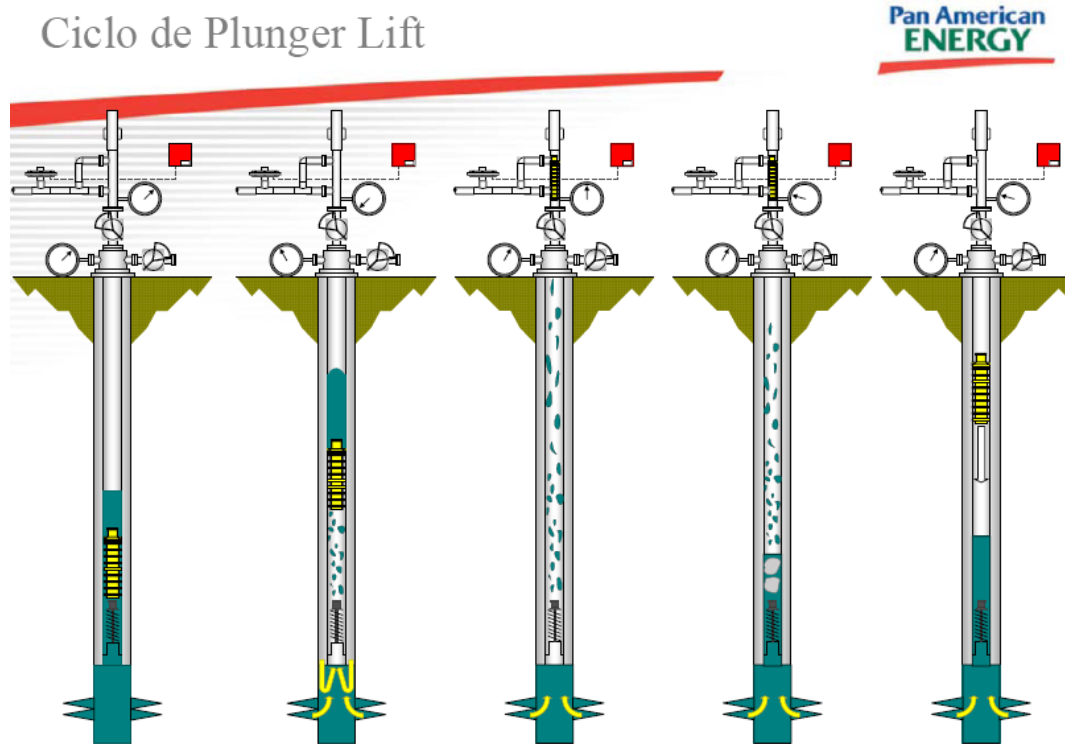


Fig.40. Sistema de émbolo viajero

Capítulo V. Transporte y Tratamiento de Gas Natural.

5.1 Infraestructura para el transporte

La infraestructura de transporte de gas natural del país se constituye por sistemas de transporte a través de gasoductos extendidos en el territorio nacional, constituida principalmente por el SNG y el sistema Naco - Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos interconectados con el sur de Estados Unidos, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados.

Los sistemas de transporte se integran por ductos de diferentes diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles. Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión, las cuales permiten incrementar la presión para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino. Estos sistemas transportan y distribuyen el gas sin interrupción las 24 horas del día, los 365 días del año.

PGPB transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior está a cargo de empresas privadas. Las empresas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas geográficas del país por parte de la CRE cuentan con sus propios gasoductos. Además, algunos transportistas de acceso abierto se han interconectado al SNG, conducen y comercializan a terceros el gas que pasa por sus ductos.

El SNG cuenta con una extensión de 8,553 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km y está conectado con el estado de Arizona en Estados Unidos. Al cierre de 2009, Pemex operó 10 estaciones de compresión, de las

cuales 9 son propiedad de PGPB y una de PEP, la estación Cd. Pemex. Todas incorporadas dentro del SNG. Ver Figura 39

La capacidad de compresión instalada de Pemex tiene una potencia de 321,200 caballos de fuerza (de sus siglas en inglés HP). Además, existe una capacidad de potencia de 179,848 HP de ocho estaciones de compresión de privados, algunas ubicadas a lo largo de SNG, otras en los sistemas de Naco-Hermosillo y el sistema de Baja California. Las 18 estaciones de compresión acumularon una capacidad de potencia de transporte total de 501,048 HP.

Cabe señalar que a finales de 2010 se concluyó la construcción de la estación de compresión Emiliano Zapata, que tiene como objetivo incrementar la capacidad de transporte de gas natural del ducto de 48 pulgadas de diámetro Cempoala-Santa Ana. La estación de compresión posee una potencia de 35,000 HP. Además, el proyecto incluye el libramiento a la ciudad de Jalapa, el cual alcanzó 58.4% de avance físico real al cierre de 2011. Este proyecto permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas natural y contribuirá a atender el crecimiento de la demanda de la zona centro del país. Adicionalmente en 2011 se concluyó la construcción de la estación de compresión Chávez, en el estado de Coahuila, que sirve para comprimir el gas que se transporta a través del gasoducto de 16 pulgadas desde Chávez hasta Durango, para suministrar principalmente a la planta de generación eléctrica La Trinidad. La estación de compresión Chávez tiene una capacidad instalada de 6,780 HP. Ver figura 41.



Fig.41. Distribución en México de las estaciones de compresión de Gas Natural.

Pemex Gas realizó un Benchmark entre 9 empresas transportistas de gas natural en Canadá, Estados Unidos y Argentina, para identificar áreas de oportunidad y competitividad. De este estudio se identificó que, hoy por hoy se puede considerar que Pemex Gas cuenta con un Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) de clase mundial, en base a 10 razones fundamentales.

- El índice de frecuencia alcanzado en el año 2005 fue de 0.19, el cual es menor a la mitad del promedio internacional registrado por el American Petroleum Institute (API).
- El SNG es operado a través de su sistema SCADA, que permite monitorear en tiempo real y controlar en forma remota sus instalaciones críticas.
- Se ha determinado el nivel de riesgo, incluyendo un índice de probabilidad de falla (LOF) y un índice de consecuencia en su entorno (COF), a la totalidad de los ductos de gas natural, gas licuado y petroquímicos básicos.
- Se cuenta con un atlas de riesgo como una representación geográfica de las instalaciones y activos del SNG y sus índices de riesgo (ROF).
- A partir de 1995 han sido o están en proceso de ser inspeccionados el 84% de los 12,000 km. de ductos del SNG. El 56% de los ductos están certificados por empresas internacionales.
- Se cuenta con un sistema para medir la capacidad utilizada de los ductos y las estaciones de compresión y bombeo, denominado Uptime®, así como un sistema permanente de eliminación de detractores que limitan el aprovechamiento de la capacidad instalada.
- El 94% de las inyecciones y el 87% de las extracciones se mide en forma electrónica y se encuentran integradas al SCADA.
- Los grandes usuarios industriales, comerciales y distribuidores, pueden consultar sus consumos de gas natural en tiempo real vía Internet por medio del ScadaNet.
- La administración de la operación, mantenimiento y la comercialización del servicio de transporte por ductos, se realiza a través de una solución integral de negocios (SAP ERP).
- Se cuenta con un modelo de negocios (IAP + Uptime® = 5 EVA) y una estrategia (Balanced Scorecard), para generar un mayor valor económico agregado (EVA) a Pemex Gas.

Con esta infraestructura se transporta un promedio diario de 5,100 millones de pies cúbicos (MMpcd) de gas natural y 182 mil barriles (Mbd) de gas licuado.

Para mantener y operar con seguridad los sistemas de transporte por ductos, se tienen distribuidos a lo largo del país 15 sectores, que cuentan con tecnología de vanguardia, equipos y herramientas para optimizar recursos, reducir costos operativos e incrementar la seguridad.

Para asegurar el abasto oportuno de gas natural y gas licuado en todo el territorio nacional, Pemex Gas cuenta con 15 estaciones de compresión, así como 5 estaciones de bombeo. Los sistemas de transporte por ductos de Pemex Gas tienen una longitud de 12,764 km Ver Figura 42

En México Pemex Gas es la empresa que procesa 4,163 millones de piés cúbicos diarios (MMpcd) de gas; de los cuales 3,215 MMpcd son de gas húmedo amargo y 948 MMpcd son de gas húmedo dulce, así como 97.7 mil barriles diarios de condensado, de los cuales 90.3 Mbd son de condensado amargo y 7.4 Mbd son de condensado dulce.

Produce un promedio de 3,432 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) de gas natural seco; 221.5 mil barriles por día (Mbd) de gas licuado, 93 Mbd de gasolinas naturales, 129.7 Mbd de etano y 2.0 miles de toneladas de azufre por día (Mtd).

Transporta un promedio diario de 4,000 MMpcd de gas natural y 182 Mbd de gas licuado y estos productos los vende a un total de 838 clientes de gas natural, 768 de gas licuado y 80 de petroquímicos básicos. Adicionalmente, exporta un promedio de 78 Mbd de gasolinas naturales.

Para llevar a cabo sus actividades de producción, transporte y comercialización, Pemex Gas cuenta con la siguiente infraestructura:

- Complejos procesadores de gas
- Terminales de distribución de gas licuado
- Representaciones comerciales

- Sectores de ductos a lo largo de 12,678 km, integrados por 15 estaciones de compresión, 5 estaciones de bombeo y 8 interconexiones internacionales con Estados Unidos



Fig.42. Ductos y Estaciones de Pemex Gas.

5.2 Tratamientos al gas natural

Como ya se ha mencionado, el proceso del Gas Natural en el país, correrá a cargo de Pemex Gas y Petroquímica Básica. Por lo tanto, Pemex Gas cuenta con diez complejos procesadores de gas. De ellos, ocho están ubicados en la región sur-sureste del país (Chiapas, Tabasco y Veracruz) y dos en la región

noreste (Tamaulipas). En dichos complejos existe un total de 71 plantas de distintos tipos, que tienen la capacidad instalada siguiente:

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

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

En lo que respecta a los condensados, casi la totalidad de su endulzamiento se realiza en los complejos de Cactus y Nuevo Pemex, mientras que buena parte del fraccionamiento se lleva a cabo en los complejos de Cactus, Nuevo Pemex y Área Coatzacoalcos. El proceso de absorción, con capacidad instalada de 350 MMpcd, se realiza en el complejo de Reynosa. En el complejo Ciudad Pemex, el tren No. 1 de la Unidad de Eliminación de Nitrógeno entró en operación el 29 de marzo del 2008. Ver figura 43

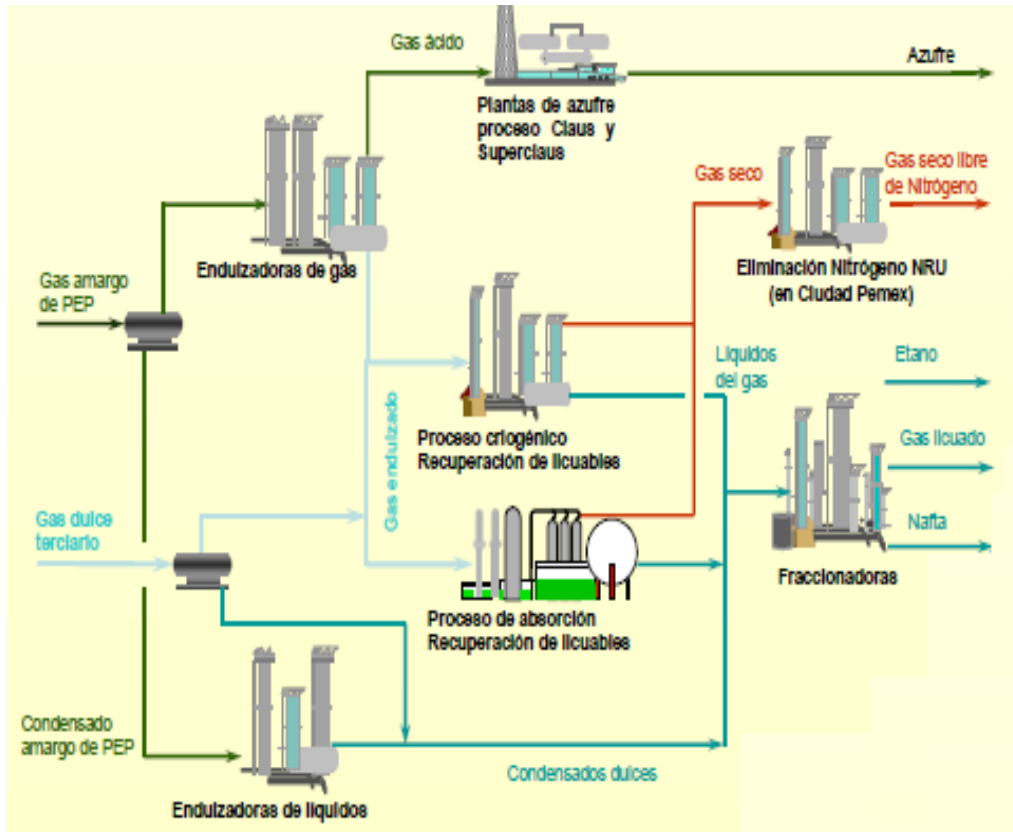


Fig.43. Proceso del tratamiento del Gas Natural.

Endulzamiento del Gas

El proceso de endulzamiento de gas consiste en remover los contaminantes, H₂S (ácido sulfhídrico) y CO₂ (bióxido de carbono), del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. Ver figura 44.

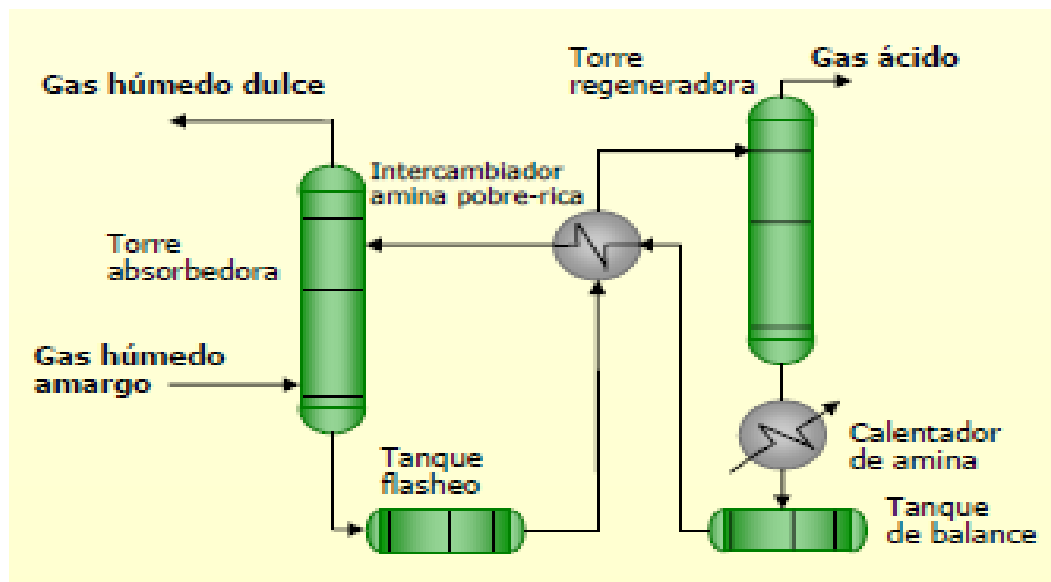


Fig. 44. Proceso del endulzamiento del gas natural.

Endulzamiento de líquidos.

El proceso de endulzamiento de condensado amargo consiste en remover los contaminantes, H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (bióxido de carbono), de una corriente líquida de condensado amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. El condensado sin contaminantes se denomina condensado dulce, el cual es el producto principal que sirve para la carga de las fraccionadoras. Adicionalmente se obtiene una corriente compuesta por el H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (bióxido de carbono), la cual se llama gas ácido, subproducto que sirve para la carga en el proceso para la recuperación de azufre como se muestra en la siguiente figura.

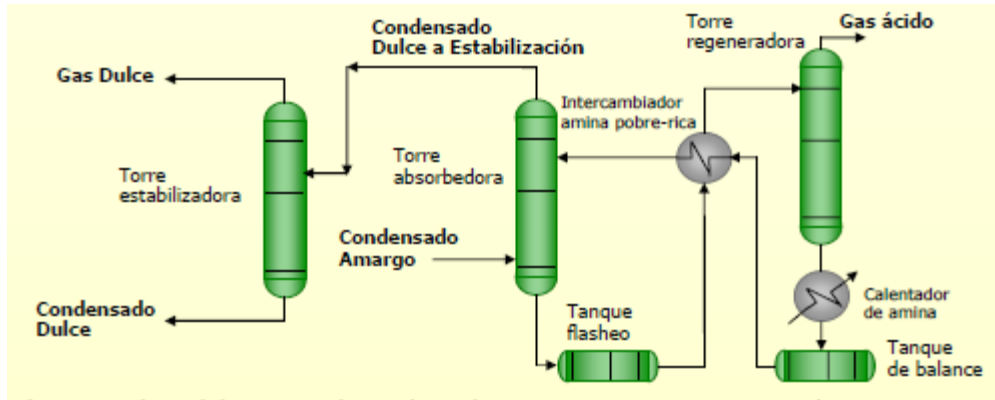


Fig. 45. Proceso industrial para el endulzamiento de líquidos.

Recuperación de Azufre.

El gas ácido (H_2S ácido sulfhídrico + CO_2 bióxido de carbono), proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del H_2S (ácido sulfhídrico) en azufre elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido. Ver figura 46.

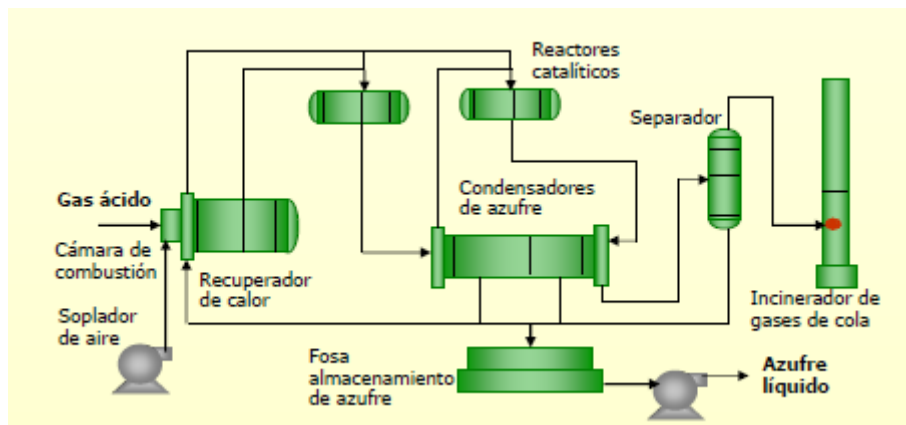


Fig.46. Proceso Industrial para la recuperación de azufre.

Proceso Criogénico

El proceso criogénico recibe gas dulce húmedo de las plantas endulzadoras de gas y en algunos casos directamente de los campos productores, el cual entra a una sección de deshidratado, donde se remueve el agua casi en su totalidad, posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. Ver figura 47.

Mediante el enfriamiento y la alta presión del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.), los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turboexpansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre desmetanizadora.

El producto principal de esta planta es el gas residual (gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización), el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución y, en algunos lugares, se usa como bombeo neumático. No menos importante es el producto denominado líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas fraccionadoras.

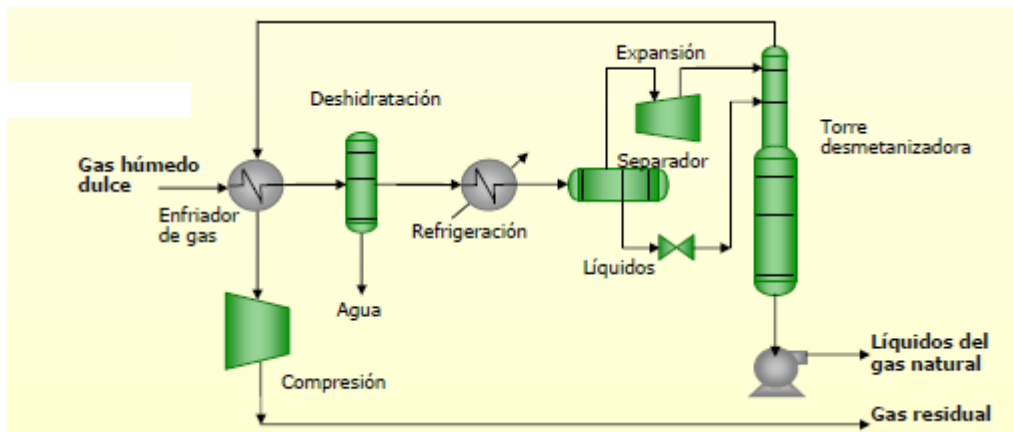


Figura 47 del Proceso Industrial criogénico

Proceso de Absorción.

La absorción de licuables se realiza en trenes absorbedores, utilizando un aceite absorbente de elevado peso molecular, el cual después de la sección de absorción donde se obtiene el gas natural, pasa a un reabsorbedor donde se produce gas combustible por la parte superior y el aceite con los líquidos absorbidos por la parte inferior, posteriormente pasan a una sección de vaporización y finalmente a la sección de destilación donde se separan los hidrocarburos ligeros obteniéndose al final una corriente líquida de etano más pesados, similar a las de las plantas criogénicas, la cual pasa a la sección de fraccionamiento. Por el fondo de la torre de destilación se obtiene el aceite absorbente pobre, que pasa a un proceso de deshidratación para retornar nuevamente a las torre absorbedora y reabsorbedora para continuar con el proceso de absorción. Ver figura 48.

Uno de los productos principales de esta planta es Gas natural seco (Gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización) el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución. No menos importante es el producto denominado Líquidos del gas, etano más pesados a fraccionamiento, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables (Etano más pesados) esta corriente constituye la carga a las plantas fraccionadoras.

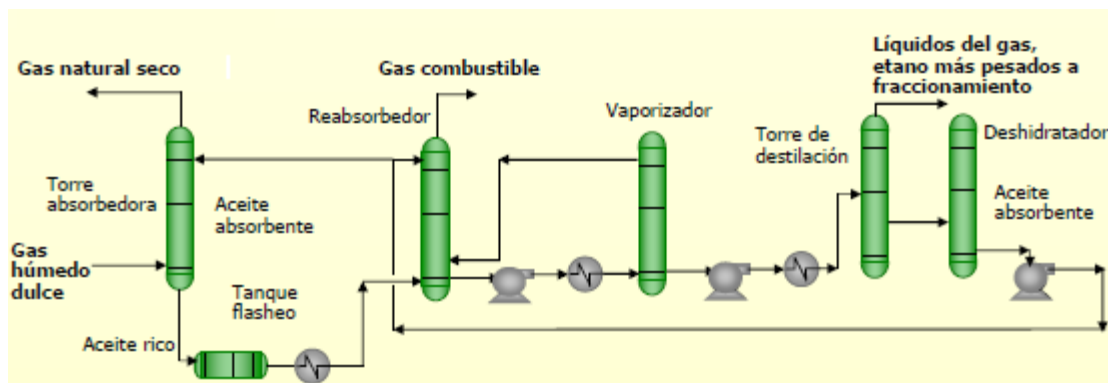


Fig.48. Proceso Industrial de Absorción.

Fraccionamiento.

El proceso de fraccionamiento recibe líquidos del gas del proceso criogénico y condensados dulces, que pueden provenir de las plantas endulzadoras de líquidos o directamente de los campos productores.

Consiste en varias etapas de separación que se logran a través de la destilación. Con lo anterior se logra la separación de cada uno de los productos, como se muestra en el diagrama. Ver figura 49.

En la primera columna se separa el etano, en la segunda el gas licuado (propano y butano), y en caso necesario, en la columna despropanizadora se puede separar también el propano y butano y finalmente la nafta (pentanos, hexanos más pesados). El etano se comercializa con Pemex Petroquímica como carga de las plantas de etileno, el gas licuado se almacena y distribuye para su consumo nacional y la nafta se comercializa con Pemex Refinación, además de su exportación.

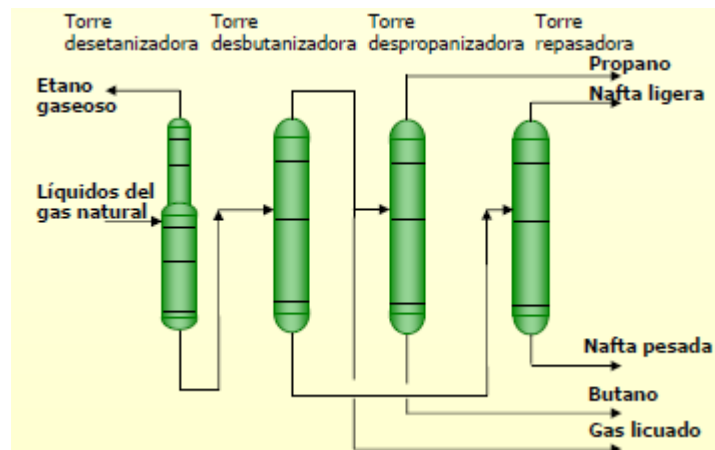


Fig.49. proceso industrial del Fraccionamiento.

Eliminación de Nitrógeno.

El proceso consiste en que una porción del gas seco proveniente de las plantas de recuperación de NGL (líquidos de Gas Natural) Criogénica 1 y Criogénica 2 será procesado en la planta de eliminación de nitrógeno para remover el nitrógeno a un nivel de 1.2% mol. La planta NRU (excluyendo la sección de mezclado) está diseñada para una capacidad máxima de 630 MMpcsd usando dos trenes NRU y tres compresores de gas producto. Las secciones de enfriamiento de gas y preseparación toman el gas de alimentación de alta presión el cual se enfría contra las corrientes de retorno de producto y se suministra a la columna de preseparación la cual produce metano líquido que es evaporado y recalentado en una serie de niveles de presión (baja presión, media presión, alta presión y corriente de regeneración) y un vapor rico en nitrógeno que se envía a la sección de rechazo de nitrógeno para procesamiento adicional.

La sección de rechazo de nitrógeno de la NRU toma el caudal superior en nitrógeno (42 a 51 % mol) proveniente del recipiente de reflujo de preseparación y mediante un proceso de condensación, reducción de presión y separación de fases, produce 4 caudales de alimentación a una columna de rechazo de nitrógeno, maximizando así la eficiencia termodinámica. Esta columna opera a baja presión y produce como producto de fondo metano que contiene menos de 1.2 % mol de nitrógeno y un nitrógeno residual en la corriente vapor del domo que contiene menos de 0.8 % mol de metano. EL proceso NRU consiste en filtración y Unidad de Rechazo de nitrógeno (dos trenes) y compresores de gas de producto operados por turbinas (tres trenes).

Capítulo VI Comercialización del gas natural

En años recientes el mercado de gas natural a nivel internacional se ha caracterizado por un mayor uso de este recurso natural como combustible para alimentar las plantas eléctricas de todo el mundo, resultado de los beneficios ecológicos y económicos que ofrece respecto a otros combustibles. El gas natural se ha convertido en resultado del avance tecnológico para extraerlo y los costos accesibles del Gas Natural Licuado (GNL). Es interesante destacar que las regiones de mayor consumo de gas natural en el mundo son Europa-Euroasia, Norteamérica y Asia Pacífico, que en conjunto representan 82.6% de la demanda global.

En 2012 la producción mundial de gas natural totalizó 316,982 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), 3.1% mayor que la de 2010. Los principales productores fueron Estados Unidos y Rusia, con 63,014 MMpcd y 58,730 MMpcd, respectivamente.

El comercio mundial de gas natural creció 4.0% durante 2012, con un intercambio de 99,213 MMpcd. Rusia fue el principal exportador en 2012, con un volumen de 21,424 MMpcd, del cual 93.5% correspondió a gas natural por ductos. En el caso del gas natural licuado (GNL), Qatar fue el principal exportador en 2011, con 9,927 MMpcd.

Japón y Estados Unidos fueron los dos importadores más importantes, con 10,348 MMpcd y 9,491 MMpcd, respectivamente. La mayor parte de las importaciones del primero correspondieron a inyecciones por ducto (8,522 MMpcd), mientras que la totalidad de las importaciones de Japón fueron de GNL.

La bolsa de derivados norteamericana conocida como “New York Mercantile Exchange (NYMEX)” tiene listados dos contratos de gas natural, uno de futuros y otro de opciones sobre futuros. El contrato de futuros de gas natural cubre 10,000 millones de BTU⁷, hay contratos con vencimientos mensuales hasta 12 años hacia el futuro, y el precio del contrato fluctúa en incrementos mínimos de US\$10.00. Este es un contrato de entrega física de gas en “The Sabine Pipe Line Co. Henry Hub” en el estado de Louisiana. Este contrato utiliza como símbolo de cotización las letras “NG”. También existen listadas en el NYMEX opciones americanas y europeas sobre contratos de futuros de gas natural, con plazos de vencimiento mensualmente y hasta 5 años hacia el futuro, y con una gama muy amplia de precios de ejercicio. Las opciones americanas pueden ser ejercidas en cualquier fecha durante su vida, y existen opciones de compra (o calls) y opciones de venta (o puts), y el subyacente que se recibe o se vende es un contrato de futuro de gas. Las opciones americanas utilizan como símbolo de cotización las letras “ON”. Las opciones europeas pueden ser ejercidas solamente en su fecha de vencimiento, y existen opciones de compra y opciones de venta, y el subyacente que se recibe o se paga es efectivo, no el contrato de futuro de gas. Las opciones europeas utilizan como símbolo de cotización las letras “LN”. Tanto los contratos listados de futuros como los de opciones, tienen sus versiones en el mercado “Over The Counter (OTC)” o mercado privado. El mercado OTC es manejado por los bancos, los cuales diseñan la cobertura adecuada para el cliente en términos del activo subyacente, plazo, depósitos en garantía, etc. En el mercado OTC los contratos de futuros se conocen como contratos “forward”.

Las opciones sobre futuros de gas natural son utilizadas principalmente por productores y consumidores de gas natural y de electricidad. Es útil dimensionar la importancia del mercado de los futuros y opciones listados de energéticos. Según la Futures Industry Association (2008), en el año 2007, se negociaron 6970033370 contratos de futuros y 8216637460 contratos de opciones en 9 diferentes

⁷ 1,031 BTU = 0.028317 metros cúbicos

categorías de subyacentes, en los principales 54 mercados de derivados del mundo.

6.1 El Mercado Mexicano del Gas Natural

En 2011, las importaciones ascendieron a 1,749 MMpcd, 19.9% por arriba de lo importado en 2010. De dicho volumen, 77.5% correspondió a importaciones provenientes de los estados norteamericanos de California, Arizona y Texas se realizan por medio de gasoductos distribuidos a lo largo de la frontera con Estados Unidos. El 22.5% restante se realizó a través de cargamentos de GNL que llegan a terminales de regasificación ubicadas en Altamira, Tamaulipas y Ensenada, Baja California.

Del volumen de importaciones por medio de ductos, las de PGPB se contabilizaron en 791 MMpcd en 2011, mientras que las realizadas por privados fueron equivalentes a 565 MMpcd. Al cierre de 2011, se registraron 18 puntos de interconexión con ductos de Estados Unidos, con una capacidad máxima para importación de 2,983 MMpcd, que considera las capacidades contratadas en base firme e interrumpible en cada punto de interconexión. De estas interconexiones, 11 pertenecen a sistemas aislados sin acceso al SNG.

En México, Pemex es la única entidad autorizada para vender gas natural directamente a la industria, a través de su subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB). Los interesados en adquirir gas natural, deben de firmar un Contrato de Compraventa de Gas Natural con PGPB, donde se establecen los volúmenes que se adquirirán diariamente durante un año. El precio total al cual PGPB vende el gas está formado por cinco componentes, el precio base de referencia (conocido como “Precio en Reynosa”, y establecido por la CRE), la tarifa de transporte, la tarifa de combustible, el costo de servicio, y el cargo de distribución. El precio total del gas se cotiza en US\$ por gigacaloría (Gcal), y se

paga a PGPB en pesos. Adicionalmente, PGPB cobra penalidades a sus clientes si consumen menos gas del comprometido en el contrato de compraventa. PGPB clasifica a sus clientes industriales en dos tipos principalmente, aquellos que consumen más de 2 millones de pcd (aproximadamente 504 Gcal por día), y aquellos que consumen menos de este volumen. PGPB tiene alrededor de 700 clientes industriales, y aproximadamente el 80% de ellos consumen abajo de 2 MMpcd

Cabe mencionar que de los 5 componentes del precio total del gas que Pemex vende en México, alrededor del 95% está formado por el precio base de referencia (“Precio en Reynosa”). El Precio en Reynosa es prácticamente el mismo precio que se conoce como “Tetco”, que es uno de muchos precios de referencia que se manejan en el mercado internacional del gas natural. El precio Tetco es muy similar a las principales referencias, lo cual implica que Pemex prácticamente vende su gas a los precios internacionales que cotizan en el NYMEX. Esto significa que los clientes mexicanos de Pemex pueden comprar futuros y opciones sobre futuros de gas en el NYMEX para protegerse contra la volatilidad de este.

6.2 Precio nacional de gas natural

Tomando en cuenta las últimas modificaciones de la Reforma Energética del año 2008, de acuerdo con el artículo 2 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, ésta tiene por objeto promover el desarrollo eficiente de diferentes actividades del sector energético del país, entre ellas, la explícita en la fracción V, que son las ventas de primera mano (VPM) del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos. Por venta de primera mano se entenderá la primera enajenación que Petróleos Mexicanos y sus subsidiarios realicen en territorio nacional a un tercero y para los efectos de esta Ley se asimilarán a éstas las que

realicen a terceros las personas morales que aquellos controlen. El precio máximo del gas objeto de las ventas de primera mano (precio de VPM) será fijado conforme a lo establecido en las directivas expedidas por la Comisión, y la metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta. En general, dicho precio corresponde al índice Henry Hub ajustado por el diferencial respecto de las referencias en el sur de Texas y afectado, en su caso, por el mecanismo de sustitución a que se refiere la propia Directiva.

El gas natural, aun cuando se trata de una fuente de energía no renovable, cuenta con numerosas reservas explotables en el mundo y aumentan al mismo tiempo que se descubren nuevas técnicas de exploración y de explotación. El promedio de la determinación del precio de venta de primera mano en México para Reynosa fue de 3.53 dólares por millón de BTU (US\$/MBTU), es decir 58.1% menor a la cotización del año anterior, lo cual estuvo influido por los altos inventarios y el menor consumo en plantas generadoras de energía y de gas residencial en Estados Unidos. La variación del precio en 2009, también se explica por las condiciones de la oferta del gas natural En Estados Unidos, estimulada por las nuevas técnicas de exploración y explotación, así como por el acceso a mayor número de reservas explotables de este hidrocarburo en el mundo, con notables ventajas de utilización respecto de otros combustibles, por lo que al estar referenciado a este mercado los precios cayeron en las VPM, alcanzando un mínimo de 2.64 US\$/MBTU en septiembre.

Acorde con la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-2007, se estructuran los precios al público que ofrecen los distribuidores en cada uno de los sectores de consumo. En este sentido las componentes de dicho precio son básicamente el precio máximo de adquisición (PMA) y las tarifas máximas de distribución.

El PMA representa el precio máximo que los distribuidores podrán transferir a los usuarios por concepto de adquisición del gas como parte del servicio de distribución con comercialización. Este PMA será equivalente al que resulte de aplicar la metodología para determinar el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano que corresponda.

Por otro lado, las tarifas máximas para el servicio de distribución normalmente se componen de los cargos máximos por capacidad y por uso. El cargo por capacidad tiene como finalidad permitir recuperar los costos fijos que forman parte del requerimiento de ingresos asignado al grupo tarifario que corresponda y representa la contraprestación a pagar por la capacidad reservada por el usuario en el sistema para satisfacer su demanda en un periodo determinado, expresada en pesos por unidad. En tanto, el cargo por uso tiene el objetivo de permitir la recuperación de los costos variables que forman parte del requerimiento de ingresos correspondiente al grupo tarifario respectivo y representa la contraprestación a pagar por el uso del sistema, calculada con base en la cantidad de gas conducida a cuenta del usuario, expresado en pesos por unidad. Es decir, que en cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican bajo criterios particulares, con base en la autorización de la CRE, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos.

La importación del GNL en México se vio afectada durante 2009, con la caída de la actividad económica en todo el mundo y en el país, sin embargo, lo que más afectó los requerimientos del país fue la sobreoferta de gas continental en la región, que llevó a precios más bajos tanto de la producción nacional como la del gas importado por gasoductos desde Estados Unidos, dado que los contratos de suministro son flexibles en el origen del gas abastecido a los clientes, por lo que el total de GNL importado pasó de 356 MMpcd a 341 MMpcd entre 2008 y 2009. Así en 2009, la Terminal de regasificación de Altamira llegó a suministrar 334 MMpcd, mientras que la de Ensenada únicamente entregó 7 MMpcd.

México recibió 41 cargamentos de GNL en total durante 2009, cuatro menos de los que arribaron en 2008. Los barcos provinieron de siete países diferentes, cuyo origen del volumen depositado en las terminales tuvo su principal fuente en Nigeria, con 74.5%, le siguió Egipto con 12.5%, y el resto vino de Qatar, Yemen, Noruega, Trinidad & Tobago, y Singapur. Cabe señalar que este último no es un exportador, sin embargo fue señalado como el país de origen del gas, mismo que tendrá una terminal de GNL en 2013, por otro lado, los estudios de la Agencia Internacional de Energía señalan que el gas provino de Indonesia.

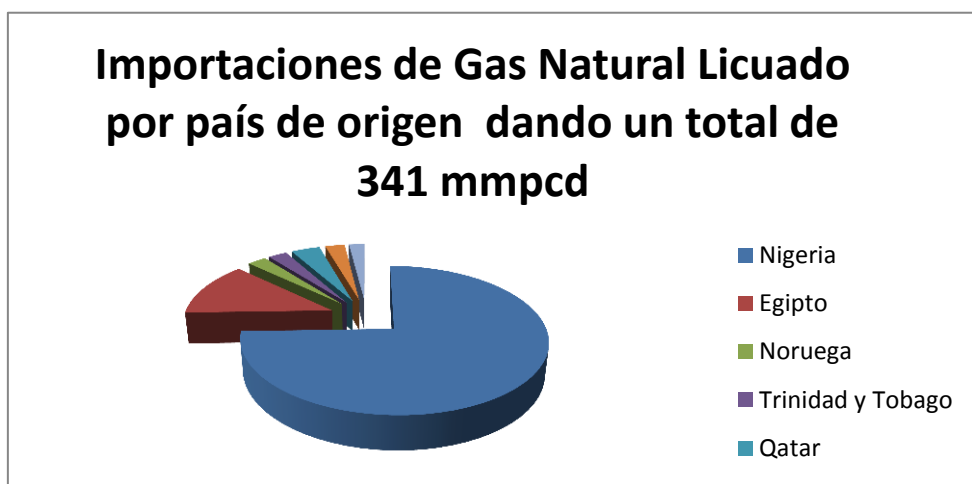


Figura 50 Importaciones de Gas Natural Licuado por país de origen.

Capítulo VII Seguridad Energética

7.1 Seguridad Energética en México.

Definida como la capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, que suele medirse por lustros y decenios más que por años.

La seguridad energética es indisociable de la racionalidad y sustentabilidad del consumo. No puede pretenderse que cubra demandas dispendiosas o notoriamente ineficientes. Situarse a la vanguardia de la eficiencia energética es una de las mejores vías para satisfacer la demanda actual y contar con seguridad frente a las exigencias de largo plazo del desarrollo nacional. Sin embargo, se ha puesto de moda un falso concepto de seguridad energética que la asocia con la satisfacción instantánea de cualquier demanda: gasolina suficiente para llenar los tanques de todos los vehículos sin importar la distancia que recorran por litro; electricidad suficiente para mantener los edificios iluminados y “ambientalizados” durante 24 horas 365 días. Se trata de una noción “comprada” al mayor consumidor de energía del mundo, que ha impuesto este tipo de paradigmas depredadores. Más que ser imitados, como por desgracia ocurre, deberían ser combatidos mediante políticas públicas eficaces. La verdadera inseguridad en materia de energía, y en especial de petróleo, proviene de depender de suministros, inversiones, tecnologías y prácticas administrativas foráneas.

En lo que va del siglo se ha deteriorado la seguridad energética de la nación. La satisfacción de importantes demandas de energía depende, de manera creciente, de suministros foráneos. Esta dependencia, especialmente manifiesta en el carbón y el gas natural, ha estado en buena medida determinada por decisiones erróneas

en materia de generación eléctrica, que priorizaron las plantas carboeléctricas y, sobre todo, los ciclos combinados de gas natural

La solución estructural al desabasto de gas natural pasa necesariamente por la aprobación de la reforma constitucional en materia energética aprobada para su aplicación a 2014. El presidente de la república (2014) al presentar la estrategia integral de suministro de gas natural, el ejecutivo hizo votos para que el entorno y las condiciones favorezcan una discusión constructiva, propositiva y positiva que permita aprobar la reforma energética.

"estamos optimistas y creemos podemos generar el clima favorable de consensos para que la iniciativa de reforma energética presentada el día de ayer amplíe los horizontes de mayor inversión en este sector y eso permite realmente elevar competitividad y productividad de nuestro país".

El mandatario explicó que lo anterior demuestra que tener más energía genera mayores inversiones y, en consecuencia, habrá de generar mayores oportunidades de empleo y también empleos mejor remunerados.

"de ahí la importancia de dar continuidad a las acciones que nos permitan incrementar la oferta de gas natural para cubrir las necesidades de consumo nacional e incluso en convertirnos en exportadores", afirmó.

Para mitigar la incidencia de alertas críticas y realizar un suministro confiable seguro y oportuno de gas natural a la industria a precios competitivos y fomentar el crecimiento económico, Peña Nieto anunció la puesta en marcha de la estrategia integral de suministro de gas natural.

La estrategia, que está en proceso de implementación, consta de cinco acciones:

- Incrementar la importación de gas licuado por barco. Pemex gas realizó la compra de 29 cargamentos para ampliar la capacidad de la terminal de manzanillo, con ello, importará un promedio de 200 millones de pies cúbicos diarios y la CFE incrementa su importación en 60 millones de pies cúbicos diarios.
- Aumentar la inversión de Pemex en gas natural, para tener mayor producción nacional.
- Ampliar infraestructura de transporte de gas por ductos. La construcción del proyecto los ramones, que en sus dos fases tendrá una longitud aproximada de 840 km, proveerá una capacidad de 2,100 millones de pies cúbicos al día.
- Explorar las posibles reservas de aceite y gas de lutitas, para ello, se firmó un convenio para la exploración en Veracruz y Coahuila, se anunció la asignación de recursos al instituto mexicano del petróleo por 244 mdd, para el desarrollo de trabajos de exploración sísmica.

Todo esto ha limitado la importación de gas natural por ductos y ha resultado en un déficit de gas natural en México, que pasó de menos 1% en 1997 a un 33% en 2013.

Ante esta situación se han tenido que emitir alertas críticas mediante las cuales Pemex gas y petroquímica básica solicita a sus usuarios la reducción de su consumo de gas natural con el fin de restablecer el nivel de gas en los ductos y mantener las condiciones operativas del sistema nacional de gasoductos.

Así como con las reformas planteadas se pretende alterar lo esencial modificando lo secundario, en las relaciones exteriores se han adoptado acuerdos que corresponden más bien a la figura de tratados, a fin de evitar someterlos a la ratificación del Senado. Tal es el caso del Acuerdo Trilateral sobre Cooperación en Ciencia y Tecnología Energéticas, adoptado en Montebello, Canadá, en agosto de

2007. Persigue el objetivo de fomentar “la investigación y el desarrollo energéticos, a escala bilateral o trilateral, para el desarrollo de tecnologías de energía avanzadas, para usos pacíficos, sobre la base del beneficio mutuo, la igualdad y la reciprocidad., “los instrumentos de planificación de la seguridad energética”.

La industria nacional está dispuesta a invertir alrededor de 7,000 millones de dólares adicionales durante los próximos tres años, gracias a que la estrategia de suministro de gas natural concretada este martes por Petróleos Mexicanos (Pemex) les garantizará el abasto de este combustible, del cual depende 60% de la actividad fabril del país, anunció la Confederación de Cámaras Industriales (Concamin).

El presidente de la Concamin (2014), aseguró que el aumento de las importaciones desde Altamira y Manzanillo, mayor capacidad de compresión e importación desde Estados Unidos, así como la construcción de 1,000 kilómetros de gasoductos adicionales, darán seguridad a la operación de la planta fabril mexicana, y promoverá un entorno de inversiones productivas, desarrollo económico y generación de empleos formales.

Como seguimiento al anuncio de la reforma energética del Ejecutivo, Pemex concretó su estrategia de suministro de gas natural, que incluye la construcción de dos gasoductos adicionales a los dos de Los Ramones, para una aportación adicional de 6,500 millones de pies cúbicos, 85% más capacidad de transporte en el Sistema Nacional de Gasoductos, con una inversión es de 40,000 millones de pesos.

En el corto plazo, se prevé incrementar la importación de gas natural licuado, por los puertos de Manzanillo y Altamira, a través de la programación de al menos un buque por mes con capacidad de 3,000 millones de pies cúbicos, hasta finales del 2014.

Cabe mencionar que esta medida emergente inició desde marzo, con gas traído de Nigeria y Europa a un precio de 20 dólares por millón de pie cúbico, que cada sector absorbe de manera proporcional a su consumo: Pemex y la CFE pagan

85% de la importación, la industria 13% y el resto los consumidores residenciales y comerciales.

El planteamiento de la estrategia a mediano plazo pretende aumentar la capacidad de transporte en los gasoductos del sur de Estados Unidos que se interconectan en la frontera mexicana en Tamaulipas, para lo que es necesario concretar un acuerdo de inversión para la construcción de la estación de compresión Altamira.

En el largo plazo, se crearán cuatro gasoductos nuevos, dos de ellos: Ramones fase I, ya adjudicado a la filial de Pemex en consorcio con IEnova, Gasoductos de Chihuahua, y Ramones fase II, que se licitará en septiembre, así como dos más por licitarse: Agua Dulce-Frontera y Tucson-Sásabe: suman más de 1,000 kilómetros.

El gobierno federal aseguró que su Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural ha permitido sumar ocho semanas sin emitir alerta crítica por desabasto del combustible.

La Iniciativa Privada dijo que gracias a esas medidas se podrán invertir 7,000 millones de dólares más en los próximos tres años.

El secretario de Energía (2014), detalló que México pasó de un déficit de gas de -1% en 1997 a 33% para 2013.

“Se han tenido que emitir alertas críticas, mediante las cuales Pemex Gas y Petroquímica Básica solicita a sus usuarios reducir su consumo”, explicó.

Para el 2014, el gobierno proyecta asignarle a Pemex 30,000 millones de pesos, para aumentar la producción en 772 millones de pies cúbicos diarios adicionales al mes.

Estrategia para garantizar el suministro de gas en tres fases:

Corto plazo:

Incrementar la importación de gas natural licuado por los puertos de Manzanillo y Altamira, a través de la programación de al menos un buque por mes con capacidad de 3,000 millones de pies cúbicos, hasta finales del 2014.

Mediano plazo:

Aumentar la capacidad de transporte en los gasoductos del sur de Estados Unidos que se interconectan en la frontera mexicana en Tamaulipas. Concretar un acuerdo de inversión para la construcción de la estación de compresión Altamira, con una capacidad incremental de 500 millones de pies cúbicos diarios.

Largo plazo:

Desarrollar cuatro gasoductos (Ramones fase I, Ramones fase II, Agua Dulce-Frontera y Tucson-Sásabe) que suman en conjunto más de 1,000 kilómetros, con una inversión estimada en más de 40,000 millones de pesos, y construir la estación de compresión Soto La Marina.

Se importa un tercio del combustible

7.2 Planeación Estratégica del uso del Gas Natural.

Según la RAE, La planeación, en México también reconocido como planeamiento es la Acción y efecto de planear (trazar un plan).

La planificación es la primera función administrativa porque sirve de base para las demás funciones. La planeación estratégica es la planificación global que permite la buena administración de un proceso. Además, proporciona las actividades del

día a día de una organización o proyecto y proporciona un esquema de lo que estás haciendo y dónde vas a llegar. Se contextualiza en el largo plazo.

¿Por qué se debe realizar una planeación estratégica en la industria del gas? La planificación determina donde se pretende llegar, que debe hacerse, como, cuando y en qué orden debe hacerse. Pemex se encarga de abastecer de energía a más de un 93% del país, por lo que realizar una buena planeación tendrá como resultado la consecución de las metas. El plan de negocios define 14 objetivos estratégicos que atienden diferentes aspectos de PEMEX, tales como la urgencia por mantener los niveles actuales de producción de hidrocarburos y la responsabilidad de garantizar una operación sustentable de largo plazo, así como la necesidad de reponer las reservas para asegurar la operación del organismo, la eficiencia operativa, administrativa y financiera, el compromiso por satisfacer las necesidades energéticas del país protegiendo al medio ambiente manteniendo su relación con la sociedad.

Es un hecho innegable que frenar el calentamiento global y el cambio climático no es una responsabilidad exclusiva o aislada de las naciones o los grupos económicos más desarrollados, sino que debe ser compartida, en la medida de sus capacidades, por todos los individuos y las naciones, para contribuir y aportar a la mitigación y solución de este desafío internacional. Por ende, la importancia de implementar acciones de corto plazo que puedan generar una transición energética nacional, es decir, un cambio radical en la manera en la que se obtiene energía, así como en la que se consume.

La planeación estratégica del uso del gas natural como agente principal en una transición energética no sólo representa un cambio de enfoque en el sector energético para alcanzar los objetivos anteriores, es además, un proceso a través del cual es posible disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, mitigar el impacto ambiental del sector y contribuir a combatir los efectos del cambio climático.

De acuerdo al Artículo 26 de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética con la presentación de este documento anual, mediante el cual el Gobierno Federal impulsará las políticas, programas, proyectos y acciones encaminados a conseguir una mayor utilización de las energías renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energéticas y reducir nuestra dependencia de los recursos fósiles, principalmente hidrocarburos, como fuente primaria de energía. Se incluye un reporte de avances y logros alcanzados en materia de transición energética y el aprovechamiento sustentable de las energías renovables, así como el ahorro y uso óptimo de toda clase de energía. Por estas razones, al hacer una adecuada planeación, México, ratifica su compromiso con la sustentabilidad, reafirma su liderazgo en la lucha contra el cambio climático y exalta su convicción de que el uso más racional e inteligente de nuestros recursos energéticos contribuirá a conservar el patrimonio y el ambiente para beneficio de las generaciones futuras.

7.3 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

La actividad humana ha alterado el volumen y la proporción de los gases de efecto invernadero en la atmósfera. En particular, el volumen de estos gases ha ido aumentando cada vez de manera más acelerada y, por lo mismo, el efecto también.

Debido a la relación entre los gases de efecto invernadero y el cambio climático, es importante identificar los sectores emisores de dichos gases y las cantidades que liberan. Lo anterior, permite conocer los sectores con mayor responsabilidad en la emisión de gases de efecto invernadero, y sirve de base para el diseño de políticas y acciones de captura o reducción de emisiones.

Estudios desarrollados por investigadores alrededor del mundo permiten identificar las fuentes de origen humano de los gases de efecto invernadero.

Las causas del incremento de las concentraciones de dióxido de carbono en la atmósfera están bien identificadas. Estas son el uso industrial y doméstico de combustibles que contienen carbono (petróleo, carbón, gas natural y leña), la deforestación –que provoca la descomposición de la materia orgánica- y la quema de la biomasa vegetal. En el caso del metano son la agricultura (p.ej.. cultivo de arroz), el uso de gas natural, los rellenos sanitarios, el aumento del hato ganadero, y la quema de la biomasa vegetal. Sin embargo, es el uso indiscriminado e ineficiente de los combustibles el principal generador de la tendencia actual.

Los porcentajes y períodos de aumento en las cantidades de carbono y metano indican que la transferencia de carbono hacia la atmósfera no responde a procesos naturales, sino más bien a formas de organización social y productiva. Estos aumentos en la cantidad de gases de efecto invernadero, resultado de actividades humanas, han ocasionado que un fenómeno benéfico para la vida - como lo es el efecto invernadero-, se torne en un tema de preocupación para los científicos, los políticos, y para la sociedad que se encuentra expuesta a las consecuencias de un cambio en el clima.

Unas tres cuartas partes de las emisiones antropógenas de CO₂ en la atmósfera durante los últimos 120 años se deben a la quema de combustibles de origen fósil. El resto se debe principalmente a cambios en el uso de la tierra, especialmente la deforestación.

Las emisiones de gases de efecto invernadero se estiman en 6 categorías contempladas por el Protocolo de Kioto:

- Energía (Consumo de combustibles fósiles y Emisiones fugitivas de metano)
- Procesos Industriales

- Solventes
- Agricultura
- Uso de Suelo, Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura (USCUSS)
- Desechos.

De acuerdo al Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 - 2010 (INEGEI), las emisiones en México en el año 2010

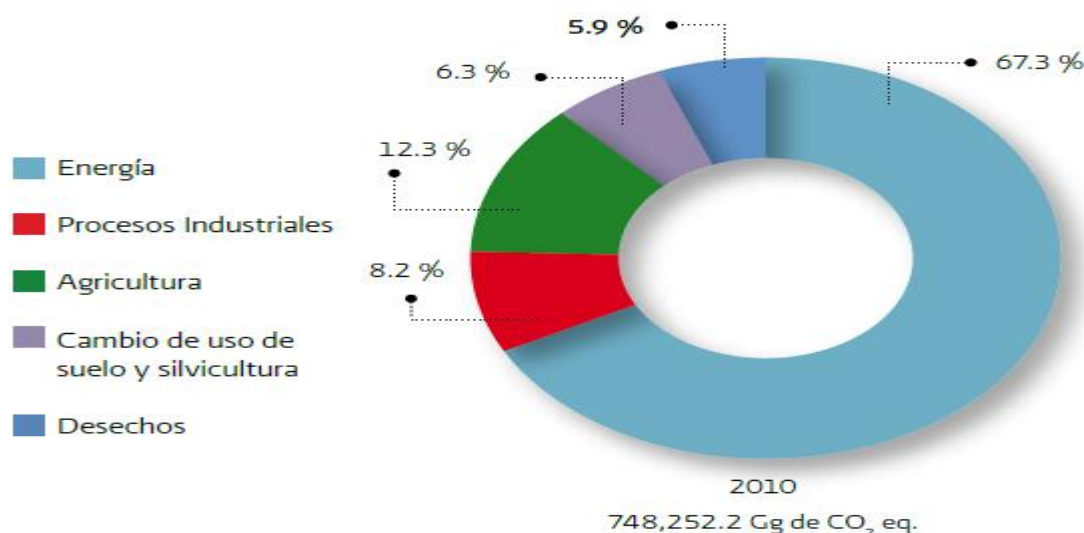


Fig.51 Emisiones de GEI en Gg de CO₂ eq. Fuente Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 – 2010.

Las emisiones de CO₂ fueron de 493,450.6 Gg en 2010, contribuyeron en 65.9% al total del inventario. Las emisiones de CO₂ en el país provienen principalmente de la quema de combustibles fósiles y Procesos Industriales. Los sectores con mayor contribución porcentual de emisiones de CO₂ en el 2010 son: transporte, 31.1%; generación eléctrica, 23.3%; manufactura y construcción, 11.4%; consumo propio de la industria energética, 9.6%; conversión de bosques y pastizales, 9.2%, y otros (residencial, comercial y agropecuario), 6.7%.

En 2010 las emisiones de CH₄ fueron de 7,938.9 Gg. Las principales fuentes de emisión corresponden a las categorías de Desechos, Energía y Agricultura. Los sectores con mayor contribución porcentual de emisiones de CH₄ en el 2010 son:

emisiones fugitivas por petróleo y gas natural, 45.9%; fermentación entérica, 22.8%; eliminación de desechos sólidos, 13.3%; tratamiento y eliminación de aguas residuales, 11.1%; emisiones fugitivas por combustibles sólidos, 3.9%

La categoría de Energía incluye las emisiones que son resultado de la exploración, producción, transformación, manejo y consumo de productos energéticos. La categoría se subdivide en consumo de combustibles fósiles y emisiones fugitivas. En 2010 las emisiones de GEI para esta categoría, expresadas en CO₂ eq., registraron 507,426.7 Gg,

Para México, en 2010 el consumo de gasolina y gas natural representan la mayor contribución a las emisiones de esta categoría, 25.4% (102,755 Gg) y 31.0% (125,568 Gg), respectivamente. Les siguen en importancia el diesel y combustóleo, que aportan 14.7% (59,382 Gg) y 9.8% (39,639 Gg), respectivamente, y el restante 20% corresponde al carbón, coque de carbón, coque de petróleo, gas licuado del petróleo (GLP) y querosenos.

De las emisiones totales de GEI a nivel nacional, Pemex representa el 12%. Este 12% hoy equivale 43.4 Millones de toneladas CO₂e y del 2001-2012, reducción marginal emisiones al pasar de 51.2 a 43.4 Mt de CO₂-eq

A partir de 2008, tendencia a la baja con la ampliación de la capacidad de manejo e inyección de gas amargo en el AP Cantarell y la disminución producción en zonas de transición con alta relación gas/aceite

Por origen de las emisiones de CO₂e, sin Cantarell:

- Los equipos de combustión son la principal fuente de emisión de GEI, equivale al 80%
- 13 % quemadores
- 7 % oxidadores y venteos

El 80% del total de las emisiones de CO₂e de Pemex se concentra en 15 instalaciones:

- 6 de Refinación (14.0MMt) Tula, Salina Cruz, Cd. Madero, Salamanca, Minatitlán, Cadereyta
- 3 de Exploración y Producción (13.5MMt)
- 3 de Petroquímica (5.7MMt) CPQ Cangrejera
- 3 de Gas y Petroquímica Básica (5.6MMt) CPG Cactus y Nuevo Pemex

7.4 Mecanismos de mitigación de GEI

En el Protocolo de Kioto, se incluye tres mecanismos (artículos 6, 12 y 17) diseñados para incrementar la costo-efectividad de la mitigación del cambio climático, al crear opciones para que las Partes Anexo I puedan reducir sus emisiones, o aumentar sus sumideros de carbono de una manera más económica. Aunque el costo de limitar emisiones o expandir la captura varía mucho entre las regiones, el efecto en la atmósfera es el mismo, sin importar donde se lleven a cabo dichas acciones

Los tres mecanismos son:

1. Implementación conjunta: El Artículo 6 señala que todas las Partes Anexo I podrán transferir a cualquier otra Parte incluida en el mismo Anexo, o adquirir de ella, las Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs, por sus siglas en inglés) resultantes de proyectos encaminados a reducir las

emisiones antropogénicas de GEIs por las fuentes ó incrementar la absorción antropogénica por los sumideros. Las ERUs podrán ser utilizadas por las Partes que inviertan en dichos proyectos para cumplir sus metas de reducción. Con los denominados mecanismos flexibles se pretende contribuir a que las soluciones técnicas para cumplir con los objetivos de Kioto sean costo-efectivas mediante esquemas de mercado.

2. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): El Artículo 12 funciona de manera similar al de Instrumentación Conjunta, a diferencia que Partes no Anexo I serán los huéspedes de proyectos de mitigación. La estructura institucional del MDL es más compleja ya que incluye un Consejo Ejecutivo que guiará y supervisará los arreglos prácticos del MDL. El Consejo opera bajo la autoridad de la Conferencia de las Partes. Los procesos de monitoreo son más estrictos para garantizar que no se generen Certificados de Reducción de Emisiones (CERs, por sus siglas en inglés) ficticios, dado que algunos países en desarrollo carecen de la capacidad técnica necesaria para realizar un monitoreo preciso de sus emisiones. Las Unidades de Remoción (RMUs, por sus siglas en inglés), son las que se obtienen de las actividades de captura de carbono.
3. Comercio de emisiones: El artículo 17 del Protocolo de Kioto establece que las partes del Anexo I podrán participar en actividades de comercio de “Certificados de emisión de gases de efecto invernadero”. Las actividades del comercio de emisiones serán suplementarias a las medidas nacionales que se adopten para cumplir los compromisos cuantitativos de limitación y reducción de emisiones.

El Mecanismo para el Desarrollo Limpio es el esquema más importante para nuestro país. Este mecanismo tiene el propósito de ayudar a las partes no incluidas en el Anexo I a lograr un desarrollo sustentable y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de

emisiones contraídos en virtud del artículo 3. De tal forma, los países en desarrollo pueden vender un servicio ambiental global.

7.5 Plan de Acción Climática de Petróleos Mexicanos y sus Organismo Subsidiarios

El Plan de Acción Climática es un instrumento de estrategia interna que nos permite:

- Dirigir esfuerzos, orientar las inversiones y evaluar los resultados en materia de acción climática
- Cumplir con la Ley General de Cambio Climático y alinear las acciones de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Fortalecer la posición de liderazgo de Pemex en materia de cambio climático

Ahora, ¿qué se busca con este instrumento? Dos grandes objetivos:

- Reducir la huella de carbono de la oferta energética de Pemex, y
- Minimizar la vulnerabilidad de las operaciones frente a los efectos del cambio climático

México ha llevado a cabo acciones ambiciosas para hacer frente al cambio climático. En 2012 se promulgó la Ley General de Cambio Climático (LGCC) y desde 2008 se definió el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2009-2012. Petróleos Mexicanos ha asumido su responsabilidad para contribuir con la meta aspiracional establecida por el gobierno federal de reducir en un 50% las emisiones de GEI a nivel nacional en 2050 con respecto al 2000 y trabajar en la implementación de la gestión de sus aspectos ambientales significativos en

materia de emisiones al aire, generación de aguas residuales, uso y suministro de agua, generación de residuos (sólidos urbanos, manejo especial y peligrosos), así como de consumo de energía.

Pemex instrumenta e impulsa soluciones tecnológicas que permitan incrementar la oferta energética necesaria para el crecimiento económico y al tiempo de mejorar su desempeño ambiental y reducir la huella de carbono. Es importante avanzar y fortalecer la sustentabilidad del negocio, mediante la mitigación pero también con planes robustos de adaptación, que tome en cuenta a las poblaciones más vulnerables a los fenómenos meteorológicos extremos, los cambios en los ecosistemas, la pérdida de biodiversidad, así como el aumento del nivel promedio del nivel del mar.

Para lograr estas acciones, Petróleos Mexicanos plantea su Plan de Acción Climática (PAC), documento que formaliza, implementa y monitorea ejes y líneas de acción en materia de mitigación, adaptación y temas transversales, con el objetivo de reducir la huella de carbono de la oferta energética y minimizar la vulnerabilidad de las operaciones e instalaciones frente a los efectos del cambio climático.

El PAC es presentado al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en sesión 853 de fecha 27 de febrero de 2013 para su toma de conocimiento. El documento es revisado por el Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable (CMADS), realiza los ajustes correspondientes y acuerda el 18 de junio de 2013, proponer el PAC para aprobación del Consejo de Administración.

La estructura del PAC, se inicia mediante un análisis estratégico, en donde se presenta:

- Un diagnóstico interno en el cual se evalúa a la empresa en temas como
 - Comportamiento de las emisiones de GEI
 - Análisis de la intensidad de emisiones de GEI
 - Acciones de Pemex que contribuyen a la reducción de emisiones de GEI y la disminución de riesgos generados por el cambio climático
- Un análisis del entorno, en donde se identifica y analiza los principales eventos externos que tienen efecto en la organización, tales como:
 - Perspectiva económica (internacional y nacional)
 - Perspectiva regulatoria (marco nacional LGCC, LASE y acuerdos internacionales)
 - Perspectivas de mercado (principales tendencias en energías, secuestro y captura de carbono,)
 - Perspectivas y Medio ambiente y sociedad

Derivado del diagnóstico interno se identificaron las fortalezas y debilidades de la empresa y del análisis del entorno se identifican las oportunidades y las amenazas que tiene la empresa ante el cambio climático.

Este análisis estratégico permitió establecer los tres ejes rectores del PAC. Mitigación, Adaptación y Temas transversales que permitirán reducir la huella de carbono de nuestras actividades, así como ejecutar las acciones y medidas de adaptación para reducir el impacto y probabilidad de ocurrencia de riesgos asociados a eventos climáticos y desastres naturales en las instalaciones, comunidades y ecosistemas en donde opera Pemex.

Una vez definidos los ejes rectores se realizó un diagnóstico, análisis del entorno particular para cada eje rector que permitieron visualizar las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas de la empresa ante el cambio climático y definir las líneas de acción requeridas, las cuales se componen de una descripción, justificación, principales hitos, metas, indicadores y alcance.

EL PAC permite a PEMEX reducir su huella de carbón y minimizar el riesgo de disrupción de sus operaciones por efectos del cambio climático.

Eje rector 1 - Mitigación

Línea de acción 1.1 Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones petroleras.

Y tiene como objetivo mejorar la eficiencia energética, el aprovechamiento del gas y el proceso operativo, para reducir las emisiones de gas de efecto invernadero de la operación con los siguientes alcances:

Mitigación directa de emisiones de GEI

- Reducción de quema de gas mediante la instalación del equipo necesario en compresión e inyección en E&P
- Seguimiento del proceso MDO y PROTOCOLO de la CONUEE
- Arranque de cogeneración de la planta de Nuevo Pemex 300MW e implementación cogeneración Salamanca 430MW
- Ejecución de las pruebas piloto de la recuperación mejorada con inyección de CO₂

Cumplimiento de la LGCC y LASE

- Actualización en el proceso de planeación de la cartera de proyectos de mitigación GEI

- Promover la eficiencia energética a través de un sistema de gestión
- Continuar con el cumplimiento de las acciones de eficiencia energética establecidas en el protocolo

Línea de acción 1.2 - Promover la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la mitigación indirecta

Y tiene como objetivo Compensar la emisión de gas de efecto invernadero de la empresa, a través de la conservación de la biodiversidad y los servicios ambientales y la promoción de la reducción de la huella de carbono de la cadena de suministros. Con los siguientes alcances:

Conservación de áreas naturales protegidas y protección de la biodiversidad

- Establecer en conjunto con las Organizaciones de la Sociedad Civil los mecanismos que permitan una eficiente retención y captura de carbono forestal

Cuantificación de captura de CO₂e

- Cuantificar y certificar la captura de CO₂e de los proyectos de conservación de la biodiversidad

Reducción de huella de carbono de la cadena de suministros

- Cuantificar las emisiones de GEI generada en la cadena de suministros de los principales proveedores emisores de GEI
- Diseñar los mecanismos que fomenten la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de la cadena de suministros

Línea de acción 1.3 - Disminuir la intensidad de carbono de la oferta energética

Y tiene como objetivo Impulsar una mayor participación del gas natural y destilados ligeros en la oferta de energía para reducir la huella de carbono. Con los siguientes alcances:

Gas húmedo no asociado

- Identificar nuevas oportunidades exploratorias sobre los alineamientos de los campos productores de gas húmedo en los plays Oligoceno Frío y Vicksburg en la cuenca de Burgos-Sabinas.

Shale gas

- En cada una de las provincias se realizarán estudios de plays documentación y aprobación de localizaciones, adquisición e interpretación sísmica y perforación de pozos exploratorios

Gas asociado

- Instalación y repotenciación de módulos de compresión y equipos booster en las Subdirecciones de Producción Región Marina Noreste y Sur

Conversión de residuales

- Construcción y adecuaciones en la Refinería de Salamanca para incrementar la producción de gasolinas y destilados intermedios

Eje rector 2 - Adaptación

Línea de acción 2.1 – Aminorar la vulnerabilidad de las operaciones petroleras ante los efectos provocados por el cambio climático

Y tiene como objetivo Mitigar los riesgos de las instalaciones petroleras por los efectos meteorológicos ocasionados por el cambio climático para asegurar la continuidad de las operaciones. Con los siguientes alcances:

Metodología de vulnerabilidad

- Desarrollar acciones de adaptación que permitan disminuir el índice de vulnerabilidad en las instalaciones estratégicas, las comunidades y ecosistemas aledañas donde la empresa tenga influencia, tales como cubierta forestal que previene deslizamientos, conservación de ambientes costeros que sirven como barreras naturales ante eventos atípicos
- Definir el programa de inversión en infraestructura con base en las acciones identificadas que logren disminuir el índice de vulnerabilidad que protejan las instalaciones, comunidades y ecosistemas donde se realizan sus operaciones

Acciones de administración de riesgos climáticos

- Vincular el estudio de vulnerabilidad con la administración de riesgos de cada organismo subsidiario
- Ejecutar planes de mitigación preventiva y de administración de riesgos en cada organismo subsidiario

Línea de acción 2.2 - Minimizar la vulnerabilidad de los asentamientos y los ecosistemas que influyen en la continuidad operativa

Y tiene como objetivo, Restaurar y conservar servicios ambientales de los ecosistemas que prestan servicios ambientales clave a los asentamientos y las instalaciones para mantener la continuidad de las operaciones. Con los siguientes alcances:

Adaptación de ecosistemas relevantes para la continuidad de la operación

- Identificar zonas de riesgo relacionadas con cambio climático y el estado que guardan los ecosistemas adyacentes

- Desarrollar una cartera de proyectos de inversión que permitan implantar acciones de conservación y restauración de ecosistemas estratégicos
 - Costeros
 - Bosques/cobertura vegetal en laderas
 - Cobertura vegetal en cuencas hidrológicas, principalmente aguas arriba

Eje rector 3 – Temas transversales

Línea de acción 3.1 - Desarrollar las competencias humanas necesarias en Pemex y sus OS para afrontar los retos del cambio climático.

Y tiene como objetivo, Desarrollar las competencias internas y establecer las funciones específicas que permitan el desarrollo e implementación sistémica del Plan. Con los siguientes alcances:

- Desarrollar los perfiles de funciones y competencias del personal responsable y relacionado con la ejecución del PAC
- Desarrollar un plan de carrera único para la incorporación del talento de personal especializado en áreas ambientales y de desarrollo sustentable, así como en las diferentes áreas tecnológicas relacionadas
- Incrementar significativamente la inversión en la capacitación de especialistas en evaluación de impacto ambiental
- Reforzar el modelo de administración del conocimiento de Pemex con un grupo de expertos en cambio climático y desarrollo sustentable
- Promover la participación en foros, talleres y congresos relacionados con el cambio climático y el desarrollo sustentable

- Desarrollar las competencias para la implementación operativa de nuevas tecnologías de eficiencia energética, cogeneración, energías renovables, biocombustibles, captura y secuestro de carbono, ente otras
- Fortalecer la cultura de cuidado al medio ambiente y el desarrollo sustentable al interior y exterior de la empresa

Línea de acción 3.2 – Apoyar la reducción de emisiones GEI a través de la asimilación, investigación y desarrollo tecnológico.

Y tiene como objetivo, Generar las oportunidades de desarrollo tecnológico, promover y gestionar los recursos para financiar los proyectos de investigación al interior de la empresa que logren reducir la huella de carbono de los procesos industriales. Con los siguientes alcances:

Desarrollo de oportunidades de investigación

- Incluir las especialidades relacionadas al cambio climático en el Programa Estratégico de Tecnología para ampliar las becas destinadas a la capacitación técnica
- Promover convenios de colaboración técnica y el intercambio de prácticas profesionales con las empresas petroleras que operan en áreas ambientalmente sensibles y similares en las que opera Pemex

Co-financiamiento de proyectos de investigación

- Desarrollar el plan multianual de inversión de proyectos de investigación para la reducción de emisiones
- Gestionar recursos del fondo CONACYT-SENER para el desarrollo de investigación en recuperación mejorada

Participación de Pemex en foros de colaboración

- Promover la participación de Pemex en foros internacionales para compartir las mejores prácticas en el desarrollo de proyectos de reducción de emisiones

Línea de acción 3.3 – Implementar mecanismos que permitan comercializar certificados de reducción de emisiones de carbono en los distintos mercados

Y tiene como objetivo, Obtener recursos financieros a través de los distintos mercados de bonos de carbono para apoyar el desarrollo de proyectos de reducción de emisiones de GEI. Con los siguientes alcances:

Mecanismos de desarrollo limpio

- Lograr la comercialización de CER del proyecto: “recuperación energética de gases de combustión en la TM Dos Bocas”
- Registrar ante la UNFCCC los proyectos MDL en el Complejo Petroquímico de Cangrejera y Morelos en donde se espera una reducción estimada de 295,711 y 233,452 tCO₂e/año respectivamente
- Registro ante la UNFCCC los proyectos MDL en refinería Salina Cruz en donde se espera una reducción de 500,000 tCO₂e

Mercados internacionales

- Identificar oportunidades en los distintos mercados de carbono para los siguientes proyectos:
 - a) Terminal y baterías Cunduacán: mediciones de vapores
 - b) Cambio a sellos secos en compresores de Ciudad Pemex: buscando replicarlo a más de 18 compresores adicionales

Capítulo VIII. La Transición Energética en la refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime

8.1 Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

En 1979, en la Primera Conferencia Mundial sobre el Clima, organizada por la Organización Mundial Meteorológica (OMM), los científicos constataron la alteración del clima y el peligro del mismo para la humanidad. Como respuesta, los países desarrollados y los organismos internacionales comenzaron a tomar medidas para ayudar a mitigar los impactos negativos sobre la población mundial. En tal sentido, en 1988, Naciones Unidas a través del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) junto con la OMM, creó el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC).

El IPCC tiene como encargo la evaluación de la información relevante en aspectos científicos, sociales, económicos y técnicos. Facilitando el entendimiento de la base científica del riesgo que implica el cambio climático causado por la actividad humana.

El primer informe del IPCC advierte sobre el peligro real que supone el cambio climático y recomienda comenzar las negociaciones para establecer un acuerdo multilateral sobre este tema. La misma recomendación hizo la Segunda Conferencia Mundial del Clima, y pocos días después la Asamblea General de las Naciones Unidas convocó a las negociaciones para alcanzar ese acuerdo. Tras un largo proceso de negociación, la respuesta internacional ante el reto del cambio climático se ha materializado en dos instrumentos jurídicos, la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kioto, que

desarrolla y dota de contenido concreto las prescripciones genéricas de la Convención.

Para que el 21 de diciembre de 1990, Naciones Unidas creó por resolución 45/212⁸ un Comité Intergubernamental de Negociación con el mandato de elaborar una Convención Marco sobre el Cambio Climático. La quinta sesión de negociación culminó con la elaboración de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC), adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992. Se abrió para la firma a partir del 04 de junio de ese mismo año, coincidiendo con la celebración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo que se celebró en Río de Janeiro, conocida también como la “Cumbre de la Tierra”.

La Convención fue respaldada por la firma de 155 estados y entró en vigor el 21 de marzo de 1994. La República Argentina la ratificó mediante Ley No. 24.295. En su artículo 2, la Convención establece que su objetivo último es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico proceda de manera sostenible”.

8.2 Mecanismos de Desarrollo Limpio

El Mecanismo para el Desarrollo Limpio es el esquema más importante para nuestro país. Este mecanismo tiene el propósito de ayudar a las partes no incluidas en el Anexo I a lograr un desarrollo sustentable y contribuir al objetivo

⁸ Resolución de Naciones Unidas A/RES/45/212 de Diciembre de 1990.

último de la Convención, así como ayudar a las partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de emisiones contraídos en virtud del artículo 3. De tal forma, los países en desarrollo pueden vender un servicio ambiental global. Y fue aprobado por la 7^o Conferencia de las Partes en Marrakech, en Noviembre de 2001.

Los Mecanismos de Desarrollo Limpio tienen por objeto la realización de proyectos que contribuyan a lograr un desarrollo sostenible en los países en desarrollo, promoviendo así el objetivo principal de la Convención y asistiendo a los países desarrollados en cumplir con la reducción de sus emisiones cuantificadas y con sus compromisos de limitación. Este mecanismo es el único que involucra a los países en desarrollo, permitiendo que los titulares de aquellos proyectos que reduzcan emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, puedan recibir como compensación por la mitigación o el secuestro de estos gases una cantidad de CERs determinada en función a las toneladas métricas de dióxido de carbono (CO₂) reducidas y asimismo puedan transferir mediante la venta de CERs a los países industrializados, para que estos últimos puedan utilizarlos para cumplir con sus metas de reducción de emisiones.

Este mecanismo es el único en el que puede participar los Estados Unidos Mexicanos.

Para calificar como proyecto MDL y recibir Certificados de Reducción de Emisiones (CERs), comúnmente llamados “créditos de carbono o bonos de carbono” el Proyecto MDL debe cumplir con los criterios establecidos en el artículo 12, inc. 5, del Protocolo de Kioto, con los Acuerdos de Marrakech.

- Las actividades de proyectos para poder enmarcarse dentro del Mecanismo para un Desarrollo Limpio, deberán cumplir las siguientes condiciones:

- La actividad de proyecto debe ser realizada en un País No Anexo I que sea parte del Protocolo de Kyoto y por partes que hayan ratificado el PK o por entidades privadas que hayan sido autorizadas por esas Partes a participar en el MDL.
- La participación debe ser voluntaria y estar aprobada por la Autoridad Nacional Designada (DNA) del País Anfitrión
- Los gases objeto de los mismos serán los indicados en el Anexo A del Protocolo de Kioto, es decir: Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido Nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de Azufre (SF₆).
- El proyecto deberá generar una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero produciendo beneficios reales, mensurables y a largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático. Las reducciones de las emisiones han de poder cuantificarse y necesitan ser verificadas y certificadas por una Entidad Operacional.
- Para el financiamiento del proyecto debe demostrarse que no se ha utilizado Asistencia Oficial para el Desarrollo (Official Development Assistance u ODA). Si un proyecto está financiado con recursos públicos procedentes de un país Anexo I, se debe declarar que dicha financiación no es una desviación de la ayuda oficial al desarrollo.

Los requisitos de participación hacen referencia a las condiciones que deben cumplir las Partes incluidas en el Anexo I del Protocolo de Kioto para poder acceder a ejecutar los proyectos MDL, y por su parte, los requisitos de elegibilidad definen las condiciones que deben cumplir esas Partes para tener derecho a

utilizar las Certificados de Reducción de Emisiones (CERs). Los requisitos para que las Partes del Anexo I puedan participar en el MDL son los siguientes:

- La participación del país en el proyecto de MDL debe ser voluntaria.
- Es necesario designar una Autoridad Nacional para el MDL.

Ahora bien, para que las Partes del Anexo I puedan hacer uso de los CERs deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Ser Partes en el Protocolo de Kioto.
- Tener las cantidades atribuidas de conformidad con el Art.3 11 , párrafos 7 y 8 del Protocolo de Kioto, y haberlas calculado y registrado siguiendo la Decisión 19/CP.7 “Modalidades de contabilidad de las cantidades atribuidas”.

Más de 3.000 proyectos han sido ya registrados en el MDL y hay un número mayor en proceso de validación y registro. Y dado que los pagos dependen de la efectiva performance ambiental de los proyectos, los ingresos adicionales provenientes del mercado han creado un incentivo positivo para implementar prácticas operacionales y de buen manejo en los países en desarrollo que posiblemente sostengan la reducción de emisiones en el tiempo.

8.3 Metodologías de los Mecanismos de Desarrollo Limpio

Las metodologías de línea de base y de monitoreo incluyen las guías y procedimientos que se deben utilizar para demostrar la adicionalidad de un proyecto, para identificar el escenario de línea de base, para calcular las reducciones de emisiones resultantes de la implementación del proyecto, y para la implementación del plan de mediciones. Existen metodologías para cada tipo de

proyecto, que incluyen condiciones de aplicabilidad específicas, que el proyecto que las utiliza debe cumplir.

Las metodologías aprobadas y propuestas que están bajo análisis, clasificadas por tipo y tamaño, se encuentran disponibles en el sitio web de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El Libro de Metodologías publicado por la CMNUCC es una fuente importante de información relacionada con las diversas metodologías y los tipos de proyectos viables.

Los Participantes de Proyecto deben completar el PDD siguiendo las instrucciones de la metodología.

Las metodologías de línea base y monitoreo aparecen juntas en el mismo documento metodológico.

De acuerdo con el tipo y escala del proyecto, las metodologías MDL se clasifican en cuatro categorías:

- Metodologías para proyectos MDL de gran escala;
- Metodologías para proyectos MDL de pequeña escala;
- Metodologías para actividades de proyecto de forestación y reforestación de gran escala;
- Metodologías para actividades de proyecto de forestación y reforestación de pequeña escala.

Cada metodología está relacionada con una o más categorías sectoriales, clasificadas de acuerdo a los tipos de industria en que se clasificarían los proyectos de esta metodología, lo que permite una categorización más extensa en base a tipos de tecnologías.

Se incluye a continuación una descripción de las principales secciones que en general incluye una metodología, para clarificar su alcance:

- Condiciones de aplicabilidad. Se especifican las condiciones que debe cumplir un proyecto para poder aplicar la metodología.
- Límites del proyecto. La descripción es necesaria para delinear el ámbito que debe cubrir el plan de monitoreo. Se identifican además los GEIs que están involucrados en la actividad de proyecto. Las metodologías de proyectos forestales incluyen también las condiciones de elegibilidad de la tierra y los reservorios de carbono seleccionados (o no) para la contabilidad de los cambios en las existencias de carbono.
- Identificación del escenario de línea de base. Se describe el procedimiento para la identificación.
- Demostración de adicionalidad. Se incluyen instrucciones sobre cómo realizar la demostración.
- Cálculo de emisiones: de línea de base, de proyecto y fugas (leakage en inglés). Se detallan fórmulas y procedimientos de cálculo. En el caso de los proyectos forestales en lugar las emisiones se consideran las remociones.
- Reducción de emisiones (o aumento de las remociones en los proyectos forestales)
- Cambios requeridos para la implementación de la metodología en el 2^o y 3^{er} período de crédito. Para el caso de los proyectos que opten por tres períodos de crédito, se indican los pasos a seguir antes del comienzo del 2^o y 3^{er} período.
- Datos y parámetros no monitoreados. Se incluye una descripción de los parámetros, su fuente de datos, y en algunos casos los valores a aplicar.
- Datos y parámetros monitoreados. Se incluye una descripción de los parámetros, su fuente de datos, los procedimientos de medición, la frecuencia de monitoreo y los procedimientos a aplicar para asegurar la calidad de la medición.

8.4 Metodología ACM0009

Una de las metodologías para proyectos de gran escala es la Metodología ACM009, de Sustitución de combustibles fósiles (carbón o petróleo) por gas natural en plantas industriales.

Esta metodología es aplicable a las actividades de proyecto de cambio de combustible de carbón o petróleo a gas natural, en uno o varios procesos¹. El cambio de combustible se lleva a cabo en procesos para la generación de calor ubicados y conectados directamente a un proceso industrial cuyo producto principal no sea generación de calor o que provee calor a un sistema de calefacción de distrito mediante calderas generadoras de calor. Además, se aplican las siguientes condiciones:

- En los procesos solo se utilizaba carbón o petróleo (pero no gas natural) como combustible antes de la implementación del proyecto;
- No deberán existir regulaciones que limiten el uso de los combustibles fósiles que se usaban antes del cambio de combustible;
- Las regulaciones no exigen el uso de gas natural u otro tipo de combustible en los procesos;
- La actividad del proyecto no aumenta la capacidad de generación térmica o la vida útil de las instalaciones involucradas a través de las actividades del proyecto durante el período de acreditación (es decir, la reducción de emisiones se calculará hasta el final de la vida útil de las instalaciones involucradas). Además, tampoco se podrá incrementar la capacidad térmica durante el período de acreditación.
- La actividad del proyecto propuesto no deberá resultar en un cambio en la integración de procesos.

Esta metodología debe ser usada en conjunto con la metodología de monitoreo consolidada aprobada “Metodología para cambio de combustible de combustibles de carbón o petróleo a gas natural” (ACM0009).

Un “proceso” es una instalación individual en un punto de una instalación industrial o de un sistema de calefacción de distrito, para proveer energía térmica (el combustible no es quemado para generar electricidad ni usado como oxidante en reacciones químicas como así tampoco es usado como fuente de materia prima).

Ejemplos de procesos son: la generación de vapor por una caldera y la generación de calor por un horno. Cada proceso debe generar un producto único, como el vapor o el aire caliente, usando principalmente un único combustible y no fuentes de energía múltiples. Por cada proceso, la eficiencia de energía se define como el cociente entre la energía útil (la entalpía del vapor/agua/gas multiplicada por la cantidad de vapor/agua/gas) y la energía que fue suministrada al proceso (los valores calóricos netos del combustible multiplicados por la cantidad de combustible). Esta metodología cubre el remplazo de combustible en varios procesos, es decir, los participantes del proyecto pueden presentar un PDD-MDL para remplazo de combustible en varios proceso dentro en una instalación industrial.

8.5 Sustitución de combustible

La EPA⁹ considera a la sustitución de combustible como una técnica muy apropiada para la mitigación de Gases de Efecto Invernadero.

La sustitución de combustibles, o cambio de combustibles, es usada típicamente como un medio para reducir las emisiones proveniente de fuentes de combustión,

⁹ Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU. por sus siglas en Inglés, EPA

tales como los generadores de electricidad para servicio público y las calderas industriales. Implica el remplazo del combustible en uso con un combustible que emite una menor cantidad de un contaminante determinado al ser quemado. Algunos ejemplos comunes de esto sería la sustitución del cabrón con aceite o gas natural en una planta generadora de energía eléctrica para servicio público. Las técnicas de reducción de la fuente consisten por lo general en modificar u optimizar un proceso determinado para mejorar su operación, ya que muchas emisiones de Gases de Efecto Invernadero son el resultado de procesos que no están rindiendo todo su potencial. Estas emisiones pueden ser reducidas o eliminadas alterando el proceso.

El tipo de combustible y de proceso tiene un grande impacto sobre las emisiones de Gases de Efecto Invernadero proveniente de la combustión. El carbón, el aceite y el gas natural son los combustibles más comunes que se utilizan. De estos combustibles, la incineración del carbón resulta por lo general en las emisiones más altas de GEI. Los aceites combustibles también se describen por números. Los aceites combustibles de números 1 y 2 son destilados. Los números 5 y 6¹⁰ son residuales y el aceite combustible número 4 puede ser un destilado o una mezcla de residual y destilado.¹ El gas natural es un combustible que se quema relativamente en limpio y resulta típicamente con mucho menos emisiones de gases de efecto invernadero que el aceite o el carbón.

Existen varias consideraciones para determinar si la sustitución de combustibles es la mejor opción para reducir las emisiones provenientes de una fuente determinada. Para muchas calderas antiguas, el gasto asociado con los nuevos controles de adición o las modificaciones a los controles existentes no es práctico. La sustitución del combustible es una opción especialmente atractiva para estas calderas debido a que la inversión de capital es generalmente pequeña al compararse con la inversión necesaria para los dispositivos de control.

¹⁰ Los aceites combustibles numerados, son básicamente el uso de combustóleo, también conocido como COPE

Para que la sustitución del combustible sea práctica, debe existir un combustible apropiado para el remplazo a un costo aceptable. Los combustibles posibles deben ser evaluados usando los criterios de rendimiento, disponibilidad y costo.² El primer requisito es que el combustible de remplazo proporcione una reducción significativa en las emisiones en comparación al combustible original. El efecto que ejerce el combustible de sustitución sobre las emisiones de otros contaminantes debe ser considerado de igual manera.

Si se aplica la sustitución del combustible a un proceso de combustión determinado, éste puede resultar en reducciones significantes en las emisiones de Materia de Partícula y Gases de Efecto Invernadero . En general, las emisiones de Materia de Partícula y Gases de efecto invernadero son las más altas en el caso del carbón y las más bajas en el caso del gas natural, que no genera ceniza y por lo tanto, no es necesario deshollinar tuberías, ni calderas.

8.6 .- La Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime

La Refinería Antonio Dovalí Jaime de Salina Cruz, Oax., se considera un punto estratégico de la cadena de producción / distribución de Pemex Refinación. En 1980 inició operaciones, su producción de destilados se distribuye hacia la Terminal Marítima Salina Cruz, para cubrir por vía marítima el abasto a las terminales distribuidas a lo largo del litoral del Pacífico mexicano, y hacia la Terminal Terrestre para apoyar vía autos tanque a las Terminales de las zonas sureste y peninsular del país. Su diseño contempla una capacidad de proceso de crudo de 330,000 Bl/día; en los últimos años normalmente procesa alrededor de 280,000 Bl/día, con una producción de 98 Mbd de gasolinas, 76 Mbd de destilados intermedios y genera 96 Mbd de combustóleo. De acuerdo al Sistema Institucional

de Producción (SIP), en el periodo 2009-2011, sus Calderas y Calentadores a Fuego Directo tienen un autoconsumo promedio de 12.0 Mbd de combustóleo (COPE) con alto contenido de azufre (prom. 4.0%). Lo anterior, representa un costo de \$347.9 millones de dólares al año, de acuerdo al precio promedio a puerta de refinería pronosticado 2014 del COPE: \$79.4 USD/BI u \$11.2 USD/MMBTU, de acuerdo a su poder calorífico.

Alineado a la misión y al Programa Estratégico de Pemex Refinación de “Satisfacer la demanda nacional de productos petrolíferos y maximizar el valor económico de la empresa, mediante la operación y el desarrollo eficientes, competitivos y sustentables”, así como a la iniciativa de las Secretarías de Energía y Economía para la gasificación del Estado de Oaxaca, se plantea este proyecto para la sustitución de combustóleo por gas natural en la Refinería de Salina Cruz, con la finalidad de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y de reducir el Índice de Intensidad Energética (IIE) en un promedio de 2.6 puntos, contribuyendo así a mitigar los efectos de cambio climático y a obtener un mejor estado de resultados al disminuir los costos de consumo energético.

El petróleo crudo que se extrae de los yacimientos localizados en los estados de Tabasco, Chiapas y la Sonda de Campeche, se concentra en la estación de recolección y bombeo, ubicada en Nuevo Teapa, Ver., parte de este crudo se envía a través de dos oleoductos de 30 y 48 pulgadas de diámetro, hasta la refinería.

El crudo, sea para su procesamiento o para exportación, se almacena en tanques de 100, 200 y 500 mil barriles, cuyas características de diseño y seguridad garantizan el adecuado abastecimiento. Para el manejo de los hidrocarburos y productos, la refinería cuenta con una capacidad de 14 millones de barriles en 125 tanques, de los cuales 20 almacenan materias primas tales como crudo Istmo, Maya y sus mezclas, y metanol; 39 para productos intermedios como gasolina primaria, slop, base nova, querosina primaria, turbosina primaria, diesel primario, aceite cíclico ligero, gasóleos, residuos catalíticos, aceite recuperado; y 66 para productos finales: butano-butileno, propileno, gas LPG, gasolina Nova, gasolina

Magna Sin, turbosina, tractomex, diesel desulfurado, diesel Sin, combustóleo, TAME y MTBE

A continuación se describe el funcionamiento de las plantas que conforman este centro petrolero de refinación:

Planta de Destilación Primaria I/II

Estas plantas fueron diseñadas para procesar 165,000 BPD de petróleo crudo, el cual es sometido al proceso de destilación a presión atmosférica. Este proceso consiste en elevar la temperatura del crudo para ser recibido en la Sección de fraccionamiento de donde, como consecuencia de los reflujos y de acuerdo con las temperaturas de ebullición, se obtienen gas seco, LPG, gasolina, turbosina, diesel, querosina y residuo primario, mismos que se someten a procesos posteriores para mejorar sus propiedades.

La planta de destilación primaria I cuenta con dos calentadores rehervidores, mientras la primaria II cuenta con un rehervidor y dos calentadores destiladores.

Planta de Destilación al Vacío

Cualquier líquido, cuando se somete a calentamiento a una presión más baja que la atmosférica, disminuye su punto de ebullición. Mediante este procedimiento es posible extraer más productos destilables del residuo primario. Para ello se cuenta con dos plantas de destilación al vacío con capacidad de 75,000 y 90,000 BPD para procesar residuo proveniente de las plantas de destilación primaria. Después de calentar el residuo en calentadores a fuego directo, se envía a la torre de vacío de donde se obtienen gasóleos ligero y pesado, y residuo de vacío.

Cabe señalar que los gasóleos ligero y pesado se envían como carga a las plantas de desintegración catalítica, asimismo el residuo de vacío sirve como base para la preparación de combustóleo y asfalto.

La planta de destilación al vacío I cuenta con dos calentadores rehedidores, mientras que la planta de destilación al vacío II, tiene dos calentadores destiladores.

Plantas de Desintegración Catalítica

Las dos plantas catalíticas tienen una capacidad conjunta de proceso de 80,000 BPD y utilizan como carga una mezcla de gasóleo de vacío y atmosférico. Estas plantas desintegran los compuestos de alto peso molecular por medio de la temperatura y un catalizador obteniéndose productos de mayor valor como: gas ácido, gas seco, propano-propileno, butano-butileno, gasolina estabilizada de alto octano, aceite cíclico ligero y residuo catalítico (aceite decantado).

La planta consta de las siguientes secciones: a) Desintegración catalítica, b) Fraccionamiento, c) Compresión de gas y estabilización de gasolina, d) Tratamientos y, e) Fraccionamiento de gas licuado.

La sección más importante es la primera (a), y la constituye el reactor, que es donde se desintegra la mezcla de gasóleos al ponerse en contacto con el catalizador caliente que fluye en forma de polvo. Los productos formados en la desintegración, después de pasar por una serie de separadores ciclónicos, salen por el domo del separador enviándose a la torre fraccionadora, en donde se obtienen gas y gasolina por el domo, aceite cíclico ligero, aceite decantado y lodos que se recirculan al reactor.

El gas proveniente de la fraccionadora se comprime y se envía a las torres absorbedoras en donde se separa el gas seco. El gas licuado y la gasolina se envían a la torre desbutanizadora, separándose ahí el gas licuado y la gasolina ya estabilizada; los tres productos obtenidos se envían a tratamiento.

Plantas Reformadoras de Naftas I/ II

Actualmente se cuenta con dos plantas con capacidad de 20,000 y 30,000 BPD cada una. Estas reformadoras de naftas reciben como carga gasolina primaria desulfurada que, a presión y temperatura adecuadas, y en presencia de un catalizador a base de platino, se realiza la reacción de reformación, que consiste en transformar los hidrocarburos lineales y nafténicos a hidrocarburos aromáticos del tipo benceno, tolueno y xilenos, que son de mayor octanaje. La reacción se efectúa en cuatro reactores colocados en serie.

Parte del hidrógeno producido se recircula a los reactores y el resto se alimenta a las plantas hidrosulfuradoras. El reformado sin estabilizar se envía a la sección de fraccionamiento en donde, por el domo se separan los incondensables y licuables y, por el fondo el reformado estabilizado con alto octano mismo que es transferido a tanques para la preparación de las gasolinas. Cada una de las plantas tiene su sección de regeneración continua de catalizador.

Estas plantas, en conjunto cuentan con 4 calentadores destiladores.

Plantas Hidrosulfuradoras de Naftas

Existen dos plantas hidrosulfuradoras de gasolina con capacidad de 25,000 y 36,500 BPD respectivamente, las cuales constan de una sección de reacción que emplea un catalizador de tipo bimetálico a base de cobalto y molibdeno, y otra

sección de estabilización en la que se efectúa la separación de la nafta desulfurada.

Estas plantas reciben como carga gasolina primaria con el objeto de eliminarles los compuestos de azufre mediante una reacción catalítica con hidrógeno, enviando gasolina desulfurada a la planta reformadora.

Estas plantas, en conjunto cuentan con 7 calentadores destiladores.

Plantas Hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios

Existen cuatro de estas plantas, con capacidad de 25,000 BPD cada una, utilizadas para eliminar los compuestos de azufre de la turbosina, querosina o diesel, mediante una reacción catalítica con hidrógeno.

La carga a estas plantas proviene de las plantas primarias, que al igual que en la hidrodesulfuradora de naftas, pasa a la zona de reacción, en donde se obtiene por el fondo de separación de alta un producto desulfurado sin estabilizar, el cual es enviado a la torre agotadora; de esta torre los hidrocarburos pesados pasan a la sección de fraccionamiento para extraer de ella, por el domo, hidrocarburos ligeros que se envían como carga a la hidrodesulfuradora de gasolina, y por el fondo, la turbosina, querosina, o diesel desulfurado (Diesel Sin).

Estas plantas, en conjunto cuentan con 8 calentadores destiladores.

Planta Reductora de Viscosidad

Esta planta fue diseñada para obtener a partir del residuo proveniente de las plantas de destilación al vacío, un producto de menor viscosidad para ser comercializado como combustóleo con el consiguiente ahorro de diluentes.

El proceso consiste en someter la carga a temperaturas muy altas para que las moléculas de gran tamaño se descompongan en moléculas más pequeñas, con lo que se obtiene gas, gasolina, gasóleo y combustóleo. El global del producto tiene menor viscosidad que la carga, razón por la que el proceso se llama reductor de viscosidad. Para dilución del residuo de esta planta se utiliza aceite cíclico ligero, gasóleos generados en la unidad y querosina, para dar lugar a un combustóleo con especificación.

Esta planta, en conjunto cuenta con 2 calentadores hervidores.

Planta de Alquilación

Su proceso consiste en hacer reaccionar el isobutano con una olefina del tipo buteno principalmente, usando como catalizador ácido fluorhídrico y presión para producir una gasolina de alto octano (alquilado) y sin azufre, que se utiliza como un componente para mejorar sustancialmente la calidad de las gasolinas finales.

Esta planta, en conjunto cuenta con 1 calentador hervidor.

Servicios Auxiliares

La refinería Ing. Antonio Dovali Jaime, cuenta con servicios auxiliares los cuales tienen a su disposición el servicio de 6 calderas.

Todo este proceso general se puede observar en la siguiente figura 52.

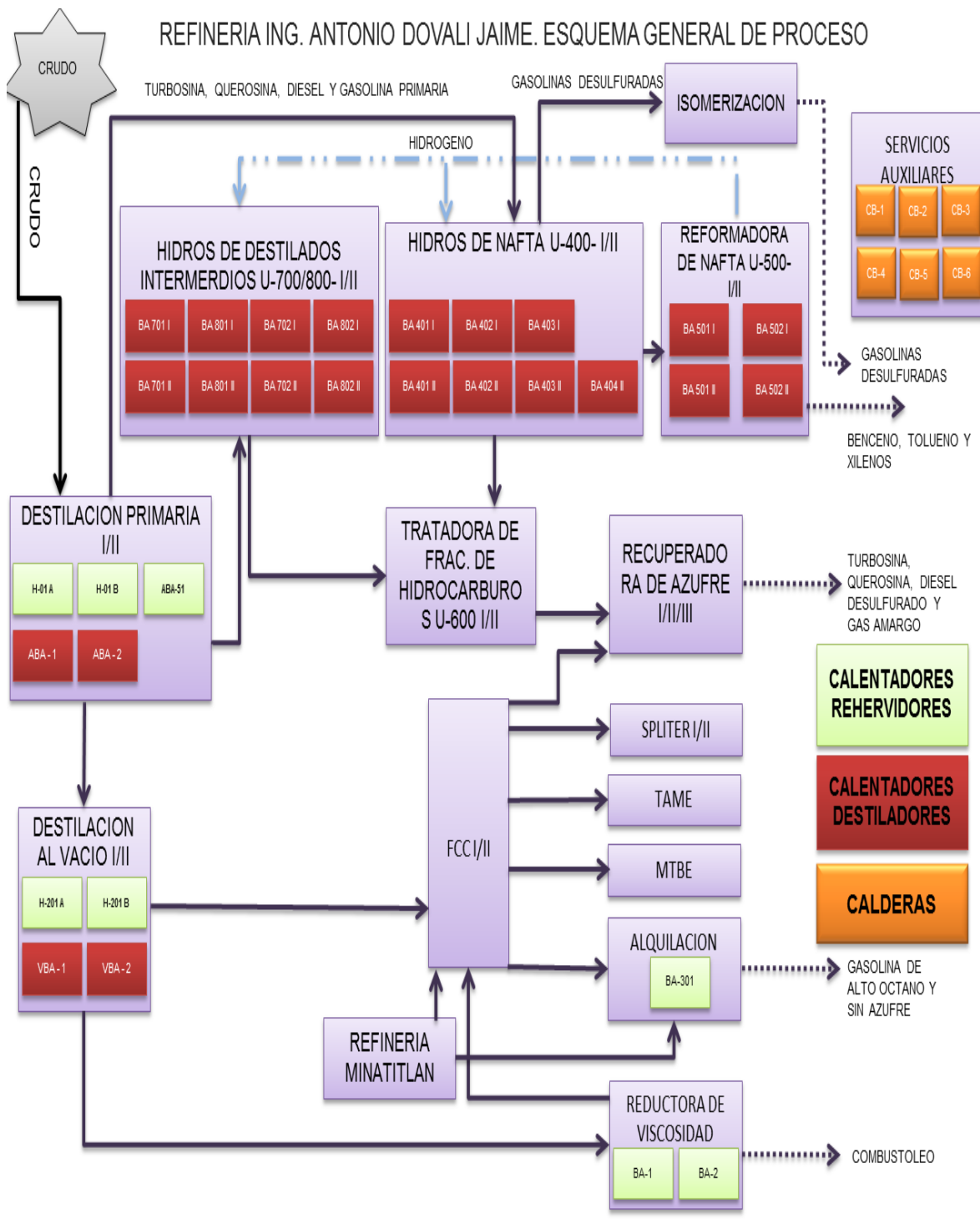


Fig. 52. Del Esquema General de Proceso, y en colores, rojo, calentadores destiladores, verde, rehervidores y naranja, calderas; en las que se haría sustitución de combustible.

8.7 Descripción del proyecto de sustitución de combustible

a) Objetivo.

Sustituir por gas natural 12.0 Mbd de COPE en las Calderas y Quemadores a fuego directo de la Refinería Salina Cruz, mediante la habilitación de un gasoducto 12"Ø Jáltipan – Salina Cruz, reduciendo sus costos de producción, contribuyendo al logro del objetivo global de Pemex Refinación de garantizar el suministro de combustibles en la Zona Sureste y Pacífico, maximizando el uso de los activos actuales de ductos y plantas de la Refinería, para satisfacer la creciente demanda de destilados de las Terminales de Almacenamiento y Reparto de esta zona de influencia.

Y partiendo el proyecto desde el Plan Nacional de Desarrollo. Este objetivo también está alineado en los programas macros, tanto internos como externos, como son:

Asegurar la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas de transporte. Restaurar y ampliar la capacidad de transporte.

Hacer Eficiente la Operación y mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución.

Energía: electricidad e hidrocarburos

Este proyecto apoya el Plan Nacional de Desarrollo del Poder Ejecutivo Federal en lo referente a que “El sector de hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales. Ello requerirá de medidas que permitan elevar la eficiencia y productividad en los distintos segmentos de la cadena productiva.”

OBJETIVO 15.- Asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores.

ESTRATEGIA 15.3 “Fomentar mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética de alta tecnología, así como promover proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que aporten las mejores soluciones a los retos que enfrenta el sector.”

Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012.

Este proyecto está alineado a las “Metas de la Visión México 2030 a las que contribuye el Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012.

I. Sector Hidrocarburos

Objetivo I.1. Garantizar la seguridad energética del país en materia de hidrocarburos.

Estrategia I.1.1.- Establecer un marco jurídico y desarrollar las herramientas que permitan al Estado fortalecer su papel como rector en el sector de hidrocarburos.

Estrategia I.1.2.- Establecer mecanismos de supervisión e inspección que permitan el cumplimiento de metas y niveles de seguridad adecuados en el sector de hidrocarburos.

Estrategia I.1.4.- Establecer mecanismos de cooperación para la ejecución de proyectos de infraestructura energética en toda la cadena de valor.

Objetivo I.2. Fomentar la operación del sector hidrocarburos bajo estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.

Estrategia I.2.1.- Instrumentar mecanismos que permitan mejorar los sistemas y procesos de planeación, inversión y control de Pemex, así como otorgarle una mayor flexibilidad operativa.

Estrategia I.2.2.- Fortalecer la autonomía de gestión de Pemex, ligada a un esquema de metas y compromisos para los organismos subsidiarios y el

corporativo, e instrumentar mecanismos que permitan una mayor rendición de cuentas y mejores prácticas de gobierno corporativo.

Estrategia I.2.4.- Diseñar mecanismos para mejorar la seguridad de las instalaciones de Pemex.

Líneas de acción.

- Promover un programa de mantenimiento de instalaciones petroleras de Pemex Refinación.
- Fomentar que se destinen recursos presupuestales al mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las Instalaciones productivas y de transporte, almacenamiento y distribución.
- Diseñar modelos de riesgo operativo que permitan reducir la incidencia de accidentes.

Propósitos.

- Tener una capacidad de transporte promedio de 92.54 MMPCDS de gas natural en el futuro gasoducto de 12" d.n. Jáltipan – Refinería Salina Cruz.
- Habilitar y adecuar las instalaciones de un ex LPG ducto de 12" d.n. fuera de operación desde el 2008.
- Construcción de un cruce direccionado en Río "Los Perros".
- Construir estaciones de compresión, ramal de gas natural en Jáltipan, y circuito de recepción y medición de gas natural en la refinería de Salina Cruz.
- Modificación de los equipos e instalaciones en la Refinería de Salina Cruz (área de fuerza y quemadores).

Componentes.

Para habilitar el ex-LPGducto 12"Ø, se tiene programado como 1ª etapa: a corto plazo (Junio 2012), poner en operación el tramo Jáltipan – Donají, para lo cual se deberá efectuar una prueba neumática con gas inerte @ 21 kg/cm² y la aplicación de "Direct Assessment" para dictaminar la integridad mecánica del tramo avalada por una institución reconocida en el ramo y posterior envío ante la Comisión

Reguladora de Energía y obtener de una Unidad Verificadora la autorización para la operación.

Como 2ª etapa (finales de diciembre 2012), se pretende llevar a cabo las actividades para asegurar el transporte eficiente y seguro de gas natural desde Jáltipan hasta la Refinería de Salina Cruz para un consumo promedio de 88.34 MMPCDS.

8.8 Aspectos Legales y Ambientales.

Aspectos técnicos. Para este proyecto existen empresas constructoras que tienen la experiencia y el respaldo técnico para realizar este tipo de trabajos. Adicionalmente, en el anexo 1, se presenta la normatividad técnica a la que se apegarán los trabajos.

Aspectos Legales. Se vislumbra factible ya que los trabajos se efectuarán en un DDV legalmente constituido y en predios propiedad de Petróleos Mexicanos.

Este Proyecto se pretende realizar mediante Acuerdo de Inversiones para el financiamiento y propiedad de los bienes requeridos para la Conexión y/o para la prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural, celebrado entre Pemex Gas y Petroquímica Básica (el Transportista), y la empresa denominada Pemex Refinación (el Usuario o Permisionario), acuerdan las partes la responsabilidad de la realización de las obras y actividades para transportar Gas Natural de Jáltipan a Salina Cruz a un flujo de 90.1 MMPCDS para ser consumidos. 1.82 MMPCDS en las Estaciones de Bombeo de Medias Aguas y Donají y 88.28 MMPCDS en la

Refinería de Salina Cruz en las áreas de fuerza y quemadores, sustituyendo el consumo de combustóleo.

Este Acuerdo de Inversión es en apego a la Cláusula 4.2.3 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural por medio de ductos. La Gerencia de Regulación en conjunto con la Gerencia Comercial de Transporte (PGPB) analizarán las condiciones comerciales para este proyecto, bajo un marco jurídico en apego a la regulación vigente.

El Organismo PGPB y la Comisión Reguladora de Energía, acuerdan que se de baja del Sistema Nacional de LP, el ducto en comento y se de alta en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), como un DUCTO DE ACCESO ABIERTO.

Así mismo, la nueva capacidad de transporte de gas natural, tiene contemplado el mantenimiento integral y garantizar la integridad mecánica de diseño del ducto, el cual será considerado por la Comisión Reguladora de Energía como un DUCTO ABIERTO.

La inversión requerida de \$1,220.00 millones de pesos para este gasoducto, la realizará Pemex Refinación mediante un Acuerdo de Inversiones con Pemex Gas y Petroquímica Básica, se amortizará el financiamiento a través de un descuento en la tarifa de transporte, durante un tiempo estimado para pagar la inversión de 5 años.

8.9 Efecto Mitigante por la sustitución de COPE por Gas Natural

Evitar el consumo en promedio de 12,000 B/D de combustóleo pesado (COPE), con un porcentaje en peso de 4.0% de azufre, consumiendo en su lugar gas natural, tendrá un efecto mitigante al cambio climático, los resultados esperados deberán estar de acuerdo al siguiente esquema de cálculo:

[POTENCIAL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO]

EFFECTO MITIGANTE AL EFECTUAR LA SUSTITUCIÓN DE COMBUSTÓLEO POR GAS NATURAL

BASE DE CÁLCULO:

| | | | | |
|---------------------------------------|----------|---------|----------|----------|
| FLUJO VOLUMETRICO DE COMBUSTÓLEO (FO) | 12,000.0 | B/D | | |
| PCN | 6.05 | MMBtu/B | | |
| S %w | 4.0 | % Peso | | |
| PCN GAS NATURAL (FG) | 912.0 | Btu/ft3 | 0.032207 | MMBtu/m3 |

| | | | | |
|--|-----------|---------|--------|---------|
| ENERGÍA LIBERADA POR QUEMA DEL FO | 72,600 | MMBtu/D | | |
| FLUJO VOLUMETRICO DE FG PARA CUBRIR LA ENERGÍA LIBERADA DEL FO | 2,254,168 | m3/D | | |
| MASA DE AZUFRE CONTENIDA EN EL COPE | 76.3 | Ton/D | | |
| EMISIÓN DE SOx POR QUEMA DE COPE | 152.6 | Ton/D | 55,714 | Ton/Año |

| | CONSUMO TOTAL DE GAS | CONSUMO TOTAL DE COPE | DIFERENCIAL DE EMISIONES | |
|-------------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------------|---------|
| | (m3) | (B) | TON/D | TON/AÑO |
| | 2,254,168 | 12,000 | 1,250 | 456,422 |
| EMISION DE CO2 (TON) | 4,342 | 5,592 | | |

2041080

LOS FACTORES DE EMISION DE CONTAMINANTES EMPLEADOS FUERON TOMADOS DE LA AGENCIA DE PROTECCION AMBIENTAL DE LOS ESTADOS UNIDOS (* EPA)

| | | | |
|----------------------------|--------------------------|----------|-----------------|
| GAS NATURAL | 120,000 lb CO2 / 1E6 ft3 | 0.001926 | TON CO2 / m3 |
| COMBUSTOLEO | 24,400 lb CO2 / 1E3 Gal | 0.466 | TON CO2 / B |
| GAS A DESFOGUE | 92.607 kg/MMBtu | 0.092607 | TON CO2/MMBtu |
| POR ESTEQUIOMETRIA: | C + O2 -----> CO2 | 3.666 | TON CO2 / TON C |

* TABLA 1.4-2 Emission factors for criteria pollutants and greenhouse gases from natural gas combustion

TABLA 1.3-12 Default CO₂ emission factors for liquid fuels

Por tanto la disminución de emisiones a considerar es en promedio de 456,000 Ton CO₂/Año, si consideramos un costo promedio actual del Bono de Carbón de 4 Euros (5.256 USD), y si comercializáramos nuestras emisiones, se tendría un flujo de efectivo de 2.39 MM USD.

Como beneficio directo, entre otros y no menos importante, se tiene la disminución del Índice de Intensidad Energética (IIE) en 2.6 puntos Solomon. Este índice es definido como:

$$IIE = \left(\frac{\text{Consumo de Energía Actual}}{\text{Consumo de Energía Estándar}} \right) * 100$$

Para la Refinería de Salina Cruz se mantiene la tendencia siguiente:

| | | |
|-----|-------|-------|
| IIE | 2010 | 2011 |
| | 138.4 | 135.7 |

Para el cálculo de este beneficio es necesario considerar que al dejar de consumir 12,000 B/D de combustóleo y sustituirlo por su equivalente en gas natural, podremos efectuar las acciones siguientes:

- Eliminar el uso de Vapor de Media Presión (VMP P=20 kg/cm², T=230°C), requerido para el atomizado de combustóleo. Se tienen valores típicos de este servicio, que indican un consumo promedio bajo de 0.048 Ton VMP/Bcope.
- Eliminar el uso de VMP, requerido para el deshollinado de las zonas de convección en calentadores y calderas. A valores de diseño se tiene un flujo másico total de este servicio igual a 31.5 Ton VMP/h. Considerando

sólo el 50% de este flujo se tiene luego una disminución de 15.8 Ton VMP/h (378 VMP/D).

- La fuente principal del VMP se tiene en la generación de Vapor de Alta Presión (VAP 60 kg/cm², 482 °C) en calderas de potencia. El Indicador de Consumo Energético que se tiene en estos equipos es en promedio de 2.73 MMBTU/Ton VAP. De acuerdo a lo anterior, el ahorro energético será el siguiente:
- Disminución de VMP al dejar el servicio de atomizado en quemadores de combustóleo:
- $VMP = \left(12,000 \frac{B}{D} * 0.048 \text{ Ton} \frac{VMP}{B}\right) = 576 \text{ Ton VMP/D}$
- Disminución de VMP al dejar el servicio de deshollinado= 378 Ton/D
- Disminución de VMP total = 954 Ton VMP/D
- Ahorro Energético = $954 \text{ Ton} \frac{VMP}{D} * 2.73 \frac{MMBTU}{\text{Ton VMP}} = 2,604 \text{ MMBTU/D}$
- Un punto Solomon se define como 1,000 MMBTU/D, por tanto se tendrá una reducción promedio de 2.6 puntos en el IIE, que es equivalente a:

1) Reducción en el consumo de combustibles:

- a. 430 B/D (156,950 B/Año) combustóleo equivalente
- b. ó 80,840 m³/D (29.5 MMM³/Año) de gas natural.

2) Beneficio Económico: 7,517 USD/D (2.74 MMUSD/Año) @ 2.8866 USD/MMBTU.

3) Reducción de emisión de contaminantes, considerando sólo el gas natural: 56,800 Ton CO₂/Año.

Conclusiones

En los últimos años, el consumo de petróleo ha disminuido, esto a consecuencia de los factores estructurales y ecológicos que se han presentado en el mundo, en el primer caso en el mercado energético mundial, y en el segundo en el medio ambiente. Esto ha ocurrido sobre todo las naciones industrializadas, las cuales desde el siglo XIX se han distinguido por ser grandes consumidores de hidrocarburos principalmente de petróleo. De esta manera, como se puede inferir, de continuar las tendencias de consumo de gas natural actuales, se seguirá consumiendo petróleo en el mundo por arriba de los 100 millones de barriles diarios, y en este contexto el país se verá involucrado. En el país existe una deficiente exploración de gas natural y al mismo tiempo un crecimiento en su demanda. Aún con el ligero aumento en la producción en las últimas fechas, el gobierno mexicano ve la necesidad de importar, en cantidades cada vez mayores, gas del exterior. El principal oferente de gas natural para nuestro país es Estados Unidos, país que posee uno de los precios de referencia de gas más altos en el mundo, a pesar de ser un país importador del mismo.

A lo largo de la presente Tesis, se ha insistido en afirmar que sí México desarrolla una nueva estrategia energética en el marco del Plan Nacional de Desarrollo debería incluir el estudio de los hidratos de metano para su posterior explotación de manera sustentable, así nuestro país podrá asegurar el abastecimiento interno de gas e independizarse de la compra del gas, incluso podría en un futuro proyectarse como un país referente dentro del mercado petrolero internacional; sí las tendencias energéticas internacionales actuales no presenten cambios significativos.

Para corroborar esta idea, se señaló que se está experimentando una nueva Revolución Energética, la cuarta en la historia de la humanidad, la cual consiste en transitar del uso intensivo del petróleo al gas natural y las fuentes alternas de energía. En este sentido, nuestro país ha aumentado el consumo de gas natural, situación que confirma la presencia de México en el nuevo paradigma energético.

El uso del gas natural en México genera una controversia por la importación que aumentaría si se realiza este proyecto en esta refinería, inclusive si se realiza en todas, es verdad que el gasto económico sería importante a considerar pero el resultado ambiental será muy favorable que a su vez. Si hay sustitución de gas, habría reducción de requerimiento de combustóleo lo que implicaría que ese combustóleo tuviera que pasar otro proceso y tener mayor producción de gasolina, diesel y turbosina, por lo que sería necesario la reconfiguración de todas las refinerías, de las cuales, solo la de Minatitlán, Cadereyta y Madero están reconfiguradas, lo que nos deja en 3 refinerías por reconfigurar, tendríamos un incremento en la producción de combustibles, los cuales serían más limpios, los procesos industriales de las refinerías no producirán hollín, ni tantas emisiones de CO₂. Aunado a eso, la generación de empleos por las reconfiguraciones de las refinerías, dejarían una derrama económica que beneficiaría al país, en específico a las regiones de las refinerías, por lo que habría Desarrollo y crecimiento económico, cuidado del medio ambiente y crecimiento social. Entonces cumpliría con el desarrollo sustentable. Entre otras cosas. Evitar el consumo en promedio de 12,000 B/D de combustóleo pesado (COPE) por refinería con un porcentaje en peso de 4.0% de azufre, consumiendo en su lugar gas natural, tendrá un efecto mitigante al cambio climático.

Por tanto la disminución de emisiones a considerar es en promedio de 456,000 Ton CO₂/Año, si consideramos un costo promedio actual del Bono de Carbón de 4 Euros (5.256 USD), y si comercializáramos nuestras emisiones, se tendría un flujo de efectivo de 2.39 MM USD.

A nivel mundial, uno de los temas más importantes es el calentamiento global y su consecuencia, el cambio climático. Hay que recordar que es precisamente esta una de las razones por la cual se ha decidido disminuir el uso de carbón y petróleo, sobre todo en los países más industrializados y por tal motivo se ha comenzado a utilizar más el gas. Es importante señalar que, si bien la liberación

de gas a la atmósfera es un problema a resolver por los investigadores, una de las opciones que se da, es la sustitución de combustible en la gran mayoría de todos los procesos industriales para combatir el cambio climático, es decir, capturar en una estructura sólida el dióxido de carbono y otros gases causantes del efecto invernadero. Aun así las investigaciones en este campo seguirán hasta encontrar el método sustentable más eficaz para explorar el gas de estos yacimientos y utilizarlo principalmente en la creación de energía.

La ventana de oportunidad para el desarrollo de gas hacia una sustitución general es reducida. Si se aprovecha, los beneficios se verán en términos de abastecimiento, industria y desarrollo económico regional, particularmente en inversiones, creación de empleos y recaudación local, en un periodo relativamente corto.

México tiene diseñada y en proceso de construcción una estrategia para ampliar la red de gasoductos en 38%, por lo que podrá tener acceso a gas natural importado a bajos precios. Sin embargo, no tomar acciones para explotar el gas, sea convencional o no convencional como el *shale*, en México, impediría detonar los beneficios económicos regionales por el desarrollo de esta industria y se privaría al país de una palanca de desarrollo importante.

Pemex podría intensificar sus actividades apoyándose en las nuevas legislaciones en el país. Por lo que se espera la respuesta sea favorable y de un amplio beneficio a la nación en esta materia contratos de desempeño.

Fuentes de consulta y Referencias

Capítulo I

- Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española 22° edición, 2011.
- Apuntes de clase de Temas Selectos de Ingeniería Petrolera, Carlos Morales Gil, 2012.
- <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/>
- Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, SENER.

Capítulo II

- Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos. Autor: Francisco Garaicochea P. & José Luis Bashbush.
- ARCHER.D. Methane hydrate stability and anthropogenic climate change. Biogeosciences, 4, Copernicus Publications on behalf of the European Geosciences Union, 25 de Julio de 2007.
- Apuntes de clase de Temas Selectos de Ingeniería Petrolera, Carlos Morales Gil, 2012.
- World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, Schlumberger.

Capítulo III

- BP Statistical Review of World Energy June 2013
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2013/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2013.pdf
- Apuntes de clase de Temas Selectos de Ingeniería Petrolera, Carlos Morales Gil, 2012.

Capítulo IV

- Productividad de Pozos Petroleros”, Jetzabeth Ramírez Sabag, UNAM, FI.

Capítulo V

- <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Productos+y+servicios>
- Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, SENER.

Capítulo VI

- Apuntes de comercialización de crudo y gas natural, Jesús Aguirre Osete, 2010.
- Apuntes de Rentabilidad de proyectos de ingeniería petrolera, Claudio de la Cerda, 2011.
- Rentabilidad Económica de Proyectos de Ingeniería Petrolera, Luzbel Napoleón.

Capítulo VII

- PECC
- PAC
- UNFCCC
- PROTOCOLO DE KIOTO
- El cambio climático, una visión desde México.
- Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990 - 2010

Capítulo VIII

- Cartera de proyectos 2013, Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Organización de las Naciones Unidas.
- GARCIA REYES MIGUEL. La elaboración de un Programa Nacional de Energía, La transición al gas natural y las fuentes alternas de energía. IPN. ESIA-Ticomán. México 2007
- GARCIA REYES. Miguel. La nueva Revolución Energética. García-Goldman-Koronovsky Editores. Universidad Estatal de Moscú. México 2007