



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**EXPLOTACIÓN DE  
YACIMIENTOS DE  
CRUDO PESADO**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE**

**INGENIERO PETROLERO**

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

**JOSÉ EDUARDO CARRIL  
NARANJO**

**DIRECTOR DE TESIS:  
DR. VICTOR HUGO ARANA ORTÍZ**



**MÉXICO, D.F.**

**JUNIO DEL 2006**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-341

SR. JOSÉ EDUARDO CARRIL NARANJO  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO**

- I INTRODUCCIÓN
- II RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO
- III MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITES PESADOS
- IV EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO EN MÉXICO
- V CASOS HISTÓRICOS EN EL MUNDO Y PROPUESTAS DE EXPLOTACIÓN EN MÉXICO
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- VII REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 7 de abril de 2006

EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO”**

TESIS PRESENTADA POR:

**JOSÉ EDUARDO CARRIL NARANJO**

DIRIGIDA POR:

**DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ**

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. EDUARDO GABRIEL LORETO MENDOZA

VOCAL: DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ

SECRETARIO: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

1ER SUPLENTE: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO



<b>CONTENIDO.</b>	i
<b>RESUMEN.</b>	ii
<b>LISTA DE FIGURAS.</b>	iii
<b>LISTA DE TABLAS.</b>	iv
<b>I. INTRODUCCIÓN.</b>	1
<b>II. RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO.</b>	4
II.1. Reservas.	4
II.1.1 Reservas probadas.	5
II.1.1.1. Reservas desarrolladas.	7
II.1.1.2. Reservas no desarrolladas.	8
II.1.2. Reservas no probadas.	8
II.1.2.1. Reservas probables.	9
II.1.2.2. Reservas posibles.	10
II.2. Reservas de aceite pesado en México.	11
II.2.1. Región marina noreste.	11
II.2.2. Región marina suroeste.	15
II.2.3. Región norte.	19
II.2.3.1. Paleocanal de Chicontepec.	23
II.2.4. Región sur.	25
<b>III. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITES PESADOS.</b>	29
III.1. Consideraciones básicas de la recuperación de aceites pesados.	29
III.2. Métodos de explotación de aceites pesados.	30
III.3. Métodos de recuperación mejorada.	31
III.3.1. Métodos térmicos.	31
III.3.1.1. Inyección cíclica de vapor.	31
III.3.1.2. Inyección continua de vapor.	32
III.3.1.3. Avances recientes en la tecnología de inyección de vapor.	33
III.3.1.4. Inundación por agua caliente.	41

III.3.1.5. Combustión In Situ.	41
III.3.2. Métodos químicos.	47
III.3.2.1. Mecanismos de flujo de polímeros.	47
III.3.2.2. Miscelar/Polímeros, ASP, Inundación alcalina.	49
III.3.2.3. Flujo de polímeros y tratamientos de gel.	50
III.3.3. Métodos de desplazamiento miscible y extracción de solvente.	51
III.3.3.1. Métodos miscibles de inyección de gas.	51
III.3.3.2. Inyección de N <sub>2</sub> y gases de combustión.	52
III.3.3.3. Inyección de gas hidrocarburo.	52
III.3.3.4. Inyección de CO <sub>2</sub> .	54
III.3.3.5. Proceso VAPEX.	56
III.3.4. Sistemas artificiales de producción.	60
III.3.4.1. Sistema de bombeo por cavidades progresivas.	60
III.3.4.2. Sistema de bombeo electrocentrífugo.	68
III.3.4.3. Bombeo neumático.	76
III.3.4.4. Bombeo mecánico.	86
<b>IV. EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO EN MÉXICO.</b>	91
IV.1. Proyecto “Campeche Oriente”.	91
IV.1.1. Introducción.	91
IV.1.2. Localización.	91
IV.1.3. justificación.	92
IV.1.4. Antecedentes.	93
IV.1.5. Reservas.	93
IV.1.6. Estudio de mercado.	94
IV.1.7. Descripción del proyecto.	94
IV.1.8. Descripción geológica del proyecto.	95
IV.1.8.1. Sistema petrolero.	95
IV.1.9. Riesgos asociados a la ejecución del proyecto.	96
IV.1.10. Beneficios del proyecto.	97
IV.1.11. Conclusiones.	98

<b>V. CASOS HISTORICOS EN EL MUNDO Y PROPUESTAS DE EXPLOTACIÓN EN MÉXICO.</b>	99
V.1. California, EUA –Produciendo por más de un siglo-.	99
V.2. Venezuela, la acumulación de petróleo pesado más grande del mundo.	105
V.3. Canadá, enormes depósitos someros.	115
V.4. Propuestas de explotación en México.	120
<b>VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	122
<b>VII. REFERENCIAS.</b>	124

## LISTA DE FIGURAS.

<b>CAPÍTULO II.</b>	<b>Título</b>	<b>Página.</b>
<b>1</b>	<b>Clasificación de las reservas de hidrocarburos.</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste.</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Activos integrales que componen la Región Marina Noreste.</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en mmb.</b>	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>Ubicación geográfica de la Región Marina Suroeste.</b>	<b>15</b>
<b>6</b>	<b>Ubicación geográfica de los activos integrales que componen la Región Marina Suroeste.</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años mmb.</b>	<b>17</b>
<b>8</b>	<b>Ubicación geográfica de la Región Norte.</b>	<b>19</b>
<b>9</b>	<b>Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Norte.</b>	<b>20</b>
<b>10</b>	<b>Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años mmb.</b>	<b>21</b>
<b>11</b>	<b>Ubicación geográfica de la Región Sur.</b>	<b>25</b>
<b>12</b>	<b>Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Sur.</b>	<b>26</b>
<b>13</b>	<b>Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años mmb.</b>	<b>27</b>



### **CAPÍTULO III.**

<b>14</b>	<b>Rangos de mayor efectividad para métodos de recuperación mejorada de acuerdo a la densidad API.</b>	<b>29</b>
<b>15</b>	<b>Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD).</b>	<b>35</b>
<b>16</b>	<b>Proceso ES-SAGD.</b>	<b>36</b>
<b>17</b>	<b>Ventajas del proceso WASP sobre la inyección continua de vapor.</b>	<b>38</b>
<b>18</b>	<b>Sección transversal de un proceso de inyección continua de vapor, mostrando la sobre posición del vapor por efecto de la gravedad.</b>	<b>39</b>
<b>19</b>	<b>Zonas creadas durante la combustión in situ.</b>	<b>41</b>
<b>20</b>	<b>Concepto del proceso de inyección de aire “dedo-talón”, (THAI).</b>	<b>45</b>
<b>21</b>	<b>Aceite residual después de un flujo de agua y después de un flujo de polímeros.</b>	<b>47</b>
<b>22</b>	<b>Concepto del proceso VAPEX. DAO = Deasphalted Oil.</b>	<b>56</b>
<b>23</b>	<b>Principio de la bomba de cavidades progresivas.</b>	<b>61</b>
<b>24</b>	<b>Configuración de un sistema típico de bombeo por cavidades progresivas movido por varillas.</b>	<b>62</b>
<b>25</b>	<b>Conexión Mufa-Motor.</b>	<b>71</b>
<b>26</b>	<b>Componentes de las válvulas de bombeo neumático.</b>	<b>78</b>
<b>27</b>	<b>Instalación abierta.</b>	<b>81</b>
<b>28</b>	<b>Instalación semicerrada.</b>	<b>82</b>
<b>29</b>	<b>Instalación cerrada.</b>	<b>83</b>
<b>30</b>	<b>Regímenes de flujo presentes en el bombeo neumático.</b>	<b>84</b>

31	Sistema de bombeo mecánico.	86
32	Ciclo de bombeo mecánico.	87

#### **CAPÍTULO IV.**

33	Localización del proyecto Campeche Oriente-Arcas.	92
34	Perfil de reservas a incorporar a partir del proyecto Campeche Oriente-Arcas.	98

#### **CAPÍTULO V.**

35	Localización del campo Kern River.	99
36	Historia de producción del campo Kern River.	100
37	Efecto del costo combustible y de la SOR en el costo del producir petróleo.	101
38	Escenarios ideales y reales de las trayectorias del vapor inyectado.	102
39	Vista tridimensional de areniscas, limolitas y temperatura en una porción del proyecto del campo Kern River.	103
40	Localización de la faja del Orinoco.	105
41	Relación entre la viscosidad y la densidad de crudos de diferentes regiones.	106
42	Pozo horizontal terminado con un solo tramo lateral.	108
43	Registros adquiridos durante la perforación de dos pozos horizontales.	109
44	Diferentes tipos de pozos multilaterales I.	111
45	Diferentes tipos de pozos multilaterales II.	112

<b>46</b>	<b>Comparación entre pozos con un solo tramo lateral y pozos con tramos laterales múltiples.</b>	<b>113</b>
<b>47</b>	<b>Areniscas petrolíferas Athabasca de Alberta, Canadá.</b>	<b>115</b>
<b>48</b>	<b>Concepto de drenaje gravitacional asistido por vapor.</b>	<b>116</b>
<b>49</b>	<b>Equipo de perforación en ángulo en MacKay River.</b>	<b>118</b>
<b>50</b>	<b>Historia de producción primaria y térmica con relación a pozos productores</b>	<b>119</b>

## **LISTA DE TABLAS.**

### **CAPÍTULO II.**

<b>1</b>	<b>Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Marina Noreste.</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Marina Noreste.</b>	<b>14</b>
<b>3</b>	<b>Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Marina Suroeste.</b>	<b>18</b>
<b>4</b>	<b>Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Marina Suroeste.</b>	<b>18</b>
<b>5</b>	<b>Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Norte.</b>	<b>22</b>
<b>6</b>	<b>Composición de las reservas 3P. por activo, de la Región Norte.</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>Distribución de las reservas del Paleocanal de Chicontepec en 29 áreas o campos, al 1º de enero de 2005.</b>	<b>24</b>
<b>8</b>	<b>Composición de las reservas 2P. por activo, de la Región Sur.</b>	<b>28</b>
<b>9</b>	<b>Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Sur.</b>	<b>28</b>

### **CAPÍTULO III.**

<b>10</b>	<b>Métodos de recuperación mejorada.</b>	<b>30</b>
<b>11</b>	<b>Resumen de criterios de selección para métodos de recuperación mejorada.</b>	<b>59</b>

## **RESUMEN.**

La explotación de aceite en México experimenta una etapa de transición en la que se tiende a considerar algunas técnicas de explotación que en el pasado no habían sido utilizadas por ser incosteables, tal es el caso de las técnicas para la explotación aceites pesados. Los actuales precios del crudo y las nuevas tecnologías han llevado a calificar como rentables algunos proyectos de explotación de aceite pesado.

Este trabajo presenta una revisión de literatura referente al tópico y muestra un panorama general de la situación de la explotación de aceites pesados en México. En él, se presentan las principales técnicas para la explotación de reservas de aceite pesado incluyendo, entre otros, métodos térmicos, métodos de desplazamiento miscible, métodos químicos y algunos métodos auxiliares que ayudan a elevar el fluido a la superficie como son los sistemas artificiales de producción.

Además de presentar los principales métodos de explotación, se reporta la cantidad de reservas consideradas como aceite pesado en México, algunos proyectos que se encuentran en desarrollo o planean desarrollarse.

El objetivo de este trabajo es realizar una revisión de la literatura técnica publicada con relación al tópico, y así presentar, en términos generales, las oportunidades y expectativas de la explotación de crudos pesados en México. Este trabajo incluye lo siguiente: Una revisión de las características de los crudos pesados, técnicas de explotación tradicionalmente utilizadas, recientes descubrimientos, proyectos en curso y casos representativos en el mundo.

En base a lo anterior, se establecen algunas conclusiones y recomendaciones para la explotación de yacimientos de aceite pesado en México.

## **CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.**

Los petróleos denominados pesados, presentan retos de producción especiales. Si bien factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan como se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del aceite son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera

Los petróleos crudos exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina la facilidad con que fluirá el aceite. La densidad es más importante para el refinador por que es un mejor indicador de los derivados de destilación. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos. Un crudo de mediana o baja densidad con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero, puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo crudo pesado libre de parafina en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura, a diferencia de la densidad, la cual varía ligeramente al someterse a calentamiento. Sin embargo, se ha convertido en el parámetro estándar mas comúnmente utilizado para clasificar los petróleos crudos en la industria petrolera.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (American Petroleum Institute) y esta relacionada con la gravedad específica; mientras mas denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Las densidades API de los hidrocarburos líquidos varían desde los 4° API para el bitumen rico en brea hasta los 70° API para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo del espectro existente entre el petróleo ultra pesado y el petróleo ligero. El departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica, define al petróleo pesado como aquel que presenta densidades API de entre 10.0 y 22.3° y ultrapesado al que presenta densidades menores a 10° API. Sin embargo, la naturaleza no reconoce tales límites. En algunos yacimientos, el petróleo con una densidad

tan baja como 7 u 8° API se considera pesado más que ultra pesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de aceite pesado.

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, este no es pesado. Los expertos en geoquímica, coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 y 40° API. El petróleo se vuelve pesado solo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. Las bacterias transportadas por el agua superficial metabolizan los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen (**Carl Curtis et al., 2002**).

Los aceites pesados, son considerados una importante fuente de energía alterna debido a que constituyen una de las reservas más grandes de combustibles fósiles, aún no explotados. Actualmente se están llevando a cabo grandes inversiones en investigación y desarrollo de métodos de refinación para aceites pesados y ultrapesados.

Debido a diversas razones, la demanda de crudos pesados ha sido históricamente marginal. Los proyectos para explotar aceite pesado en áreas aisladas, tienen, generalmente, un alto grado de complejidad, desde las etapas de planeación y construcción hasta lograr la puesta en operación. Ellos implican una gran demanda de recursos capitales y humanos durante un periodo de tiempo relativamente largo. Por otra parte, se requieren técnicas actualizadas de recuperación mejorada. Sin embargo, en las próximas dos décadas, se necesitarán grandes provisiones de aceites pesados para compensar la declinación en la producción de aceites medios y ligeros. Por este motivo, resulta importante considerar su factibilidad económica.

El objetivo de este trabajo es realizar una revisión de la literatura técnica publicada con relación al tópico, y así presentar, en términos generales, las oportunidades y expectativas de la explotación de crudos pesados en México. Este trabajo incluye lo siguiente: Una revisión de las características de los crudos pesados, técnicas de explotación tradicionalmente utilizadas, recientes descubrimientos, proyectos en curso y casos representativos en el mundo.

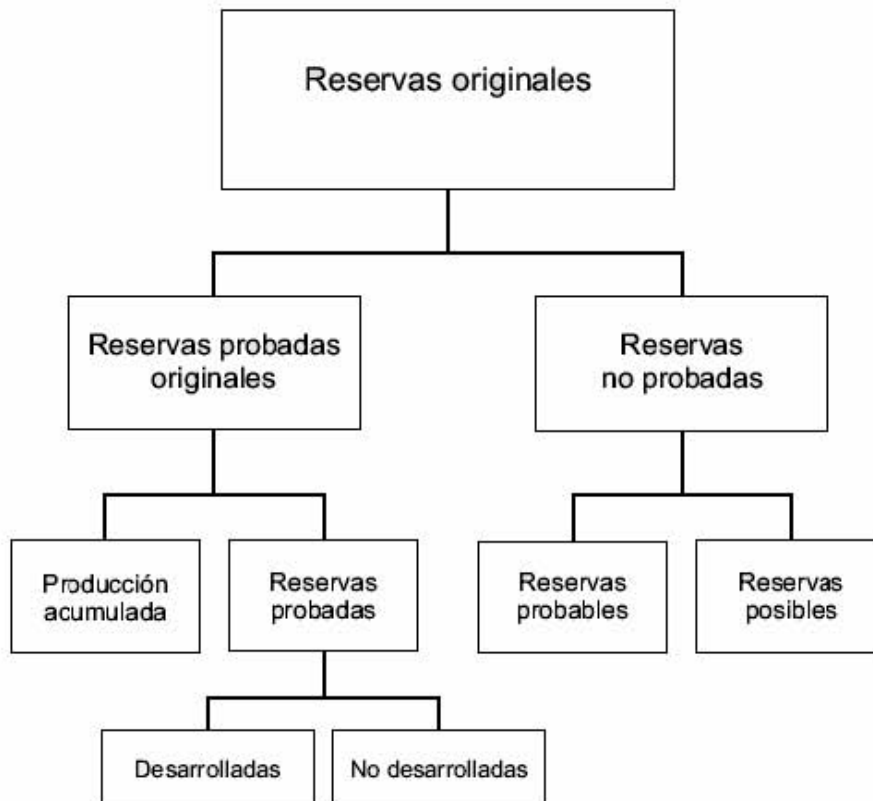
Por otra parte, este trabajo pretende resaltar la importancia de los aceites pesados en el panorama nacional e internacional, ante las tendencias mostradas por la industria petrolera. Dichas tendencias, reflejan la necesidad de redoblar esfuerzos en cuanto a la explotación comercial de hidrocarburos no convencionales, los cuales, por la magnitud de sus acumulaciones y gracias a los avances tecnológicos, representan, hoy en día, la fuente de energía capaz de compensar la declinación en la producción de hidrocarburos convencionales.



## CAPÍTULO II. RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO.

### II.1. Reservas.

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Es conveniente mencionar que todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de la misma. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La figura ilustra la clasificación de las reservas (PEP 2005, “Reservas de Hidrocarburos de México”).



**Figura 1.** Clasificación de las reservas de hidrocarburos (PEP 2005, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes (cantidades de hidrocarburos estimadas, a una fecha dada, las cuales potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa fecha, no son consideradas comercialmente explotables). El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en futuras condiciones económicas. Sin embargo, las reservas probables de Pemex Exploración y Producción son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables. Cabe destacar que en general, las cantidades de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

### **II.1.1. Reservas probadas.**

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas y de operación existente a una fecha específica, los cuales se estima serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas (**PEP 2005**).

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye precios del barril de petróleo, costos de extracción y costos históricos, en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin una connotación probabilística, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el

contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento esta apoyada por datos reales. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos o pruebas de formación, los cuales indican que el yacimiento en estudio esta impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado potencial productor en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos mas profunda conocida controla el límite de reserva probada, a menos que los datos del comportamiento del yacimiento o resultados de estudios de ingeniería indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en otro análogo con propiedades de roca y fluidos similares, que proporcione evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto (**PEP 2005**).

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC (Securities and Exchange Commission). Cabe mencionar y enfatizar nuevamente, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, de yacimientos productores en arenas, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino que la presencia de mediciones de presión entre pozo y pozo es absolutamente determinante.

Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente considerando la información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de un fallamiento menor, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. Sin embargo, en ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a pozos productores a la fecha de evaluación más la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata (**PEP 2005**).

#### **II.1.1.1. Reservas desarrolladas.**

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, y que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente

menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente (**PEP 2005**).

#### **II.1.1.2 Reservas no desarrolladas.**

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se consideraran probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado (**PEP 2005**).

Una demora excesiva en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes en la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es común reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlas en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar por la incertidumbre asociada a su desarrollo y no por aquella en el volumen de hidrocarburos.

#### **II.1.2. Reservas no probadas.**

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, producto de extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de

certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

### **II.1.2.1 Reservas probables.**

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos (**PEP 2005**).

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial. Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Así, las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- ▲ Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.

- ▲ Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.
- ▲ Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

### **II.1.2.2. Reservas posibles.**

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores (**PEP 2005**). En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- ▲ Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- ▲ Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, en base al análisis de núcleos y registros de pozos, pero que pueden no ser comercialmente productivas.
- ▲ Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto este planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que existe una duda de que el proyecto será comercial.

## II.2. Reservas de aceite pesado en México.

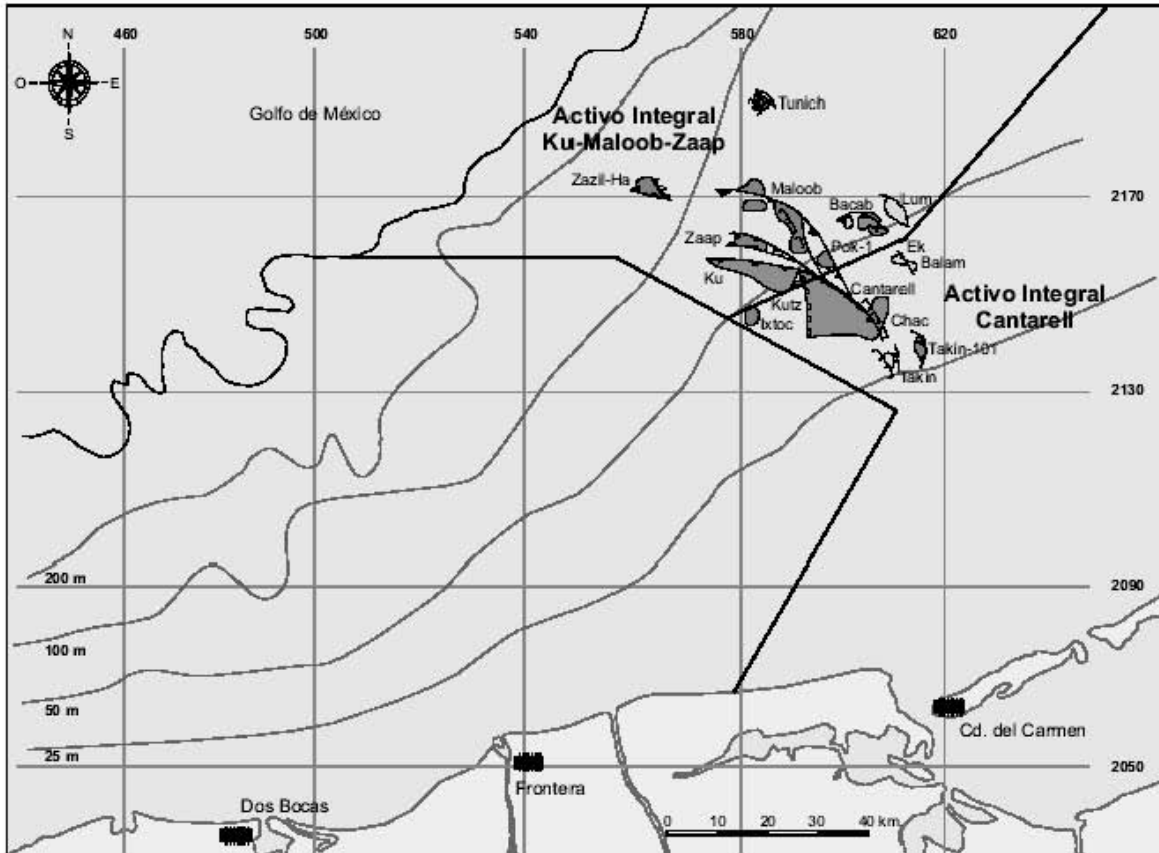
### II.2.1. Región Marina Noreste.

Se encuentra ubicada en el Sureste de la República Mexicana, en Aguas Territoriales Nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166 000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La Región Marina Noreste administra dos activos integrales a partir del año 2003, denominados Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde etapas exploratorias, en los programas de incorporación de reserva y delimitación hasta las etapas de producción y abandono de los campos.



**Figura 2.** Ubicación geográfica de la Región Marina Noreste (PEP 2005).





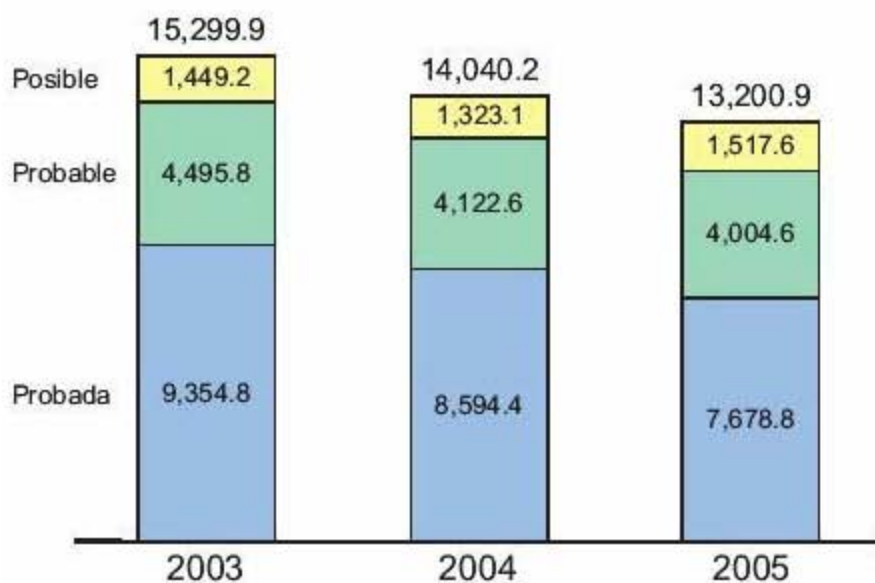
**Figura 3.** Activos integrales que componen a la Región Marina Noreste (PEP 2005).

### **Evolución de las reservas.**

Las variaciones de las reservas de aceite durante los últimos tres años se aprecian en las Figura 12. Al 1 de enero de 2005, las reservas 3P de Región Marina Noreste son 13 200.9 millones de barriles de aceite crudo. En el caso de las reservas 2P estas se estiman en 11 683.3 millones de barriles de aceite crudo. En la tabla 4 y la tabla 5 se presenta a nivel activo integral, la composición de estas reservas clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero, de las categorías 2P y 3P respectivamente.

La reserva probada, al 1 de enero de 2005 asciende 7 678.8 millones de barriles de aceite, es decir, representa 59.6 por ciento de las reservas probadas del país.

En cuanto a la reserva probada desarrollada, ésta alcanza 5 973.2 millones de barriles de aceite. Estos valores significan respectivamente 77.8 por ciento de la reserva probada total de la región. Las reservas probadas no desarrolladas son 1 705.5 millones de barriles de aceite. Estas magnitudes corresponden a 22.2 por ciento del total de la reserva probada de la región (**PEP 2005**).



**Figura 4.** Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en mmb (**PEP 2005**).

**Tabla 1.** Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Marina Noreste (**PEP 2005**).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>11,628.9</b>	<b>54.4</b>	<b>0.0</b>	<b>5,544.3</b>	<b>15.7</b>
Cantarell	7,562.8	54.4	0.0	3,891.6	15.7
Ku-Maloob-Zaap	4,066.1	0.0	0.0	1,652.7	0.0

En función de la composición y densidad, el aceite se clasifica en pesado, ligero y superligero. El porcentaje de aceite pesado de la reserva probada total de la región es 99.3 y sólo un porcentaje de 0.7 por ciento corresponde al aceite ligero.

La reserva probable de aceite, al 1 de enero del año 2005, alcanza 4 004.6 millones de barriles de aceite, 34.5 por ciento del total nacional. La reserva posible de aceite, al 1 de enero de 2005, se ha estimado en 1,517.6 millones de barriles de aceite, y corresponde a 17.2 por ciento del total nacional.

**Tabla 2.** Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Marina Noreste (**PEP 2005**).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>13,113.6</b>	<b>87.3</b>	<b>0.0</b>	<b>6,036.5</b>	<b>57.8</b>
Cantarell	8,787.6	87.3	0.0	4,313.2	57.8
Ku-Maloob-Zaap	4,326.0	0.0	0.0	1,723.3	0.0

## II.2.2. Región Marina Suroeste

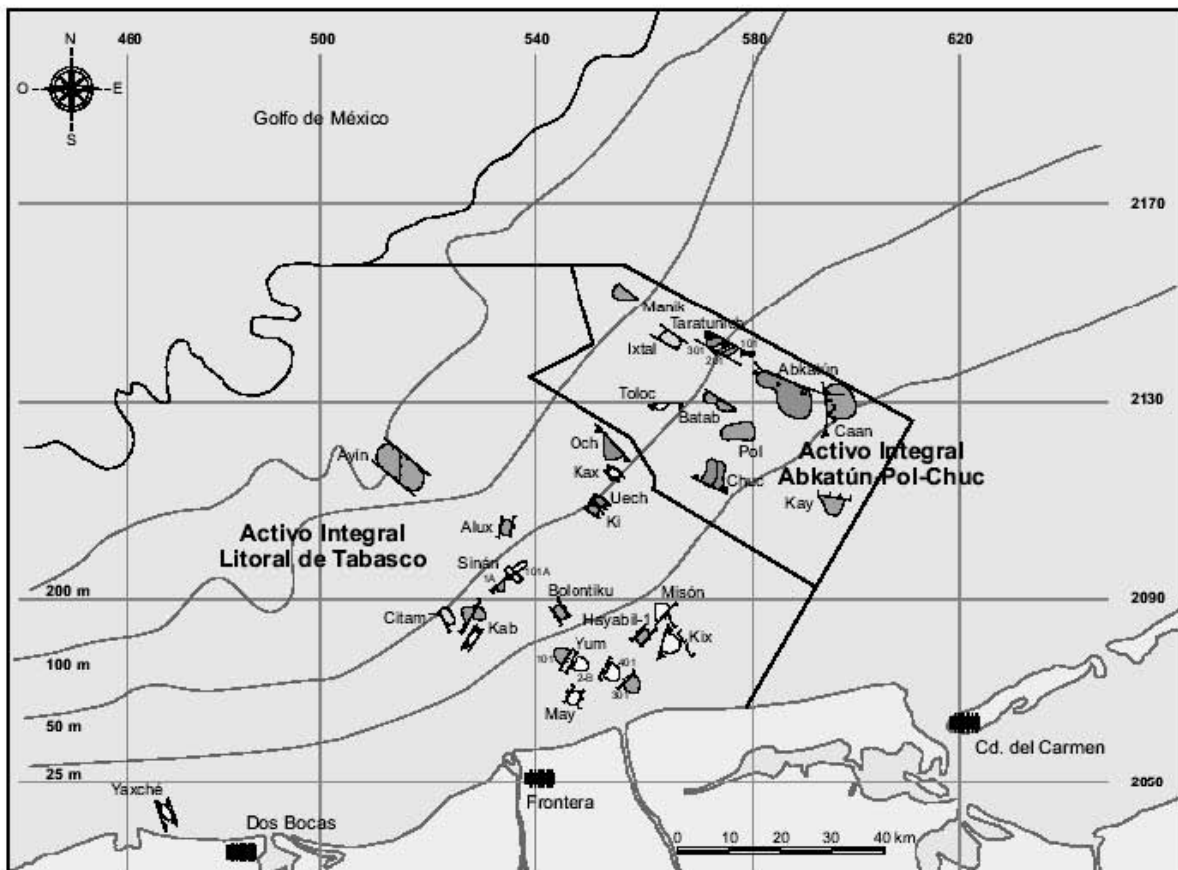
Comprende una superficie de 352 390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales como se muestra en la figura (PEP 2005).



**Figura 5.** Ubicación Geográfica de la Región Marina Suroeste (PEP 2005).

La región esta conformada por dos activos integrales, Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, y un Activo Regional de Exploración, su ubicación geográfica se ilustra en la figura 14. Los activos integrales tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos, conducir los programas de incorporación de reservas, así como la delimitación de aquellas áreas ya descubiertas. El Activo Regional de Exploración se encarga de evaluar el potencial

durante la etapa exploratoria. Al cierre del año 2004, se incorporaron 6 nuevos campos por lo que actualmente la región administra 53 campos con reservas remanentes, de éstos, únicamente 13 se encuentran en explotación produciendo tanto aceite ligero como gas asociado. De acuerdo a estos datos, es evidente que la mayor parte de los campos que comprende la región están pendientes de desarrollo; destaca en particular el Activo Integral Litoral de Tabasco, donde casi el 83 por ciento de sus campos se encuentra en esa situación, lo cual constituye un área de oportunidad para la actividad petrolera y en consecuencia el incremento de la producción de hidrocarburos, prueba de ello, es el inicio del desarrollo del campo Sinán y próximamente el del campo Bolontikú.

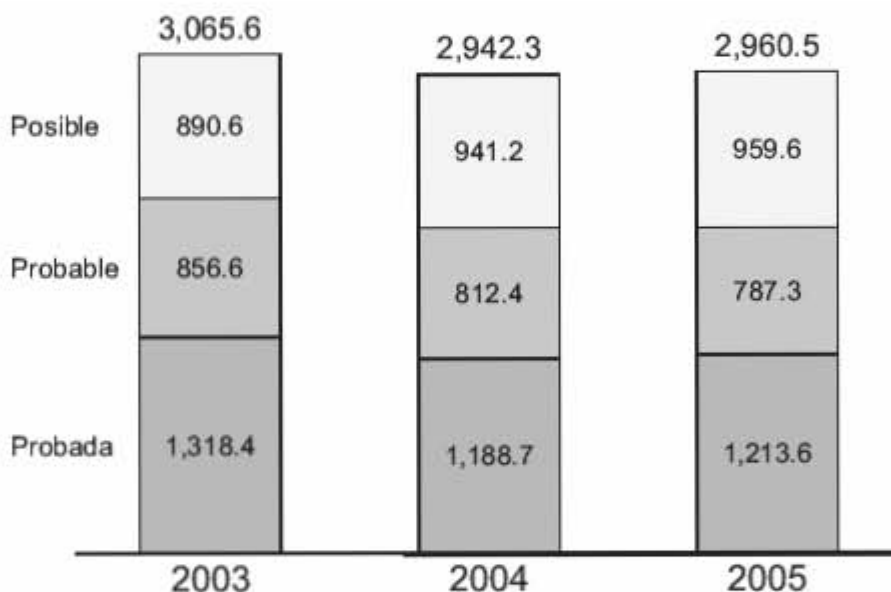


**Figura 6.** Ubicación geográfica de los activos integrales que componen la Región Marina Suroeste (PEP 2005).

### Evolución de las reservas.

La reserva 1P o probada de aceite para la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2005 es 1 213.6 millones de barriles de aceite, la cual representa el 9.4 por ciento de las reservas probadas del país (**PEP 2005**).

Por otra parte, las reservas probables y posibles de aceite son 787.3 y 959.6 millones de barriles, valores que representan tan sólo el 6.8 y 10.9 por ciento, respectivamente, del valor de las reservas de aceite nacionales en estas categorías. Considerando los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 2 000.9 y 2 960.5 millones de barriles.



**Figura 7.** Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años mmb (**PEP 2005**).

Asimismo, las subdivisiones de la reserva probada, es decir, la reserva probada desarrollada y no desarrollada de la región presentan valores de 488.5 y 725.1 millones de barriles para el aceite. Es importante hacer mención que el 74.2 por ciento de la reserva probada no desarrollada de aceite corresponde a los campos del Activo Integral Litoral de Tabasco, lo cual significa que la mayoría de los campos de este activo están pendientes de desarrollo.

**Tabla 3.** Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Marina Suroeste (PEP 2005).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>373.1</b>	<b>1,297.6</b>	<b>330.2</b>	<b>2,295.7</b>	<b>1,789.4</b>
Abkatún-Pol-Chuc	71.2	734.1	38.1	1,240.5	465.9
Litoral de Tabasco	301.9	563.5	292.2	1,055.2	1,323.5

Por otra parte, de los 1 213.6 millones de barriles de aceite que se tienen para la reserva probada, 818.0 millones de barriles, equivalentes al 67.4 por ciento, son de aceite ligero; 216.2 millones de barriles, es decir, el 17.8 por ciento es aceite pesado y finalmente el 14.8 por ciento o sea 179.4 millones de barriles son reservas de aceite superligero.

**Tabla 4.** Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Marina Suroeste (PEP 2005).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>617.9</b>	<b>1,665.7</b>	<b>676.9</b>	<b>3,574.9</b>	<b>3,048.5</b>
Abkatún-Pol-Chuc	146.9	775.1	58.5	1,417.7	518.5
Litoral de Tabasco	471.0	890.6	618.4	2,157.2	2,530.0

### II.2.3. Región Norte.

Se encuentra ubicada en la porción Norte y centro del país e incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a los dos millones de kilómetros cuadrados. Al Norte limita con Estados Unidos de América, al Este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al Oeste con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Tesechoacán, que constituye el límite con la Región Sur (PEP 2005).



**Figura 8.** Ubicación geográfica de la Región Norte (PEP 2005).

Administrativamente, la Región Norte se compone de un activo de exploración que abarca el total de la distribución geográfica de la región y se denomina Regional de Exploración Región Norte. Este activo concentra toda la actividad exploratoria de evaluación de potencial de la región. Los activos integrales son Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz,



los cuales se encargan de la explotación de los campos, extender los campos ya descubiertos e incorporar reservas en las áreas cercanas a campos productores.

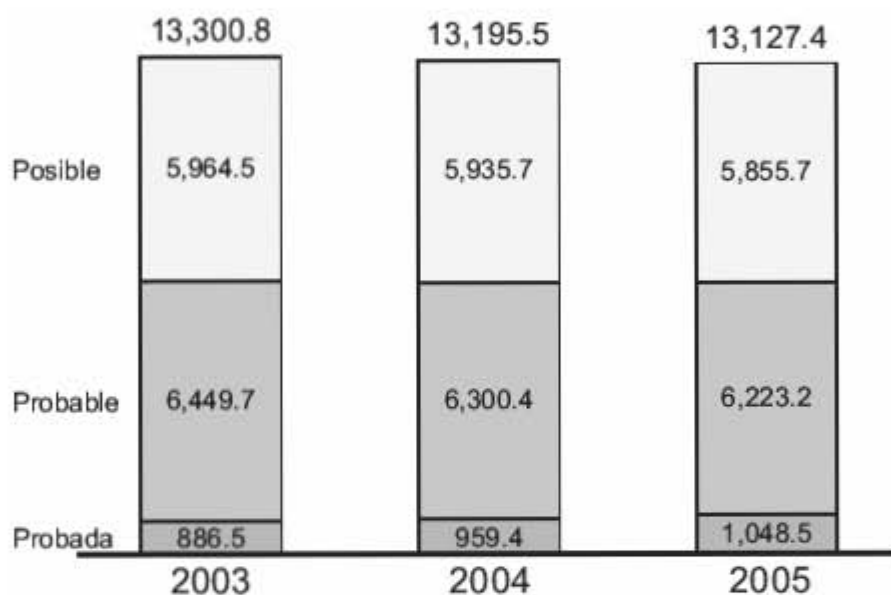


**Figura 9.** Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Norte (PEP 2005).

Durante el 2004 ha continuado la reactivación de la actividad productiva del Paleocanal de Chicontepec, a través de la perforación de pozos de desarrollo en los campos Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Amatlán principalmente con el consiguiente aumento de la producción de aceite y gas, además de implementar estrategias para disminuir los costos de extracción. Con estas premisas se pretende, seguir capturando un mejor valor económico de la reserva (PEP 2005).

## Evolución de las reservas.

En la figura 18 se presentan las variaciones de las reservas de aceite durante los últimos tres años. Al 1 de enero de 2005, la reserva 1P de aceite asciende a 1 048.5 millones de barriles, mientras que las 2P y 3P ascienden a 7 271.7 y 13 127.4 millones de barriles, respectivamente. En las tablas 8 y 9 se indica a nivel activo, la composición de las reservas 2P y 3P clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero, así como la desagregación de gas asociado y no asociado (**PEP 2005**).



**Figura 10.** Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años mmb (**PEP 2005**).

Al 1 de enero de 2005, la reserva probada de aceite asciende a 1 048.5 millones de barriles, es decir, representa 8.1 por ciento de las reservas probadas del país. La reserva en esta categoría se concentra casi totalmente en el Activo Integral Poza Rica-Altamira con 99.6 por ciento de la región (**PEP 2005**).

**Tabla 5.** Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Norte (**PEP 2005**).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>1,888.9</b>	<b>4,198.9</b>	<b>1,183.9</b>	<b>16,230.7</b>	<b>4,746.9</b>
Burgos	0.0	0.0	1.8	9.8	3,437.4
Poza Rica-Altamira	1,884.9	4,198.9	1,182.1	16,116.1	568.2
Veracruz	4.0	0.0	0.0	104.9	741.3

La reserva probada desarrollada a nivel región es 408.5 millones de barriles de aceite, mientras que las no desarrolladas son 640.1 millones de barriles de aceite. Las reservas probadas desarrolladas de aceite representan 4.7 por ciento del país. Por su parte, las reservas probadas no desarrolladas de aceite representan 15.4 por ciento del país.

**Tabla 6.** Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Norte (**PEP 2005**).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>3,368.1</b>	<b>7,767.0</b>	<b>1,992.3</b>	<b>32,373.3</b>	<b>7,210.0</b>
Burgos	0.0	0.0	2.5	13.4	5,304.2
Poza Rica-Altamira	3,364.2	7,767.0	1,989.8	32,255.0	984.3
Veracruz	4.0	0.0	0.0	104.9	921.5

La reserva probable de aceite, al 1 de enero de 2005, alcanza 6 223.2 millones de barriles de aceite, ó 53.6 por ciento del total nacional. Los datos reportados a nivel región reportan casi la totalidad de estas reservas en el Activo Integral Poza Rica-Altamira con 99.9 por ciento (**PEP 2005**).

Al 1 de enero de 2005, la reserva posible de aceite alcanza 5,855.7 millones de barriles de aceite, y corresponde a 66.5 por ciento del total nacional. La reserva posible de aceite se concentra casi totalmente en el Activo Integral Poza Rica-Altamira con 99.9 por ciento de la región (**PEP 2005**).

En términos de composición de reservas 3P de aceite de la región, estas se distribuyen en 59.2 por ciento de ligero, 25.6 por ciento de pesado y 15.2 por ciento de reservas de aceite superligero.

### **Paleocanal de Chicontepec.**

Se ubica en el Centro-Oeste de la Republica Mexicana, en porciones de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo. Geológicamente, es parte de la Cuenca de Tampico-Misantla, y cubre una superficie de 3 731 kilómetros cuadrados. Las rocas productoras corresponden a rocas compuestas de arenisca de características marinas, de edad Eoceno Inferior y que fueron depositadas en ambientes turbidíticos profundos.

Considerando la gran extensión del área, y con la finalidad de manejar eficientemente las reservas y la producción, se decidió organizarla convencionalmente en 29 áreas o campos, de las cuales Soledad Norte se encuentra desarrollada, en tanto que Coyotes, Soledad, Miquetla, Aragón, Agua Fría, Tajín, Coapechaca, Amatitlán y Horcones, se encuentran parcialmente desarrollados. El resto de las áreas no cuentan con actividad física, sin embargo, tienen el potencial suficiente para su desarrollo futuro.

**Tabla 7.** Distribución de las reservas del Paleocanal de Chicontepec en 29 áreas o campos, al 1° de enero de 2005 (**PEP 2005**).

Campo	Aceite			Gas natural			Petróleo crudo equivalente		
	Probada mmb	Probable mmb	Posible mmb	Probada mmmpc	Probable mmmpc	Posible mmmpc	Probada mmb	Probable mmb	Posible mmb
<b>Total</b>	<b>564.7</b>	<b>5,967.1</b>	<b>5,443.3</b>	<b>1,174.1</b>	<b>14,089.7</b>	<b>15,694.6</b>	<b>776.6</b>	<b>8,678.2</b>	<b>8,533.1</b>
Agua Fria	56.7	189.1	230.1	250.6	626.3	793.4	96.0	287.3	354.4
Agua Nacida	3.7	38.2	52.7	4.3	92.7	153.5	4.5	56.8	83.4
Ahuatepec	12.5	271.5	181.4	7.6	720.3	90.2	13.9	405.4	198.2
Amatitlán	5.3	206.0	151.6	10.3	522.6	389.3	7.2	303.2	224.0
Aragón	66.5	333.8	321.2	40.3	766.1	130.1	73.9	476.2	345.3
Cacahuatengo	0.2	162.9	97.9	0.1	347.5	340.0	0.2	232.6	166.1
Coapechaca	36.8	194.6	150.6	25.1	437.3	210.0	41.9	282.3	192.7
Corralillo	50.8	55.3	99.1	24.7	173.1	187.1	56.0	91.3	138.1
Coyol	1.9	416.8	312.6	1.6	892.0	1,202.5	2.3	595.7	553.8
Coyotes	63.6	96.1	135.0	61.9	460.6	342.8	71.3	153.7	177.9
Coyula	0.3	327.6	242.5	1.1	702.4	602.5	0.5	468.5	363.3
Escobal	6.3	42.3	55.1	8.5	151.7	415.5	7.9	70.5	132.3
Furbero	0.0	130.2	147.3	0.0	278.7	589.3	0.0	182.0	256.8
Gallo	2.9	22.7	35.8	1.7	64.1	125.4	3.2	36.2	62.1
Horcones	1.1	2.4	25.0	5.7	12.7	73.0	2.2	5.0	39.6
Humapa	4.2	541.8	407.7	5.5	1,918.0	2,976.2	5.2	923.0	999.2
Miahuapán	0.0	75.6	104.3	0.0	194.2	470.8	0.0	116.4	203.2
Miquetla	20.9	241.2	275.9	62.3	697.4	15.0	30.6	350.5	278.2
Palo Blanco	8.6	318.1	256.0	6.5	693.7	399.4	9.9	463.9	340.0
Pastoría	10.9	518.6	391.7	6.9	553.0	644.6	12.3	634.8	527.2
Presidente Alemán	31.7	82.9	136.7	166.7	392.3	304.3	65.1	161.6	197.7
Remolino	0.0	0.0	21.0	0.0	0.0	2,425.8	0.0	0.0	507.5
Sábana Grande	0.0	335.1	251.1	0.0	198.4	706.9	0.0	376.8	399.7
Sitio	1.7	484.4	357.8	1.0	500.7	1,205.4	1.9	589.6	611.1
Soledad	62.4	68.6	168.8	85.5	374.2	115.0	75.8	127.2	186.8
Soledad Norte	48.9	7.0	133.4	111.3	294.4	142.7	68.2	57.9	158.1
Tajín	63.0	29.4	118.9	282.9	104.0	197.4	122.0	51.1	160.1
Tenexcuila	1.3	231.8	180.0	0.7	606.8	299.0	1.4	359.3	242.9
Tlacolula	2.8	543.1	402.4	1.5	1,314.4	147.5	3.1	819.3	433.4

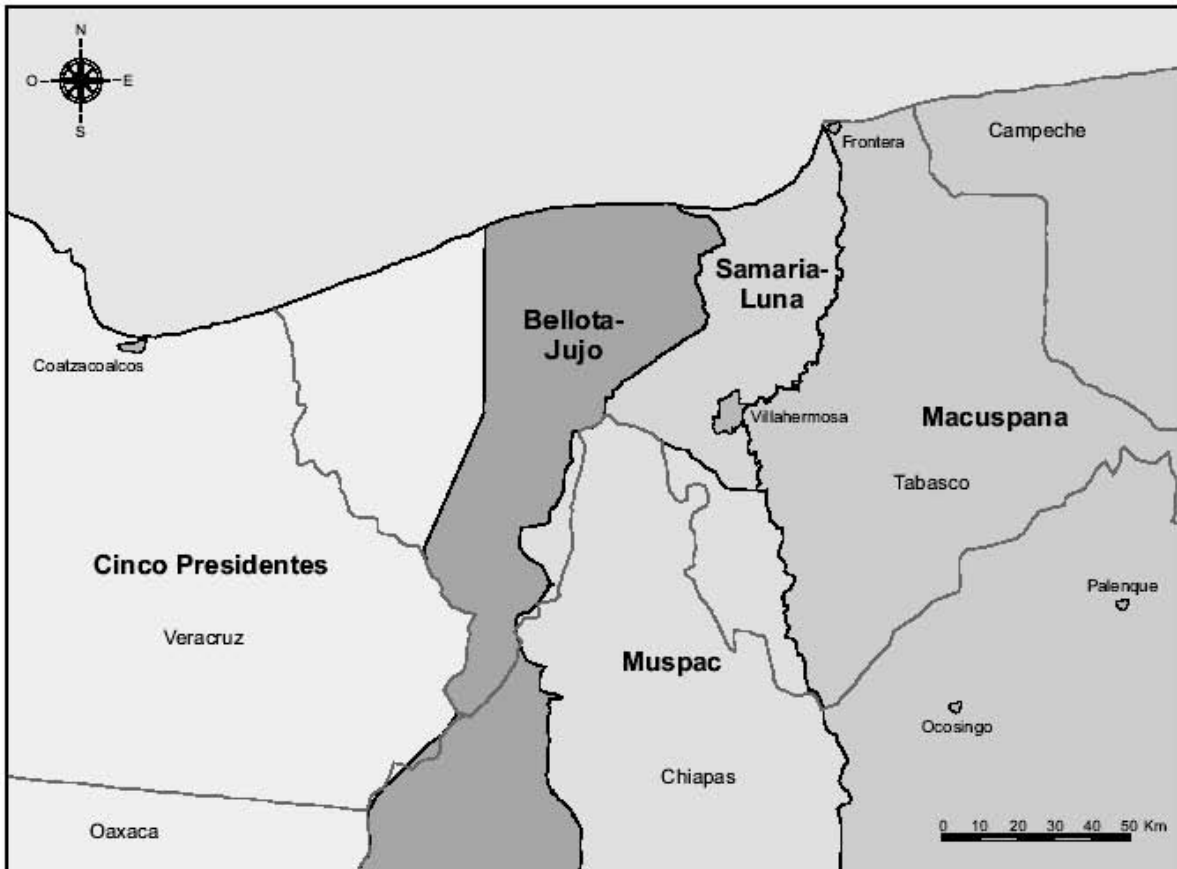
Las densidades de aceite a través del Paleocanal de Chicontepec varían de 18 a 45° API, siendo la parte Noroeste la que se caracteriza por tener aceite más ligeros. Las profundidades a los yacimientos varían desde 800 a 2,400 metros, según su posición en la cuenca. Además, aunque ocasionalmente algunos pozos producen cantidades pequeñas de agua, no se han identificado en general los contactos agua-aceite y gas-aceite. La temperatura de los yacimientos varía de 65 a 75 grados centígrados. Los yacimientos son de aceite negro, bajo saturado, con mecanismo de empuje inicial por gas disuelto.

## II.2.4 Región Sur.

Localizada en la porción Sur de la República Mexicana, la región abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Operativamente, la Región Sur está dividida en cinco activos integrales y uno de exploración denominado Regional de Exploración Región Sur. Los activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac, figura 20, que en conjunto administran al 1 de enero de 2005, un total de 114 campos con reservas remanentes (**PEP 2005**).



**Figura 11.** Ubicación geográfica de la Región Sur (**PEP 2005**).



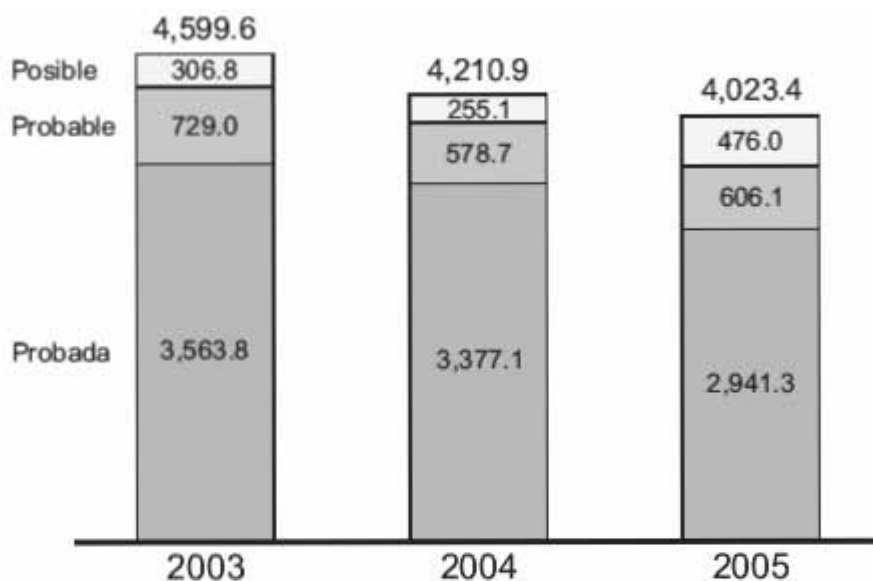
**Figura 12.** Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Sur (PEP 2005).

### **Evolución de las reservas.**

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2005 se sitúa en 2 941.3 millones de barriles, esto significa, 22.8 por ciento de las reservas probadas del país.

En cuanto a la desagregación de las reservas probadas, las probadas desarrolladas de aceite alcanzaron 1 865.2 millones de barriles, mientras que las probadas no desarrolladas son 1 076.1 millones de barriles de aceite. Estos valores representan 21.4 y 26.0 por ciento del total de la reserva probada desarrollada y no desarrollada de aceite del país. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas en la región, los campos con mayor participación son los que integran el Complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo-Tecominoacán con 764.5 y 376.3 millones de barriles de aceite.

Al 1° de enero del año 2005, las reservas 2P son 3 547.4 millones de barriles de aceite. En términos de reserva 3P, se tienen en la región 4 023.4 millones de barriles de aceite. En las figura se aprecian las variaciones de las reservas de aceite durante los últimos tres años.



**Figura 13.** Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la región Sur en los últimos tres años mmb (**PEP 2005**).

En las tablas se indica, a nivel activo, la distribución de estas reservas clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado. Esta clasificación se muestra tanto para las reservas 2P como las reservas 3P respectivamente (**PEP 2005**).

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región con 99.4 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 0.6 por ciento.

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2005, es 606.1 millones de barriles que representan el 5.2 por ciento del total nacional. La reserva posible contribuye con 476.0 millones de barriles de aceite, que representa el 5.4 por ciento del total nacional.



**Tabla 8.** Composición de las reservas 2P, por activo, de la Región Sur (PEP 2005).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>32.5</b>	<b>2,765.4</b>	<b>749.6</b>	<b>7,034.4</b>	<b>3,478.8</b>
Bellota-Jujo	0.7	1,033.1	211.9	2,715.8	65.3
Cinco Presidentes	6.2	263.7	2.4	289.9	31.9
Macuspana	0.0	23.8	54.4	16.0	1,117.5
Muspac	11.8	122.8	86.6	497.5	1,905.8
Samaria-Luna	13.8	1,321.9	394.2	3,515.2	358.3

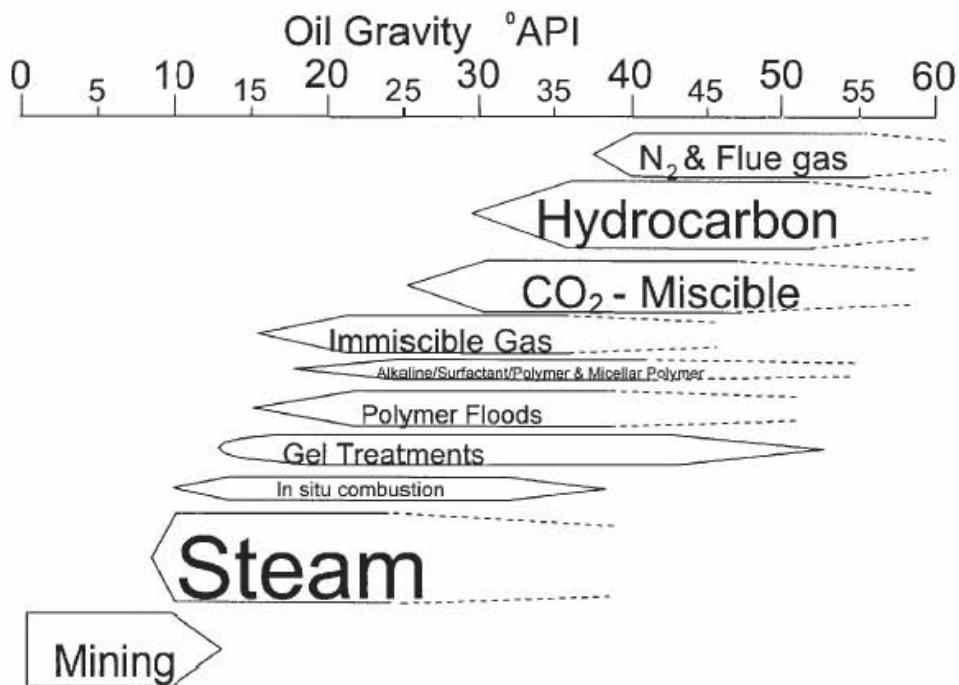
**Tabla 9.** Composición de las reservas 3P, por activo, de la Región Sur (PEP 2005).

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>Total</b>	<b>273.6</b>	<b>2,952.2</b>	<b>797.6</b>	<b>7,446.8</b>	<b>4,131.0</b>
Bellota-Jujo	0.7	1,037.2	212.7	2,805.4	65.3
Cinco Presidentes	6.2	366.5	3.4	368.0	90.4
Macuspana	0.0	24.2	68.1	20.0	1,426.8
Muspac	12.6	202.3	97.6	656.3	2,190.2
Samaria-Luna	254.1	1,321.9	415.8	3,597.1	358.3

## CAPÍTULO III. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITES PESADOS.

### III.1. Consideraciones básicas en la recuperación de aceites pesados.

Tomando en cuenta la baja movilidad de los aceites pesados, las recuperaciones primaria y secundaria de los mismos son reducidas. Es evidente que el principal obstáculo en la recuperación de aceites pesados es la alta viscosidad. Cualquier reducción de la viscosidad incrementará la movilidad del aceite seguido de un incremento en su producción. La viscosidad puede ser reducida efectivamente a través de la aplicación de calor. Además del uso de calor, el uso de solventes, incluyendo: gas natural, propano, dióxido de carbono, entre otros, pueden ayudar a reducir la viscosidad del aceite original.



**Figura 14.** Rangos de mayor efectividad para métodos de recuperación mejorada de acuerdo a la densidad API (Taber, J.J. 1997).

La elección del esquema de recuperación será fuertemente gobernada por las características del yacimiento. Uno de los principales parámetros es la porosidad de la formación, a partir de esta se determinará la cantidad de aceite inicial y por consiguiente la recuperación de

aceite. Una manera conveniente de mostrar estos métodos es clasificándolos por su aplicabilidad de acuerdo a la gravedad de los fluidos a producir, como se muestra en la figura. El tamaño de la letra intenta mostrar la importancia relativa de cada uno de los métodos de recuperación mejorada, en términos actuales de incremento de la producción (Taber, J.J. 1997).

### III.2. Métodos de explotación de aceites pesados.

En este capítulo se hará una revisión de los principales métodos utilizados en la explotación de aceites pesados. Tomando en cuenta su lógica de operación, se clasificaran como métodos de recuperación mejorada y sistemas artificiales de producción. Cabe señalar, que la elección de los métodos se realizó en base a la frecuencia de aplicación y desempeño mostrados en algunos yacimientos de aceite pesado, lo cual hace de la misma una guía no concluyente en cuanto al uso de los métodos citados.

También es importante mencionar, que algunos de los métodos de recuperación mejorada mencionados (Ej. químicos) no han tenido aplicaciones exitosas en campo, de hecho, no son considerados aptos para la explotación de crudos pesados. Sin embargo, la realización de diversos análisis a nivel de laboratorio, los coloca como una posible alternativa para el mejoramiento en la producción de aceites pesados, por tal motivo son descritos en este trabajo.

**Tabla 10.** Métodos de recuperación mejorada.

<b>Métodos de recuperación mejorada</b>		
<b>Métodos Térmicos</b>	<b>Métodos Químicos</b>	<b>Métodos de Desplazamiento Miscible e Inmiscible</b>
Inyección Cíclica de Vapor	Micelar/Polímero	Inyección de N <sub>2</sub>
Inyección Continua de Vapor	Alcalino/Surfactante/Micelar (ASP)	Inyección de Gas hidrocarburo
Inundación de Agua Caliente	Inundación de Alcalinos	Inyección de CO <sub>2</sub>
Combustión In Situ	Inundación de Polímeros	

### **III.3. Métodos de recuperación mejorada.**

#### **III.3.1. Métodos térmicos.**

##### **III.3.1.1. Inyección Cíclica de Vapor (Cyclic Steam Stimulation).**

La inyección cíclica de vapor, también conocida como “Steam Soak” o “Huff and Puff”, involucra la inyección de vapor dentro de la formación por un periodo determinado de tiempo (dos a cuatro semanas), seguido del cierre del pozo por algunos días. Después de esto el pozo es puesto de nuevo a producir, con un dramático incremento en el ritmo de producción. Con el paso del tiempo el ritmo de producción declinará, sin embargo, es posible mantenerlo por encima del ritmo anterior a la estimulación incluso hasta por 12 meses. Al término de ese tiempo el tratamiento puede ser repetido. Dependiendo de la respuesta del yacimiento, pueden ser llevados a cabo muchos de estos ciclos. Usualmente son completados de tres a cinco ciclos; en algunas instancias han sido completados hasta 22.

El mecanismo de producción de aceite por estimulación cíclica de vapor es bastante complejo, y puede involucrar una combinación de procesos. El vapor inyectado calienta la formación y de esta manera disminuye la viscosidad del aceite original. Con ello, otros efectos térmicos pueden presentarse. La energía expulsiva es usualmente provista por la gravedad, lo cual explica el éxito de la inyección cíclica de vapor en formaciones de espesor masivo. Otras fuentes de energía de empuje son: el gas en solución, la presión del yacimiento debida a la entrada de agua, la compactación de la formación, etc.

En caso de existir suficiente presión por parte del yacimiento, se recomiendan largos periodos de remojo, con el propósito de aprovechar plenamente la energía calorífica inyectada.

El calentamiento de yacimientos por inyección de vapor a altos ritmos y presiones, como es costumbre en la estimulación cíclica con vapor, es un fenómeno complejo. El vapor

inyectado podría penetrar solo una pequeña fracción del total del espesor, quizá las zonas superiores, especialmente donde están involucradas formaciones gruesas. Es mas, puede ocurrir una separación del yacimiento como resultado de que la zona calentada tuviera mas la forma de un disco que la de un cilindro grueso. En los yacimientos en que el vapor penetra una zona delgada, la mejor respuesta es obtenida cuando ésta esta lo mas cerca posible de la base de la formación.

La inyección cíclica de vapor, es básicamente un proceso de estimulación de la formación y como resultado, la recuperación de aceite puede llegar a ser baja (10 al 15 %) del aceite original. Sin embargo, en un yacimiento con ritmos bajos de producción tiene el efecto de incrementar el valor del yacimiento. En un yacimiento de aceite pesado sin producción primaria de aceite, la estimulación cíclica ha llegado a ser un importante método de recuperación primaria (J.M., Farouq, 1974).

### **III.3.1.2. Inyección Continua de Vapor (Steamflooding Stimulation).**

El desplazamiento con vapor es un mecanismo en que el vapor es utilizado como agente desplazante. Si se tiene la intención de desplazar el aceite, su viscosidad tendría que ser menor a 1000 cp, a condiciones de yacimiento. Además, es deseable una alta permeabilidad. Los principales efectos presentes en la inyección continua de vapor son la reducción de la viscosidad del aceite original y su expansión térmica. Otros efectos térmicos tales como la destilación de vapor, el empuje miscible, la variación de las permeabilidades relativas con la temperatura, etc., pueden presentarse también.

Bajo condiciones ideales, existe una “zona de vapor” en la vecindad del pozo inyector. Aquí, la saturación de vapor es muy baja, quizá del orden del 20 %. Mas adelante, existe una zona inundada por agua caliente”. Delante de esta zona, la formación conserva su temperatura original, a la cual el vapor condensado se enfria dando lugar a una inundación de agua fría.

La recuperación de aceite es el total de aceite recuperado de estas tres zonas. En la práctica, la inyección continua de vapor es muy diferente a la descripción antes mencionada, en ella no existen las tres zonas mencionadas, es mas, el vapor tiende a segregarse hacia la mitad superior del espesor de la formación. La tendencia a la segregación es resultado de la baja gravedad específica del vapor, y la alta permeabilidad al gas en la porción superior de la formación. Es claro que a diferencia de la inyección cíclica de vapor, el tiempo para que se de la respuesta del yacimiento será mayor, dado que el aceite debe ser desplazado. En estos casos, en donde la saturación inicial es muy alta, la alta viscosidad del aceite puede necesitar estimulación de vapor en los pozos productores con la intención de reducir la resistencia al flujo.

Los problemas operacionales encontrados en los procesos de inyección continua de vapor van desde la pérdida total del pozo al incremento insuficiente en la cantidad de aceite recuperado. La mayor causa de estos problemas, son las fallas en las tuberías de producción y revestimiento debidas a los esfuerzos térmicos a los que se someten, así como las fallas ocurridas al cemento (J.M., Farouq, 1974).

### **III.3.1.3. Avances recientes en la Tecnología de Inyección de Vapor.**

Los procesos de inyección de vapor son usados en todo el mundo para recuperar aceite pesado y betún. A partir de la primera aplicación de vapor en un campo venezolano a finales de los 50's, la producción mundial de aceite pesado ha experimentado un crecimiento fenomenal, el cual se atribuye a lo siguiente:

- ▲ Precios mayores y más estables.
- ▲ Menores costos de operación y capital.
- ▲ Avances tecnológicos.

Los primeros dos factores brindaron márgenes de operación mayores, los cuales a su vez permitieron que mas proyectos fueran instalados en propiedades que previamente fueron consideradas marginales, incrementando así la producción atribuible a la aplicación de

vapor. Los avances tecnológicos que incluyen disciplinas de ingeniería geológica, geofísica, de yacimientos, de instalaciones y de producción, ayudaron a reducir los costos y mejoraron la producción estimulando así las inversiones en aceite pesado y betún (**K.C., Hong, 1999**).

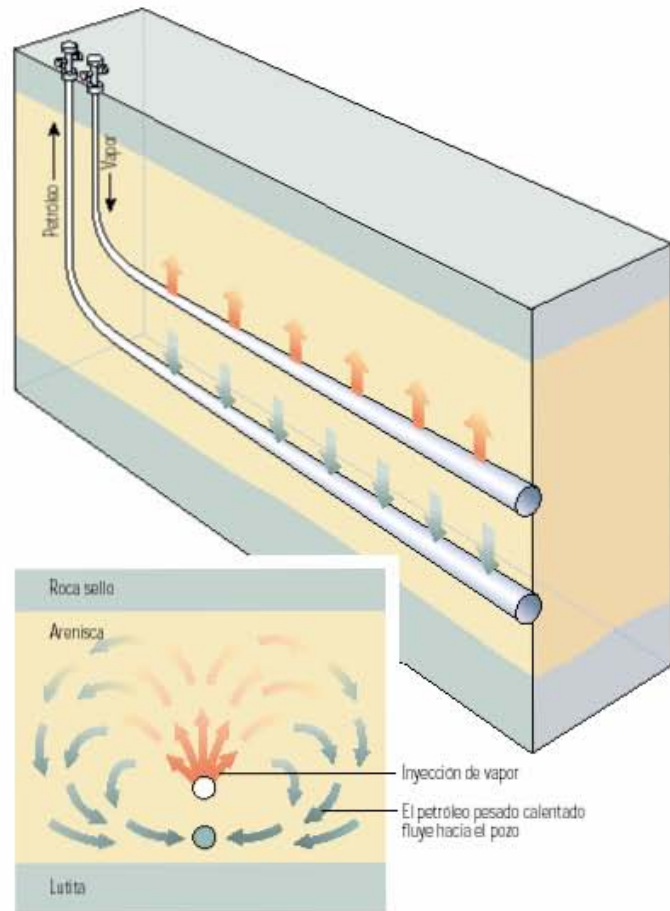
### **Métodos con pozos horizontales.**

#### **Drene Gravitacional Asistido por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)).**

A causa de que el bitumen ( $< 10^\circ$  API) es prácticamente inmóvil a la temperatura del yacimiento, el vapor no puede ser inyectado a ritmos significantes. Por tal motivo, la inyección de vapor no ha sido muy efectiva en la recuperación de este recurso. La mayoría de la producción de bitumen a la fecha ha venido de las operaciones de minería superficial y cíclica de vapor. Sin embargo, un método de pozos horizontales ha sido desarrollado para poder intervenir este importante recurso. (**K.C., Hong, 1999**).

El proceso SAGD y sus variantes, se están convirtiendo en tecnologías dominantes empleadas en la recuperación de aceite pesado. Canadá ha jugado un papel de líder en el desarrollo y aplicación del proceso.

En el SAGD, dos pozos horizontales superpuestos separados por una distancia de algunos metros, son colocados cerca del fondo de la formación. El pozo horizontal superior es usado para inyectar vapor, el cual se eleva bajo fuerzas de expansión y forma una cámara de vapor arriba del pozo. El pozo inferior es usado para coleccionar los fluidos producidos (agua de formación, condensados y aceite). El vapor es alimentado continuamente dentro de una creciente cámara de vapor y al elevarse se condensa en el límite de la cámara, calentando y llevando al aceite al pozo productor. El SAGD es un proceso de drene gravitacional contra-corriente, es por eso, que depende principalmente de la diferencia de densidades entre el vapor de la cámara y la fase líquida, así como de la permeabilidad vertical efectiva del yacimiento.



**Figura 15.** Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) (Carl Curtis et. al., 2002).

Este método, cuyo concepto es mostrado en la figura esta dirigido a superar la dificultad de introducir vapor dentro de los, otrora, inmóviles alquitranes en cuerpos arenosos y después optimizar el drene gravitacional del aceite calentado (T.N. Nasr, 2005).

Una variación del proceso SAGD utiliza un pozo horizontal para inyectar vapor y producir aceite, dicho proceso involucra dos tuberías independientes dentro de la tubería de revestimiento. Una de ellas es utilizada para introducir el vapor hasta el extremo más lejano del pozo horizontal. El vapor calienta la vecindad del pozo y ayuda al drene del aceite calentado dentro del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción. El aceite calentado es entonces drenado por gravedad hacia el “talón” del pozo horizontal cerca del eje vertical del pozo donde es bombeado a la superficie junto con el condensado de vapor. ELAN Energy Inc. Quien desarrolló el proceso y lo llamó “Single-Well SAGD



(SW-SAGD),” reportó una pronta respuesta a la inyección de vapor en la producción de aceite que es muchas veces mayor que la obtenible por el proceso SAGD convencional (K.C.Hong, 1999).

### Tecnología Expansión de solvente-SAGD (ES-SAGD)

Los procesos de inyección vapor-solvente, son una nueva propuesta que combina los beneficios del vapor y los solventes para la recuperación de aceite pesado y ultra pesado. El ES-SAGD, ha sido exitosamente probado en campo y ha resultado en mejorías en los ritmos de producción, las relaciones vapor-aceite, los requerimientos de agua al ser comparado con el proceso SAGD convencional.

En el proceso ES-SAGD, mostrado en la figura, una baja concentración de un aditivo hidrocarburo es inyectado junto con el vapor en un proceso similar al SAGD, dominado por la gravedad. El aditivo se selecciona de tal forma que se evapore y condense a las mismas condiciones que el agua (T.N. Nasr, 2005).

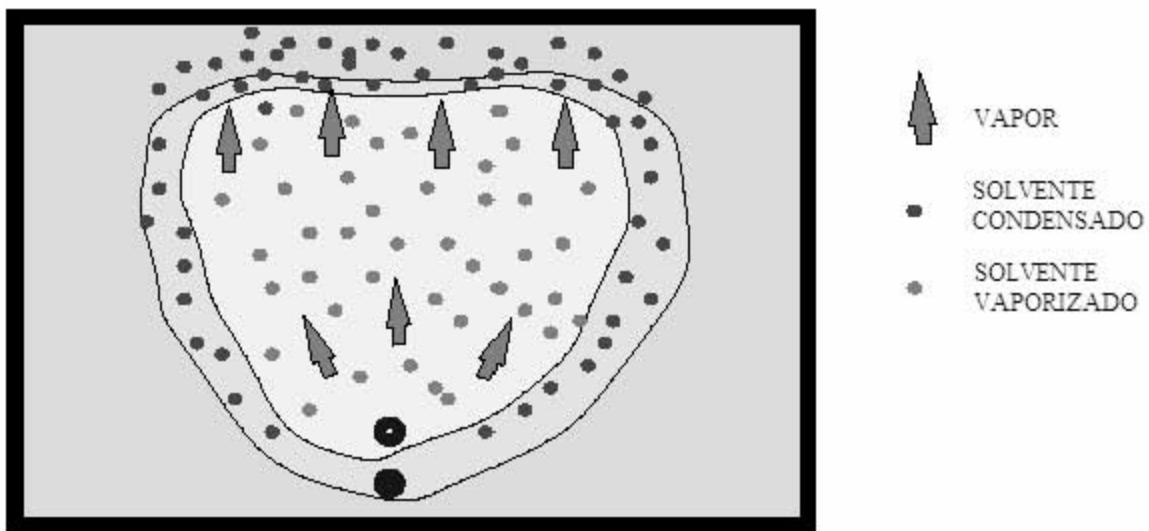


Figura 16. Proceso ES-SAGD (T.N. Nasr, 2005)

El solvente condensado alrededor de la interfase de la cámara de vapor, diluye el aceite y en conjunto con el calor reduce su viscosidad (T.N. Nasr, 2005).

## **Inyección de vapor seguida por inyección de agua.**

Al madurar los proyectos de inyección de vapor, el ritmo de producción decrece y la relación vapor-aceite (SOR) se torna, eventualmente, poco rentable. De esta forma, llega a ser necesario decidir entre continuar o terminar con la inyección de vapor. Las altas relaciones vapor-aceite generalmente indican que una gran cantidad de vapor es retenida en los fluidos y roca del yacimiento y que algo de este calor completa su ciclo en el yacimiento sin afectar la recuperación. Por esta razón, es necesario encontrar un método para utilizar este calor, para la óptima operación del proyecto de inyección de vapor. Recientemente, la tendencia ha sido convertir un proyecto maduro de inyección de vapor a inyección de agua. Esto atiende a los siguientes propósitos:

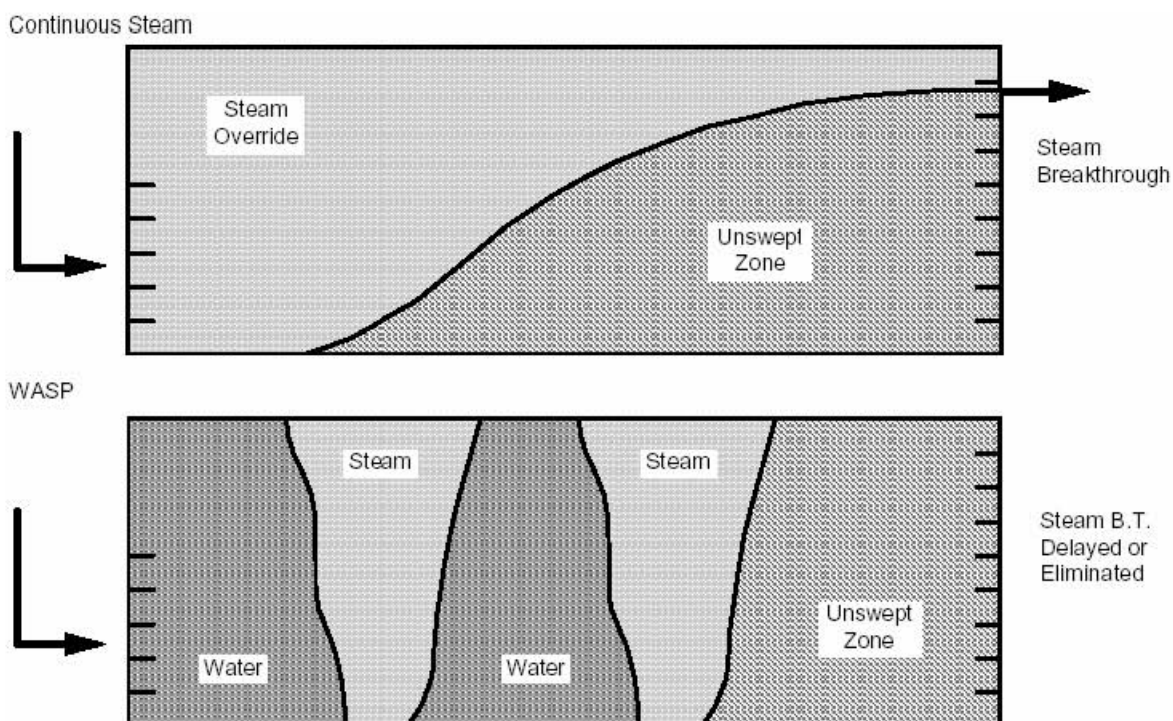
1. Prolongar la vida económica del proyecto de inyección de vapor.
2. Reducir el consumo de combustible y liberar generadores de vapor para su uso en la expansión de proyectos
3. Resaturar la zona de vapor con agua líquida para reducir la subsidencia y eliminar la posibilidad de una migración inversa de aceite hacia las áreas drenadas después del enfriamiento.
4. Redistribuir el calor en el yacimiento, produciendo aceite adicional de las zonas que han sido recorridas por el vapor inyectado.

Se han desarrollado algunas directrices para la conversión de inyección de vapor a agua así como para determinar la temperatura óptima y el ritmo de inyección de agua para su inyección posterior a la inyección de vapor. Esta modificación al proceso ha sido utilizada exitosamente en varios proyectos maduros de vapor en California y Alemania (**K.C., Hong, 1999**).

## **Proceso alternado Agua-Vapor (Water-Alternating-Steam Process (WASP)).**

Como se observa en la figura, la principal ventaja del WASP sobre la inyección continua de vapor es retrasar o eliminar la irrupción prematura de vapor. Cuando el vapor irrumpe en el

pozo productor, ocasiona problemas debido a la alta temperatura tales como pérdida de calor de vapor y productividad del pozo reducida. El WASP puede eliminar estos problemas y mejorar el barrido y las eficiencias de recuperación. Los rusos usaron este método en sus yacimientos de aceite pesado y reportaron un crecimiento anual en la producción del 25 al 30 %, en el periodo de 1981 a 1984. En muchas aplicaciones en California, el proceso WASP elimino los problemas de irrupción de vapor y mejoró el barrido y las eficiencias de recuperación.



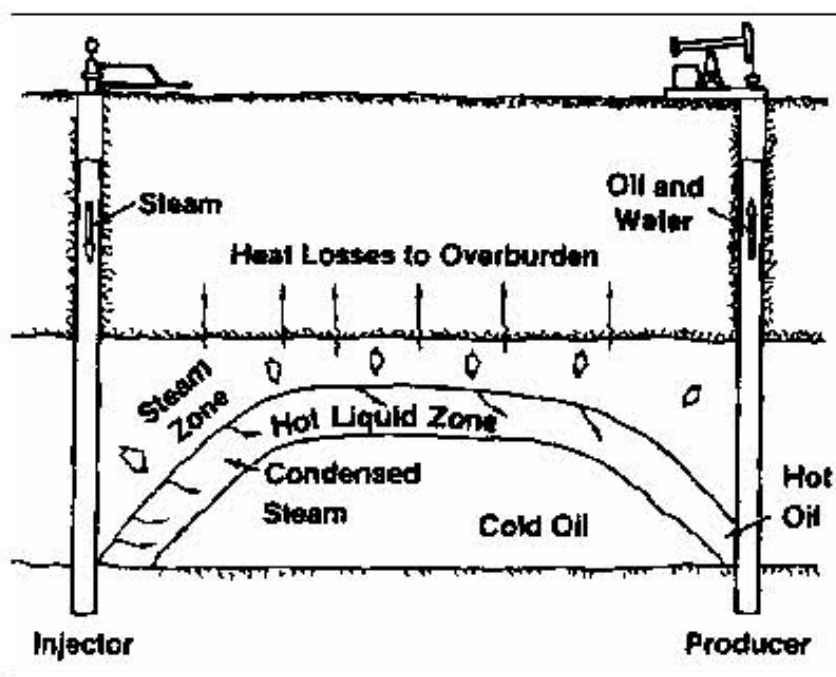
**Figura 17.** Ventajas del proceso WASP sobre la inyección continua de vapor (Thakur G. C. 1997).

### Control de conformidad del vapor.

A pesar del éxito del vapor en mejorar la recuperación de aceite viscoso, existen problemas característicos asociados a su uso. Estos problemas son: pobre eficiencia de barrido vertical y areal en el yacimiento. Como se muestra esquemáticamente en la figura, la sobre posición del vapor inyectado debida a la gravedad reduce severamente la conformidad vertical del yacimiento y conduce a una irrupción temprana de vapor en el pozo productor. Al mismo tiempo, la zona de agua caliente producida por el líquido separado del vapor en sus dos

fases crece al tiempo que el vapor inyectado cede su calor a la formación y los estratos circundantes.

El agua caliente no es tan efectiva como el vapor en desplazar aceite de la formación no calentada, resultando en una menor recuperación que la obtenida con vapor. Los métodos para mejorar el desempeño de la inyección de vapor se han concentrado en el problema de la conformidad del yacimiento. Estos métodos dependen del uso de surfactantes para formar espuma de vapor in situ que reduce la movilidad del vapor modificando así el perfil de inyección. Un gran número de pruebas de campo han reportado éxito técnico en reducir la movilidad del vapor y mejorar la conformidad del yacimiento con el vapor inyectado. Sin embargo, resultaron poco rentables debido a la gran cantidad y alto costo de los químicos requeridos.



**Figura 18.** Sección transversal de un proceso de inyección continua de vapor, mostrando la sobre posición del vapor por efecto de la gravedad (Hong K. C., 1999).

Recientes desarrollos, involucran el uso de químicos de bajo costo tales como polímeros de alta temperatura o gel de lignosulfonato para mejorar la conformidad del yacimiento. Un sistema de polímero en gel fue utilizado para apartar el vapor de los canales preexistentes, mejorando así la eficiencia de barrido areal. Un gel de lignosulfonato fue utilizado para

mejorar los perfiles de inyección en los pozos inyectoros para cubrir grandes porciones del intervalo objetivo (**Hong K. C., 1999**).

### **Predicción del desempeño.**

La predicción del desempeño para la inyección de vapor cíclica y continua comenzó con los modelos analíticos de calentamiento de los 50's y los 60's. Para objetivos de inyección de vapor homogéneos simples, estos modelos proveen un tratamiento relativamente riguroso del proceso de transferencia de calor. Sin embargo, incorporan muchos detalles físicos y mecánicos para el flujo simultáneo de vapor, aceite y agua. De tal forma que, generalmente, sobrepredicen la recuperación potencial y no pueden ser utilizados con geometrías o heterogeneidades complejas. Los avances en la simulación de yacimientos han hecho posible modelar virtualmente todos los fenómenos importantes del yacimiento. La simulación numérica esta reemplazando rápidamente los modelos analíticos y ahora es utilizada con mayor confianza y una mayor precisión (**Hong K. C., 1999**).

### III.3.1.4. Inundación por agua caliente (Hot Waterflooding).

La inundación por agua caliente es similar a la inundación por agua fría. Relativamente pocas inundaciones por agua han sido llevadas a cabo y muy pocas han tenido éxito. El mayor problema en la inundación por agua es la severa viscosidad de los “dedos” formados por el agua inyectada, tomando en cuenta la alta movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite original. Esto provoca una pobre eficiencia de barrido volumétrica, resultando en una irrupción temprana de agua y baja recuperación de aceite (Ali Farouq, 1974).

### III.3.1.5. Combustión In Situ.

La combustión In Situ involucra la creación de un frente de fuego en el yacimiento, y su propagación por inyección de aire. El frente quemante o zona de combustión, se moverá en la formación como una estrecha banda, consumiendo o desplazando los fluidos encontrados frente a él hacia los pozos productores. El calor generado dentro de la zona de combustión es transportado corriente abajo por los gases quemados, y conducido a través del sistema roca-fluidos. Alrededor de un 30 % es transmitido a los estratos superiores e inferiores, y puede ser considerado perdido para todo propósito práctico.

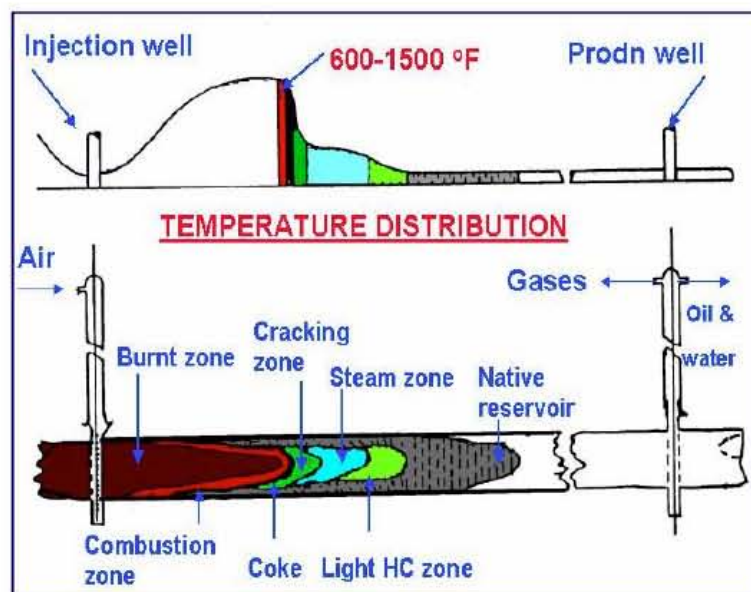


Figura 19. Zonas creadas durante la combustión In Situ (Chattophadyay et al., 2004).

En vista de lo anterior, el ritmo de generación de calor en la zona de combustión deberá ser tal, que en vez de perder intensidad, mantenga la temperatura por encima de la mínima de ignición del aceite crudo involucrado; de lo contrario, la zona de combustión llegará a extinguirse.

La formación detrás de la zona de combustión consiste de roca limpia y caliente. El aire inyectado será precalentado por la formación ayudando a recuperar el calor almacenado y transportado corriente abajo hacia el frente de combustión. Sin embargo, dada la baja capacidad calorífica del aire, el ritmo de recuperación de calor es bajo y mucho del calor contenido en la formación caliente es cedido a las formaciones adyacentes.

Con el propósito de incrementar la recuperación de calor, se ha propuesto inyectar agua con aire, dando paso al proceso de “combustión húmeda”. El agua tiene una capacidad calorífica aproximadamente cien veces mayor que la del aire y es capaz de transportar mucho mas calor. La cantidad de agua inyectada con aire determinará las mecánicas de combustión en el frente. Normalmente, si el agua llega a la zona de combustión como vapor, el vapor atravesará la zona al igual que otros gases desplazando los fluidos corriente abajo.

Una variación de la combustión In Situ, es la “combustión inversa.” En este caso, a diferencia de la combustión directa, la dirección del movimiento de la zona de combustión es opuesta a la del flujo del aire. Así, la formación puede ser inflamada en un pozo productor mientras que el aire es inyectado en el pozo inyector. En tal caso, la zona de combustión se moverá del pozo productor hacia el pozo inyector, con el propósito de incrementar la concentración de oxígeno (**J.M., Farouq, 1974**).

Mientras tanto, los fluidos desplazados a través de la zona caliente de combustión, son producidos. A diferencia de la combustión directa, en la combustión inversa, la zona de combustión no necesita consumir todos los fluidos frente a ella. La cantidad de hidrocarburos consumida dependerá del ritmo de inyección de aire. Es más, los fluidos producidos son sujetos a temperaturas muy altas (1000-1400° F) dentro de la zona de

combustión, y como resultado la fragmentación de las fracciones pesadas toma lugar, y así, los hidrocarburos producidos tienen un carácter más ligero y menos viscoso que los hidrocarburos originales.

A pesar de esta, quizá, atractiva característica, a la fecha, la “combustión inversa” no ha sido exitosa en pruebas de campo. Predominantemente a causa de la inflamación espontánea cerca del pozo inyector, el cual inicia el mecanismo de combustión directa cortando el suministro de oxígeno al frente original de la combustión inversa.

El factor clave en la combustión In Situ, es el contenido de combustible del sistema roca-fluidos involucrado. El contenido de combustible, es la masa de coque depositado por unidad de volumen de roca en lb/pie<sup>3</sup>. Este consiste de fracciones pesadas del aceite original, los cuales son depositados como residuos carbonosos justo frente de la zona de combustión, las cuales representan el producto final de las complejas reacciones a las cuales se somete el aceite original. El contenido de combustible no es una constante para un sistema roca-fluidos dado. Sin embargo, frecuentemente es considerado como una cantidad constante, y usado como tal en los cálculos de la combustión.

Si es tomado como una cantidad constante, el contenido de combustible dependerá de una cantidad de factores relacionados a las propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad y contenido de minerales), las propiedades del fluido (viscosidad del aceite, gravedad específica, características de destilación, saturación de aceite, agua y gas) y el ritmo de inyección de aire, concentración de oxígeno así como la temperatura y presión prevalecientes. Es por esto que el contenido de combustible es una cantidad compleja y difícil de determinar. Usualmente varía de 1.5 a 3 lb/ft<sup>3</sup>.

Considerando que el contenido de combustible es constante, y que su composición es conocida, es posible determinar la cantidad de aire requerida para quemar el aceite depositado. El volumen de aire en pies cúbicos requerido para quemar el aceite depositado en un pie cúbico de roca es llamado requerimiento de aire. Usualmente el requerimiento de aire es expresado en MMpie<sup>3</sup>/acre-pie de formación (**J.M., Farouq, 1974**).



Conociendo el requerimiento de aire, la relación aceite-aire, definida como el volumen de aire que debe ser inyectado para desplazar un barril de aceite expresado en  $\text{pie}^3/\text{bbl}$ , puede ser determinada. La inyección de aire es un parámetro importante y difícil de determinar en la combustión In Situ. Esta define la velocidad del frente de combustión, ritmo de producción de fluidos, y el límite de extinción de la zona de combustión (**S.M. Farouq Ali, 1974**).

### **El proceso THAI, (Toe to Heel Air Injection).**

La combustión In Situ (CIS), es un proceso térmico de recuperación mejorada, el cual utiliza inyección de aire para mejorar la recuperación de aceite. A causa de las fuertes reacciones exotérmicas entre los hidrocarburos y el oxígeno, este último es consumido para producir gases de combustión y, al mismo tiempo, incrementar considerablemente la temperatura del aceite presente en la matriz. La CIS es en particular favorable para los yacimientos de aceite pesado, debido que incremento de temperatura reduce en gran medida la viscosidad del aceite.

En cuanto a la generación de la energía térmica en el yacimiento, la CIS tiene muchas ventajas sobre otros métodos de recuperación mejorada de aceites pesados, tales como la alta eficiencia en términos de aprovechamiento de calor, un mecanismo de desplazamiento altamente eficiente y un impacto ambiental nulo. Esta tecnología ha sido extensivamente estudiada en laboratorio y en campo. Sin embargo, el proceso convencional de CIS no ha alcanzado una aceptación general, debido a las muchas fallas aparentes relacionadas principalmente con la inapropiada aplicación a un yacimiento y el pobre control del proceso (**Turta A. T., 2000**).

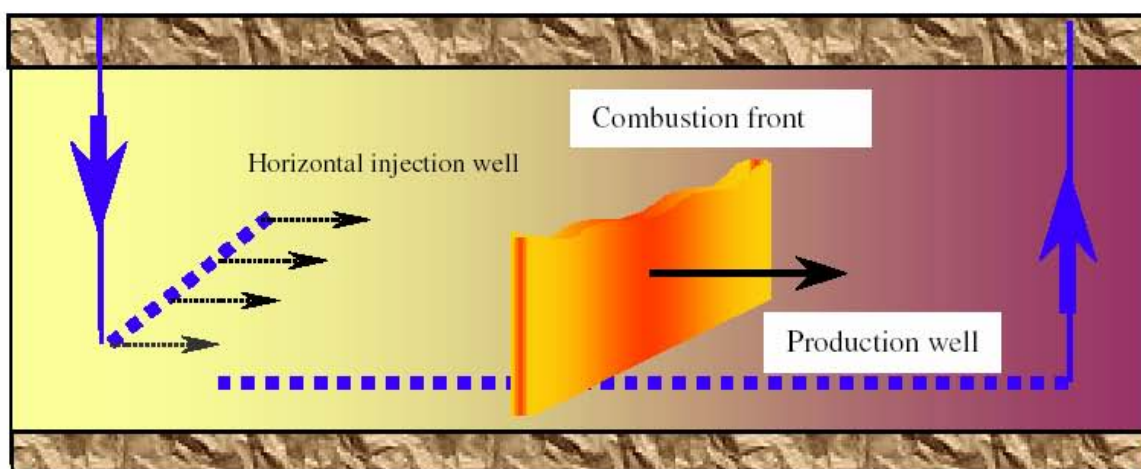
Los mayores problemas que afectan la recuperación de los yacimientos de aceite pesado por CIS en patrones vertical-vertical son:

1. Segregación gravitacional o sobre posición de gas debido a las diferencias de densidad entre el gas y el aceite.

2. Canalización debida a una heterogeneidad desfavorable.
3. Relación de movilidad gas/aceite desfavorable.

El THAI (Toe to Heel Air Injection), es un nuevo proceso de recuperación mejorada, el cual integra CIS y conceptos avanzados de pozos horizontales.

La principal característica del proceso THAI es que utiliza un pozo productor horizontal en ves de un pozo productor vertical (CIS convencional). Así, el frente de combustión se propaga a lo largo del pozo productor horizontal, del “dedo” hacia el “talón”. El concepto del proceso THAI esta representado esquemáticamente en la figura y muestra el frente de combustión viajando como una “ventana móvil”.



**Figura 20.** Concepto del proceso de inyección de aire “dedo-talón”, (THAI) (Greaves et al., 2000).

De esta forma, un pozo productor es colocado alineado en el yacimiento, y el aire es inyectado vía un pozo inyector horizontal o vertical. Esta configuración de pozos puede ser extendida a través del yacimiento en una configuración escalonada empleando pozos productores horizontales adicionales. Para aplicaciones de campo, los pozos verticales son preferidos para la inyección por razones de seguridad. Toda la experiencia acumulada en la CIS en procesos de inyección de aire convencionales, ahora clasificados como HTO-IAF (High Temperature Oxidation-Inmiscible Air Flood). Fueron dominados por la incapacidad

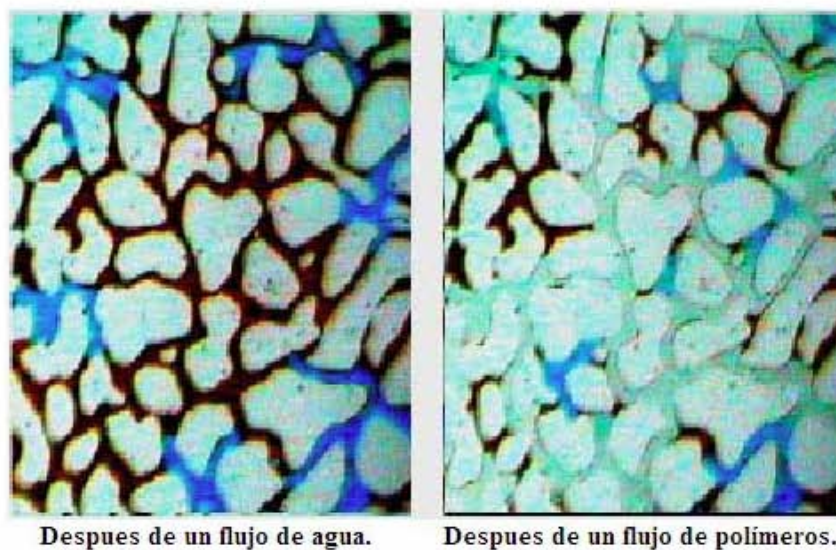
para controlar la sobre posición de gas satisfactoriamente. Sin embargo, el THAI es radicalmente diferente ya que controla o elimina el efecto de la sobre posición de gas completamente. Este sencillo avance transfiere el potencial de la CIS a yacimientos de aceite medio y pesado, de la clasificación de interesante pero problemático a un proceso que es potencialmente el mas eficiente térmicamente y muy deseable debido a lo fácil de su control.

La creación de una “zona estrecha de aceite móvil” delante del frente de combustión, permite al proceso ser operado de una manera eficiente y segura. La sensibilidad general del proceso a los efectos de la heterogeneidad del yacimiento se reduce de manera significativa. Las altas temperaturas (500-600° C) creadas por la zona de combustión promueven el fraccionamiento térmico de las moléculas de hidrocarburos mas pesadas. Térmicamente fraccionado, el aceite es llevado hacia abajo dentro de la sección expuesta del pozo horizontal, produciendo aceite más ligero de un yacimiento de aceite pesado **(Turta A. T., 2000)**.

### III.3.2. Métodos químicos.

#### III.3.2.1. Mecanismos de flujo de polímeros.

Como resultado de la no miscibilidad entre el aceite y el agua, ningún fluido puede desplazar completamente al otro bajo condiciones de yacimiento. Esto se ve reflejado en la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) y la saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ) en la curva de permeabilidad relativa agua-aceite. En el laboratorio, no importa que tan grande sea el volumen de agua que ha sido inyectado en un núcleo, la saturación de aceite nunca será menor que la  $S_{or}$ , al menos al realizar un flujo convencional de agua. Sin embargo, se ha sabido por muchos años que la eficiencia de un flujo de agua puede ser mejorada al reducir la relación de movilidad agua-aceite en el sistema. Dicho cambio permite una mayor eficiencia de barrido además de una mayor eficiencia de desplazamiento de aceite en la zona barrida. Agregando las soluciones correctas de polímeros al agua inyectada, la movilidad del agua puede ser reducida y la recuperación de aceite incrementada como se muestra en la figura.



**Figura 21.** Aceite residual después de un flujo de agua y después de un flujo de polímeros (Du Y., 2004).

En el flujo de polímeros, un polímero es agregado con el fin de aumentar la viscosidad del agua inyectada. Dependiendo del polímero utilizado, la permeabilidad efectiva al agua puede ser reducida en las zonas barridas en diferentes grados. Se cree que el flujo de polímeros no puede reducir la Sor, pero es una forma eficiente de alcanzarla más rápidamente o más económicamente.

Las soluciones de polímeros pueden conducir a un incremento en la recuperación de aceite más allá de un flujo de agua por tres fenómenos potenciales.

- ▲ El efecto de los polímeros en el flujo fraccional.
- ▲ Reduce la relación de movilidad agua-aceite.
- ▲ Desvía el agua inyectada de zonas que han sido barridas.

Muchos estudios fundamentan teóricamente el flujo de polímeros. Sin embargo, la práctica de campo es un proceso técnicamente sofisticado y requiere inversiones de millones de dólares. Por esta razón, un minucioso conocimiento del yacimiento y de la aplicabilidad del flujo de polímeros, son esenciales para el éxito del proceso.

Las rocas del yacimiento y las propiedades del fluido determinan el mecanismo y la efectividad del proceso, en específico, al desplazar agua y aceite de la formación. Por otra parte, el proyecto debe mostrar un adecuado ritmo de retorno de la inversión. La recuperación de aceite, precio del crudo, costo de los químicos, costo del equipo y el costo de perforación de los pozos, son aspectos importantes a considerar al realizar una evaluación económica de un flujo de polímeros.

Existen relativamente pocos proyectos de inundación de polímeros en el mundo, los cuales aportan poco a la producción mundial por recuperación mejorada al ser comparados con la inyección de gas y vapor (Du Y., 2004).

Para esta descripción, serán consideradas tres categorías, combinando el flujo alcalino con los dos principales métodos surfactantes (reductores de tensión interfacial):

### **III.3.2.2. Miscelar/Polímeros, ASP, inundación alcalina.**

El objetivo de los métodos químicos es reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua, generalmente para desplazar el aceite discontinuo atrapado (saturación residual,  $S_{or}$ ) que permanece después de un flujo de agua. Debido a que es aproximadamente 10 veces más difícil reemplazar el aceite atrapado que el continuo, los baches de surfactante para este proceso deben ser muy eficientes. Los mecanismos de desplazamiento de aceite son bien entendidos, y se han ideado muchas formulas para entregar altas recuperaciones en experimentos de laboratorio.

En el campo, se han registrado algunos éxitos técnicos; sin embargo, los éxitos económicos han sido menores debido a que el costo de los fluidos inyectados es muy alto. Por lo tanto, se ha realizado un esfuerzo por reducir el costo de los fluidos de inyección, agregando más álcali y menos surfactante o cosolventes a las formulaciones. Estas mezclas son llamadas procesos ASP (Alkaline/Surfactant/Polymer), y en ellos es posible inyectar grandes baches debido a que el costo es menor comparado con las formulaciones clásicas de miscelares/polímeros. El álcali cuesta mucho menos que un surfactante o un cosolvente, y ayuda a reducir la tensión interfacial y la absorción del surfactante sobre las rocas.

Durante los años 80's, los flujos de polímeros fueron aplicados en yacimientos de areniscas casi cuatro veces mas que en yacimientos de carbonatos. En teoría, un flujo de polímeros mejorará la eficiencia de barrido durante cualquier flujo de agua. Sin embargo, una serie de factores técnicos y económicos han limitado la aplicación exitosa de este proceso (**Taber, J.J. 1997**).

### III.3.2.3. Flujo de polímeros y tratamientos de gel.

A lo largo del tiempo, ha existido cierta confusión entre el flujo de polímeros para la recuperación mejorada y la inyección de polímeros gelantes para el bloqueo de agua en pozos inyectoros y productores.

En el pasado, los flujos de polímeros y los tratamientos de gel fueron considerados como una sola tecnología. Sin embargo, estos procesos tienen objetivos técnicos muy diferentes, tanto, que pueden ser considerados de forma separada. La distinción entre un proceso de control de movilidad (flujo de polímeros) y un tratamiento bloqueador (polímeros degradados y otros gelificantes) es un concepto que es importante entender. Para flujos de polímeros y otros procesos de control de movilidad, el agente controlador de la movilidad debe “barrer” el yacimiento de forma regular. En otras palabras, el polímero debe penetrar tanto como sea posible en las zonas de baja permeabilidad y de esta forma proveer la fuerza necesaria para desplazar y producir el aceite no barrido. En contraste, para los tratamientos de gel, la penetración del mismo debe ser minimizada en zonas menos permeables y zonas de aceite productivas. Cualquier gel que se forme en una zona productiva de aceite reduce la eficiencia de desplazamiento y retarda la producción de aceite.

Los tratamientos de gel han sido aplicados bajo condiciones tan diversas como las mencionadas para flujo de polímeros. Como se menciona anteriormente, el objetivo técnico de un tratamiento de gel es muy diferente al de un flujo de polímeros. En la mayoría de los casos, el objetivo de un tratamiento de gel es prevenir la canalización de fluido (usualmente agua) sin dañar la productividad de hidrocarburos (**Taber, J.J. 1997**).

### **III.3.3. Métodos de desplazamiento miscible y extracción de solvente.**

#### **III.3.3.1. Métodos miscibles de inyección de gas.**

La inyección de gas, el método más viejo de recuperación mejorada (RM), es un foco de atención en lo que a tecnología de recuperación se refiere. Aunque la mayoría de la producción por RM proviene de las “inundaciones” de vapor, los métodos de inyección de gas son segundos en importancia y parecen cobrar importancia en el mundo entero.

Después de años de experiencia en campo y en laboratorios, los métodos de RM por medio de gas son actualmente bien entendidos, y un criterio de selección puede ser considerado con mayor confianza que antes. Considerablemente más estudiado para el caso de CO<sub>2</sub>, el concepto de Mínima Presión de Miscibilidad (Minimum Miscibility Pressure, MMP), explica las eficiencias de los desplazamientos por N<sub>2</sub>, hidrocarburos y CO<sub>2</sub>. A medida que esta MMP pueda ser alcanzada en el yacimiento, el resultado será una buena recuperación de aceite (mayor al 90 % del aceite original en la zona barrida).

A pesar de que los desplazamientos por CO<sub>2</sub> son usualmente más eficientes que los de N<sub>2</sub> o CH<sub>4</sub> y los requerimientos de gravedad del aceite/presión/profundidad (MMP) son diferentes para los tres gases, cualquiera de los métodos trabajara en un alto porcentaje de los yacimientos más profundos, y la elección final comúnmente depende de la disponibilidad local y el costo del gas inyectado (**Taber J.J. 1997**).

#### **Generalidades de la inyección de gas.**

La eficiencia microscópica del gas generalmente es mejor que la del agua. Pero, debido a la baja viscosidad de la mayoría de los gases comparada con la viscosidad del aceite, la eficiencia de desplazamiento es en ocasiones muy mala. El principal riesgo que enfrenta la inyección de gas es la temprana irrupción en los pozos productores, lo cual implica una gran cantidad de aceite no desplazado (sorteado) que trae como consecuencia una pobre eficiencia de recuperación. La caracterización mejorada de las heterogeneidades de los



yacimientos es de vital importancia al tratar de reducir estos riesgos y optimizar la recuperación del proceso.

Además de los pozos específicamente perforados para la inyección de gas, son necesarias mayores inversiones en comparación con la inyección de agua, relacionadas principalmente con el tratamiento y compresión del gas corriente arriba.

De acuerdo a la experiencia de compañías como TOTAL, los diferentes métodos de inyección de gas pueden ser clasificados considerando su eficiencia microscópica como se muestra a continuación: CO<sub>2</sub>>gas hidrocarburo>nitrógeno (Hunedi S., 2005).

### **III.3.3.2. Inyección de N<sub>2</sub> y gases de combustión.**

Además del aire comprimido, el nitrógeno y los gases de combustión, son los gases inyectables más baratos (especialmente en términos de volumen a condiciones de yacimiento). Son considerados juntos debido a que las presiones MMP que requieren para un buen desplazamiento son similares, y al parecer pueden ser usados de manera intercambiable para la recuperación de aceite. De hecho, al menos tres proyectos actuales de nitrógeno fueron operados exitosamente por años como proyectos de inyección de gas de combustión. Sin embargo, la corrosión representó un gran problema (especialmente para el gas de combustión proveniente de motores de combustión interna), y todos han cambiado a inyección de nitrógeno con buenos resultados.

Además de su bajo costo y amplia disponibilidad, el nitrógeno es el más inerte de los gases de inyección. Desafortunadamente, tiene una alta MMP, de tal forma que el desplazamiento miscible solo es posible en yacimientos profundos (Taber J.J. 1997).

### **III.3.3.3. Inyección de gas hidrocarburo.**

Como uno de los métodos más antiguos de RM, la inyección de hidrocarburos fue practicada por años antes de que el concepto de MMP fuera bien entendido. Al existir un

excedente de hidrocarburos de bajo peso molecular en algunos campos, estos fueron, en ocasiones, inyectados para mejorar la recuperación de aceite.

En términos de presión requerida para un desplazamiento miscible eficiente, los gases hidrocarburos se clasifican entre las altas presiones requeridas por el nitrógeno y el modesto rango de presiones para el CO<sub>2</sub>.

En caso de que el gas inyectado no sea miscible con el aceite residual en la formación, la recuperación es mejorada a través de un simple drene gravitacional, el cual conlleva una mejor recuperación que a través de un flujo de agua. En tal situación, los principales criterios serán la comunicación vertical (Kv) y la inclinación del yacimiento, o el espesor del mismo para el caso de un yacimiento masivo (**Hunedi S., 2005**).

En caso de que el gas inyectado llegue a ser miscible con el aceite residual, la recuperación puede alcanzar valores de 90 % en el área barrida y pueden estar involucrados tres procesos distintos (**Stalkup F.E. 1983**):

1. **Proceso miscible de primer contacto.** En este proceso, los solventes se mezclan directamente con el aceite del yacimiento en todas las proporciones y su mezcla permanece siempre en una fase simple. Otros solventes no son directamente miscibles con el aceite del yacimiento pero bajo las condiciones adecuadas de presión y composición del solvente pueden alcanzar la miscibilidad in situ por transferencia de masa de los componentes del aceite y los solventes a través de un repetido contacto con los aceites del yacimiento. La miscibilidad alcanzada de esta forma es llamada “de contacto múltiple” o “miscibilidad dinámica”.
2. **Vaporización de gas o empuje por alta presión.** Este mecanismo de empuje consigue la miscibilidad dinámica mediante vaporización in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite del yacimiento dentro del gas inyectado. Los componentes intermedios del aceite son removidos por el gas inyectado, el cual se enriquece hasta mezclarse finalmente con el aceite.

3. **Condensado o empuje por gas enriquecido.** En este proceso, la miscibilidad dinámica se consigue mediante la transferencia in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del gas inyectado al aceite del yacimiento. El gas natural enriquecido con cadenas del etano al hexano, seguidas por metano y posiblemente agua (gas inyectado), transfiere sus componentes enriquecedores al aceite, de tal forma que la viscosidad del aceite disminuirá, y la miscibilidad se desarrollará en el área de los inyectores.

Para un eficiente desplazamiento vertical, el yacimiento no deberá contener barreras permeables al flujo vertical y el desplazamiento deberá cumplir con un ritmo tal que asegure un flujo gravitacionalmente estable. Algunas restricciones adicionales para el flujo miscible horizontal son:

- ▲ Zonas productoras delgadas (no mas de 15 pies)
- ▲ Buena continuidad horizontal, con baja  $K_v/K_h$ .
- ▲ Sin fracturas.
- ▲ Preferentemente aceite bajosaturado, sin gas libre ni agua movable.

Como conclusión, el flujo miscible de gas es sin duda una buena opción para mejorar la recuperación de aceite. Sin embargo, se deberá encontrar un buen diseño para alcanzar la miscibilidad y mantener la economía del proyecto.

De acuerdo a TOTAL, la recuperación incremental esperada a partir de los proyectos de inyección de gas va del 5 a 10 % para un consumo de gas inyectado de 3 a 15 000 pie<sup>3</sup>/bbl. Si la miscibilidad es alcanzada, la recuperación adicional puede hasta del 15 % para el mismo consumo de gas (Hunedi S., 2005).

#### **III.3.3.4. Inyección de CO<sub>2</sub>.**

La inyección de CO<sub>2</sub> es una de las técnicas de RM más eficientes con una recuperación que puede alcanzar 25 %. Esto es debido al efecto de hinchamiento y reducción de la viscosidad

de aceite. Además, los desplazamientos miscibles tienen un mayor nivel de ocurrencia. De hecho, la presión requerida para alcanzar la miscibilidad con el aceite original es menor para el CO<sub>2</sub> al compararlo con otros gases.

Sin embargo, y aunado a los riesgos de corrosión en caso de producción de agua (la corrosión puede ser prevenida en los inyectores pero requiere un tratamiento específico del gas) y la precipitación de asfáltenos, la eficiencia de barrido puede mantenerse en niveles muy bajos. A medida que una cantidad significativa de CO<sub>2</sub> pueda disolverse en el agua y no se encuentre disponible para hacer contacto con el aceite y mejorar sus características. Así entonces, es necesario inyectar un gran volumen de CO<sub>2</sub> (Hunedi S., 2005).

Los procesos de flujo de CO<sub>2</sub> pueden ser clasificados como miscibles e inmiscibles. Los mecanismos de recuperación en los procesos inmiscibles involucran empuje por gas disuelto, reducción en la viscosidad e hinchamiento del aceite.

En los procesos miscibles, el CO<sub>2</sub> es efectivo en la recuperación de aceite por varias razones. En general, el CO<sub>2</sub> es muy soluble en aceites crudos a presiones de yacimiento, por lo tanto, hincha el volumen neto de aceite y reduce su viscosidad mucho antes de alcanzar la miscibilidad mediante el mecanismo de vaporización de gas. Una vez alcanzada la miscibilidad, ambas fases, aceite y CO<sub>2</sub> (el cual contiene muchos de los componentes hidrocarburos intermedios) pueden fluir juntas debido a la baja tensión interfacial y al relativo incremento de los volúmenes totales de aceite y CO<sub>2</sub> comparados con la fase de agua. Gracias a estos mecanismos, puede presentarse una buena recuperación a presiones por debajo de las requeridas para la generación de la miscibilidad.

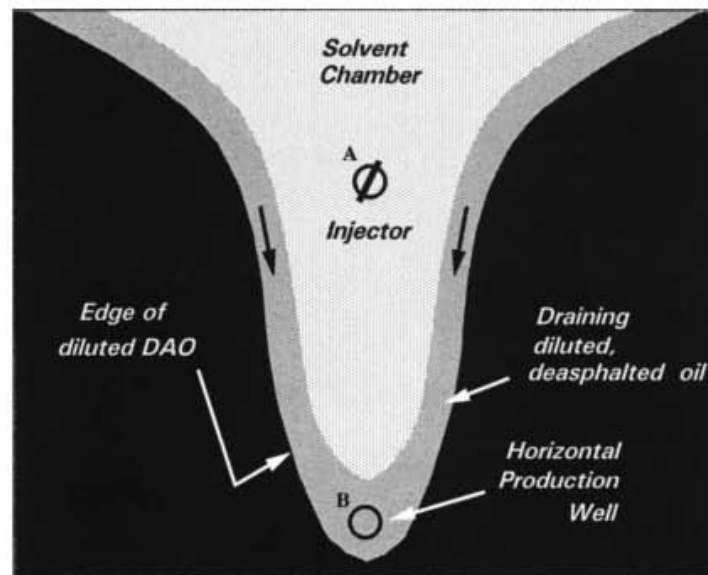
Sin embargo, la generación de miscibilidad entre el aceite y el CO<sub>2</sub> es aun considerado el mecanismo de producción mas importante, y esto ocurrirá en la mayoría de los sistemas CO<sub>2</sub>/aceite crudo cuando la presión sea lo suficientemente alta. En general, se requieren altas presiones para comprimir el CO<sub>2</sub> a una densidad a la cual llegue a ser un buen solvente para los hidrocarburos más ligeros del aceite. En vista del requerimiento de la MMP, la profundidad representa un importante criterio de selección y los flujos de CO<sub>2</sub>

deberán llevarse a cabo en yacimientos a más de 2 500 pies. La composición del aceite es también un parámetro importante, para el cual las fracciones de C<sub>5</sub> a C<sub>12</sub> resultan benéficas (David F. Et Al, 1992).

Aunque el mecanismo para el flujo de CO<sub>2</sub> parece ser el mismo que el del flujo de hidrocarburos, el CO<sub>2</sub> puede entregar mejores recuperaciones, incluso si ambos están por encima de sus presiones mínimas requeridas.

### III.3.3.5. Proceso VAPEX (Vapor Extraction Process).

La viscosidad del aceite pesado puede ser también reducida al diluirlo con solventes. Este es el principio básico detrás del proceso VAPEX cuyo concepto es mostrado esquemáticamente en la figura (sección vertical del yacimiento).



**Figura 22.** Concepto del proceso VAPEX. DAO = Deasphalted Oil (Das, S. K., 1998).

El proceso consiste en inyectar solventes de hidrocarburos vaporizados (de bajo peso molecular) dentro del yacimiento, a través de un pozo inyector horizontal (A). Los solventes son disueltos inicialmente en el aceite alrededor del pozo inyector, hasta

presentarse la irrupción del aceite diluido en el pozo productor horizontal (B), colocado verticalmente debajo del inyector.

El vapor solvente asciende lentamente para formar una cámara de vapor en la matriz de roca agotada sobre el pozo inyector, y se disuelve en el aceite en la interfase solvente-aceite diluyendo la mayor parte. Por último, el aceite diluido drena al pozo productor por gravedad. Cuando la cámara alcanza la capa de roca superior, se distribuye hacia los lados hasta alcanzar las fronteras del sistema, entonces, la interfase aceite-vapor comienza a descender. El proyecto se continúa hasta caer los ritmos de producción por debajo del límite económico de operación. El concepto es similar al proceso SAGD, solo que a diferencia de vapor, VAPEX utiliza solvente.

Existen muchas otras configuraciones de pozos inyectores y productores además de la mostrada en la figura. Incluso, una serie de pozos verticales existentes pueden ser utilizados como pozos inyectores. La separación entre el pozo productor y el inyector será determinada por la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento. En un yacimiento de aceite pesado relativamente móvil, el pozo inyector puede ser colocado cerca del límite superior del yacimiento, mientras que en un yacimiento de betún, la pareja de pozos horizontales deberá estar lo suficientemente cerca para alcanzar la pronta comunicación entre ellos. En un yacimiento de aceite pesado con una viscosidad relativamente menor, los pozos productores e inyectores pueden estar escalonados.

En un yacimiento con un acuífero en el fondo, tanto el pozo inyector como el productor pueden ser colocados cerca del contacto agua-aceite en lados opuestos del arreglo; el vapor solvente inyectado se eleva y el aceite diluido drenará por gravedad y se moverá a lo largo del contacto hacia el pozo productor (**Das S.K., 1997**).

La mayoría de los aceites pesados y betún contienen una importante cantidad de asfaltenos (alrededor de 22 %). La presencia de asfaltenos es la principal razón de la alta viscosidad de estos crudos. Si la concentración de los hidrocarburos de bajo peso molecular en el aceite diluido es suficiente, puede causar una reducción en la cantidad de asfaltenos y dar

lugar a una reducción adicional de la viscosidad. Este nuevo aceite resulta de mayor calidad visto desde el punto de vista de la transportación y refinación y tiene un mayor valor en el mercado. Sin embargo, una importante preocupación en el desarrollo del proceso VAPEX es la posibilidad de la reducción de la permeabilidad de la matriz del yacimiento a causa de la depositación de asfáltenos y el consecuente obstáculo al flujo del aceite hacia el pozo.

El uso de solventes vaporizados produce una mayor fuerza de empuje por drene gravitacional, a causa de la mayor diferencia en la densidad entre el betún y el vapor solvente. Además, asegura que la cantidad residual de solvente en el yacimiento es menor que con solventes líquidos. A una temperatura dada, la solubilidad del solvente vaporizado es máxima cerca de su presión de vapor. Por lo tanto, la presión del solvente deberá ser lo mas cercana posible a su presión de vapor a la temperatura del yacimiento. En condiciones de campo, para evitar la licuefacción de un solvente en cualquier punto del yacimiento, la presión deberá ser menor que la presión de vapor del solvente a la temperatura prevaleciente. De esta forma, es claro que la presión y temperatura del yacimiento juegan un importante papel en la elección del solvente. A causa de la baja presión de vapor de los posibles solventes para la extracción por vapor (propano y butano), estos pueden imponer una seria limitación sobre las presiones de operación y la aplicabilidad del proceso en yacimientos de alta presión.

En algunos de los últimos experimentos, la extracción de vapor ha sido llevada a presiones mayores a la presión de vapor del solvente puro. Esto es logrado utilizando una mezcla de solvente y gas no condensable; el vapor solvente diluye el aceite y el gas no condensable mantiene la presión de operación. La composición óptima del solvente depende de la presión y temperatura del yacimiento y de la disponibilidad de los solventes (**Das S.K., 1997**).

En busca de un criterio de selección, **J.J. Taber y F.D. Martin**, construyeron la siguiente tabla basándose en las diferentes condiciones de aplicación y desempeño de diferentes proyectos de recuperación mejorada en todo el mundo. Cabe mencionar que los parámetros

en ella mencionados no son absolutos, solo pretenden establecer rangos de criterio para la ejecución de proyectos exitosos.

**Tabla 11.** Resumen de criterios de selección para métodos de recuperación mejorada (J.J. Taber y F.D. Martin, 1997)

CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA									
Método	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor Neto (ft)	K Promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
<b>Métodos de Inyección de Gas (Miscible)</b>									
<b>Nitrógeno y gases de combustión</b>	>35-48	<0.4'-0.2'	Alto % de C1 a C7	>40-75	Arenas o Carbonatos	Delgado a menos exista inclinación	NC	>6 000	NC
<b>Hidrocarburos</b>	>23-41	<3'-0.5'	Alto % de C2 a C7	>30-80	Arenas o Carbonatos	Delgado a menos exista inclinación	NC	>4 000	NC
<b>Dióxido de Carbono</b>	>22-36	<10'-1.5'	Alto % de C5 a C12	>20-55	Arenas o Carbonatos	Amplio Rango	NC	>2 500	NC
<b>Gases inmiscibles</b>	>12	<600	NC	>35-70	NC	NC si es inclinado y/o existe una buena Kv	NC	>1 800	NC
<b>Flujo de Agua (Mejorada)</b>									
<b>Micelar/Polímeros, ASP y Flujo Alcalino</b>	>20-35	<35'-13'	Ligeros, intermedios, algunos ácidos orgánicos para flujos alcalinos	>35-53	Preferible Arenas	NC	>10-450	>9 000-3250'	>200-80'
<b>Flujo de Polímeros</b>	>15	<150 >10	NC	>50-80	Preferible Arenas	NC	>10-800*	<9 000	>200-140'
<b>Térmico/Mecánicos</b>									
<b>Combustión</b>	>10-16	<5 000-1 200	Algunos componentes asfálticos	>50-72	Arenas de alta porosidad	>10	>50	<11 500-3 500'	>100-135
<b>Vapor</b>	>8-13.5	<200 000-4 700	NC	>40-66	Arenas de alta porosidad	>20	>200-2 540	<4 500-1 500'	NC

NC = No Crítico, \* =3 md de algunos yacimientos carbonatados si la intención es barrer solo el sistema de fracturas.



### **III.3.4. Sistemas artificiales de producción.**

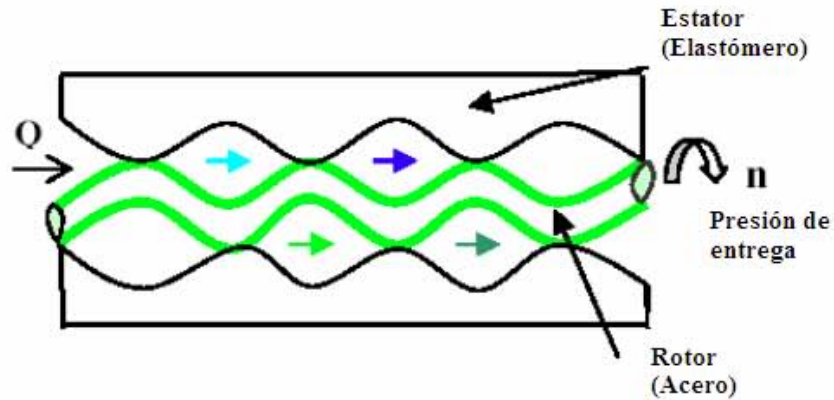
Los pozos productores de petróleo pueden ser clasificados como fluyentes o no fluyentes. En el caso de los pozos fluyentes, los fluidos del pozo fluyen hasta llegar a la superficie gracias a la energía propia del yacimiento, la cual se expresa a través de diversos mecanismos de producción (empuje hidráulico, gas disuelto, expansión de la formación, etc.). En el caso de los pozos no fluyentes, existen diversos motivos por los cuales los fluidos del yacimiento no tienen la presión suficiente para llegar a la superficie. Este fenómeno se debe a que la presión original de los fluidos confinados en el yacimiento declina conforme aumenta el volumen extraído. Sin embargo, existen otros factores que le dan a los pozos productores su carácter de no fluyentes; los principales son la densidad y la viscosidad, características importantes de los aceites pesados.

Actualmente, cuando los pozos dejan de fluir, es posible aplicar sistemas de producción artificial. Dichos sistemas basan su operación en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie. A continuación, serán descritos los principios de operación de los principales sistemas artificiales de producción y algunos de sus componentes.

#### **III.3.4.1. Sistema de bombeo por cavidades progresivas.**

El principio de la bomba de cavidades progresivas fue descubierto a finales de los años 20's por el ing. René Moineau, y se usa gradualmente en la industria petrolera desde principios de los 80's. Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo y constan de un rotor de acero helicoidal y un estator sintético de elastómero que se encuentra adherido a una tubería de acero.

La rotación del rotor dentro del estator fijo, genera una serie de cavidades selladas que se forman y mueven axialmente desde la succión hasta la descarga de la bomba. La acción resultante del bombeo incrementa la presión del fluido que pasa a través de la bomba de tal forma que puede ser producido en la superficie (**Dunn L.J., 1995**).



**Figura 23.** Principio de la bomba de cavidades progresivas (Beauquin et al., 2005).

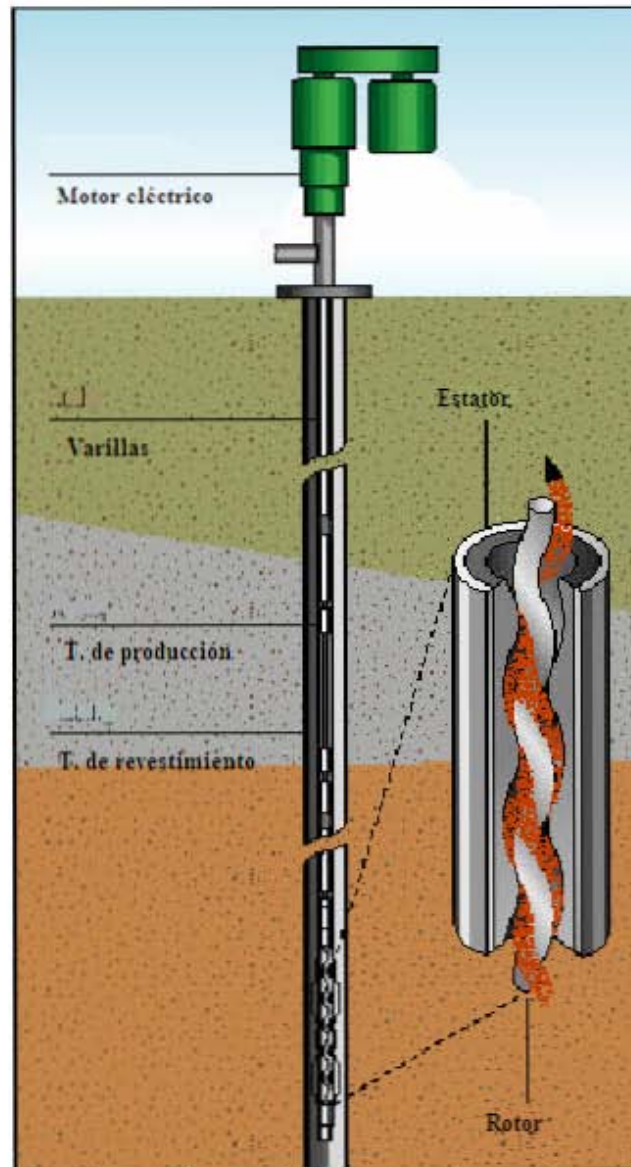
La mayoría de los sistemas de bombeo de cavidades progresivas son movidos por varillas, las cuales, llevan conectado el rotor en su extremo inferior. El estator, se encuentra colocado dentro del pozo en el fondo de la tubería de producción. La sarta de varillas es rotada en la superficie por medio de transmisiones de poder hidráulicas o directas, lo cual da movimiento al rotor de fondo.

Actualmente se dispone de sistemas de fondo de pozo. Estos sistemas sin varillas, usan un motor de fondo y una transmisión integrada para controlar el rotor. Sin embargo, los mecanismos de fondo son más costosos y a la fecha han sus aplicaciones en aceites pesados, han sido limitadas (Dunn L.J., 1995).

### **Descripción de los componentes del equipo de cavidades progresivas.**

**Elastómero.** Moldeado al perfil del estator, es el componente principal de la bomba de cavidades progresivas. Se define como un material que puede ser estirado por lo menos dos veces su longitud y volver a recuperar rápidamente su dimensión inicial. Los requisitos que debe cumplir el elastómero de una bomba de cavidades progresivas son muchos y muy variados, ya que debe mantener un sello entre cavidades y resistir la falla por fatiga durante unos 500 000 000 de ciclos en condiciones dinámicas con variaciones cíclicas constantes. Además, debe resistir los “ataques” químicos de los fluidos que se bombean y la abrasión por partículas sólidas que se encuentran en suspensión en el fluido. Por otra parte, debe ser

suficientemente fuerte para resistir las fuerzas de cizalle generadas por la presión diferencial de fluido entre succión y descarga (Fernando R.D., 1993).



**Figura 24.** Configuración de un sistema típico de bombeo por cavidades progresivas movido por varillas (Sistemas de bombeo de cavidades progresivas. WSP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

**Rotor.** Al operar generalmente en condiciones abrasivas y/o corrosivas, es un factor determinante de la vida de la bomba. Los rotores usualmente están recubiertos con una película de cromo para resistir la abrasión; pero dicho material no es tan duro como la sílice

y en pozos con alto porcentaje de arena, la película de cromo puede llegar a desgastarse. El cromo, es también rápidamente eliminado por corrosión en ambientes con gases ácidos y entrada de agua salada. Se ha desarrollado un procedimiento para aplicar a los rotores un recubrimiento de carburo de tungsteno, pulido para evitar que desgaste el elastómero del estator. Dicho procedimiento, resuelve en buena medida los problemas de corrosión y abrasión. Se ha probado el endurecimiento del rotor con boro, pero se trata de un procedimiento que trabaja con altas temperaturas lo cual tiende a deformar los rotores **(Fernando R.D., 1993)**.

### **Consideraciones generales.**

Al igual que ocurre en el diseño de cualquier método de levantamiento artificial, los sistemas de cavidades progresivas, deben tomar en cuenta las limitaciones presentes en el entorno en que operarán. Así, independientemente de los componentes propios del sistema, existen limitaciones dimensionales, de aplicación y de compatibilidad que restringen la selección de algunos componentes en un ambiente determinado. A continuación se presentan algunas consideraciones necesarias al momento de seleccionar un sistema de cavidades progresivas **(Fernando R.D., 1993)**.

**Geometría y configuración mecánica del pozo.** Además de aplicaciones en pozos verticales, los sistemas de cavidades progresivas son comúnmente empleados en pozos desviados y direccionales. El ángulo del agujero y la severidad de curvatura en estos pozos gobiernan el contacto entre la sarta de varillas y la tubería de producción, siendo en muchos casos, la causa de diversos problemas relacionados con el desgaste y esfuerzos adicionales sobre estos componentes del sistema.

En la evaluación de los sistemas de cavidades progresivas, una representación precisa de la geometría del perfil del pozo es fundamental, sobretodo en los casos donde el mayor problema lo representen las fallas por desgaste **(Fernando R.D., 1993)**.

En lo que respecta a la configuración de terminación del pozo, esta debe ser considerada para la selección de los componentes del sistema de cavidades progresivas, sobretodo por

las posibles limitaciones dimensionales que represente. En lo que a la bomba se refiere, el estator debe ser seleccionado de manera que no se vea limitado por el diámetro interno de la tubería de producción, así como cualquier otro elemento de la configuración del pozo. Por otra parte, el espacio anular entre estator y la tubería de producción debe permitir el paso eventual de herramientas de pesca o medición, así como la instalación de modelos específicos de separadores de gas.

En cuanto al rotor, este debe ser capaz de pasar a través del diámetro interno de la tubería de producción, así como de cualquier otro elemento presente en la sarta de producción. A su vez, es necesario un diámetro de tubería suficientemente amplio para permitir el movimiento excéntrico en la parte inferior de la sarta de varillas, sin que exista un contacto significativo entre ambas partes (**Fernando R.D., 1993**).

**Propiedades de los fluidos producidos.** El diseño de un sistema de cavidades progresivas debe tomar en cuenta las características de los fluidos producidos a efecto de seleccionar los componentes adecuados, compatibles con determinados compuestos, y que optimicen la operación del sistema. Factores como la viscosidad, densidad del aceite, entrada de agua, gas libre, presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, contenido de arena, producción de aromáticos y altas temperaturas pueden volverse parámetros críticos de los sistemas, de no ser considerados sus rangos máximos de aceptación al momento de diseñar. A continuación se presentan algunos comentarios referentes a cada una de estas características (**Fernando R.D., 1993**).

**Viscosidad y densidad del petróleo.** Según las estadísticas mundiales, se estima que más del 50% de las aplicaciones de bombas de cavidades progresivas son utilizadas para producción de crudos pesados y viscosos. Un ejemplo de ello lo podemos encontrar en Canadá, Rusia, Venezuela y China, donde una parte importante de los sistemas instalados producen petróleo de menos de 14° API y viscosidades de crudo muerto entre 1 000 y 1 000 000 centipoises a condiciones de superficie (**Fernando R.D., 1993**).

El principal problema asociado a la alta viscosidad y densidad del crudo es la influencia que estos parámetros tienen sobre las pérdidas de producción. Además, la fricción generada

al nivel de bomba (entre rotor y estator) y la tubería (entre varillas y tubería) tiende a ser muy elevada, incrementando, en consecuencia, el requerimiento de torque y potencia para la operación del sistema.

En cuanto a las pérdidas de flujo, las mismas se traducen en una presión diferencial adicional a la presión hidrostática, alcanzando en muchos casos, rangos excesivos de levantamiento neto que afectan principalmente la presión de descarga de la bomba y en consecuencia, la presión diferencial a través de la misma. Por otra parte, esta presión adicional tiene su efecto sobre el torque y la potencia total requeridos por el sistema. Por tanto, en aquellos casos donde la viscosidad y la densidad del fluido se vuelvan parámetros críticos de diseño, debe tenerse especial cuidado en la selección de la capacidad de levantamiento de la bomba, la sarta de varillas y la potencia del motor, con el fin de garantizar el correcto desempeño del sistema. Entre los métodos comúnmente utilizados para reducir las pérdidas de flujo a través de la tubería de producción se tiene: Aislar térmicamente la tubería en las cercanías de la superficie en caso de que la temperatura ambiental externa sea muy baja, inyectar agua, químicos o diluyente para reducir la viscosidad del crudo. Esto se practica generalmente por encima de la descarga de la bomba para evitar el contacto entre los fluidos ajenos y el elastómero. Si se decide inyectar por debajo de la entrada de la bomba es necesario realizar una prueba de compatibilidad del fluido reductor de viscosidad y el elastómero (**Fernando R.D., 1993**).

Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas poseen algunas características únicas que les confieren ventajas al ser comparados con otros sistemas de producción artificial. Una de sus características más importantes es la alta eficiencia. Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas típicamente exhiben eficiencias de 50 o 60 % .

Algunas ventajas adicionales de los sistemas de cavidades progresivas incluyen:

- ▲ Habilidad para producir fluidos con alta viscosidad, grandes concentraciones de arena y altos porcentajes de gas libre.

- ▲ Ritmos internos bajos, lo cual limita la emulsificación de fluidos por agitación.
- ▲ No hay válvulas o partes reciprocantes que se puedan bloquear desgastar.
- ▲ Costos de energía y capital bajos.
- ▲ Instalación, operación y mantenimiento simples.
- ▲ Equipo superficial silencioso y de bajo perfil.
- ▲ Producción efectiva en profundidades hasta de 1 981 metros (6500 [pies]).
- ▲ Crudos con densidades de 5 a 42° API.
- ▲ Dado que es un sistema de bajo torque, es posible utilizar mecanismos mecánicos, hidráulicos y eléctricos de fondo de pozo. Además el manejo por varilla puede ser colocado incluso en un pozo vertical.

Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas tienen también algunas desventajas comparadas con otras formas de levantamiento artificial. Las de mayor importancia son aquellas referentes a la capacidad de bombeo, levantamiento y compatibilidad del elastómero. La siguiente lista resume las limitaciones actuales de aplicación y las mayores dificultades operacionales asociadas con los sistemas de bombeo de cavidades progresivas.

- ▲ Ritmos de producción limitados (máx.= 500 [m<sup>3</sup>/día]) y temperaturas de servicio (máx.=170° C).
- ▲ Sensibilidad a los fluidos del entorno (el elastómero puede deformarse o dañarse al ser expuesto a ciertos fluidos).
- ▲ Tendencia del estator a dañarse de manera permanente si opera seco incluso por periodos cortos de tiempo.
- ▲ Falta de experiencia en el diseño, operación e instalación del sistema.

Los sistemas de bombeo por cavidades progresivas representan el medio más económico y en algunos casos el único sistema de producción artificial si es configurado y operado adecuadamente (**Duna L.J. 1995**).

No obstante, el estator estándar de las bombas de cavidades progresivas esta hecho de elastómero y esta es la causa de la mayoría de sus limitaciones, las cuales son: Temperatura del fluido, contenido de gas o aromáticos, etc. Considerando las características anteriores y el potencial de mejoramiento de la aplicabilidad de las bombas de cavidades progresivas, se están realizando esfuerzos para desarrollar las PCM, el diseño de la versión en metal de las bombas de cavidades progresivas.



### **III.3.4.2. Sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC).**

En el contexto del principio básico de los sistemas artificiales de producción, los sistemas de bombeo electrocentrífugo, añaden energía en la tubería de producción por medio de un incremento de presión, generado a partir de una bomba operada por un motor eléctrico.

En 1911 el Ruso Armais Arutunnof inventó el primer motor eléctrico sumergible y fundó la compañía **REDA** lo cual significa: **R**ussian **E**lectric **D**ynamo **A**rutunnof.

Originalmente este sistema se diseñó para pozos de agua y posteriormente fue adaptado para pozos petroleros, siendo en 1927 cuando se instaló el primer equipo de Bombeo Electrocentrífugo en el campo de El Dorado cerca de Kansas, U.S.A. (**WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger**).

Los sistemas de bombeo electrocentrífugo constan de bombas centrifugas multietapas movidas por un motor eléctrico. La bomba y el motor normalmente se encuentran suspendidos de la tubería de producción, con el motor colocado debajo de la bomba y la bomba descargando directamente dentro de la tubería. La energía es suministrada al motor a través de un cable triple-conductor, el cual corre del motor a la superficie a través del espacio anular revestimiento-producción.

En una bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor rotatorio es convertida en energía de presión por el difusor. Cada conjunto de impulsor-difusor es llamado “etapa”. En una bomba multietapa, la descarga de una etapa es la entrada de la siguiente. De esta forma, un mayor número de etapas entregará una mayor presión. Obviamente, el ritmo de flujo de masa a través de las diferentes permanecerá sin cambios (**D. Stair Craig, 1998**)

## **Componentes del equipo de bombeo electrocentrífugo.**

### **Componentes subsuperficiales.**

**Motor eléctrico.** Colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable. Su diseño compacto permite introducirlo en la tubería de revestimiento y satisfacer grandes requerimientos de potencia, además de soportar altas torsiones en el arranque para después alcanzar su velocidad de operación. Los motores son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético, el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica y conductividad térmica para disipar el calor generado hacia la carcasa del motor. El calor es transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor; razón por la cual el aparejo no debe quedar por debajo del intervalo disparado. Pruebas de laboratorio indican que la velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 pie/seg para lograr un enfriamiento adecuado (A.A. Cesar, 2000).

Los requerimientos de amperaje pueden ir de 12 a 130 amperes y es posible lograr potencias mayores al aumentar la longitud de sección del motor. Cuando son sencillos, tienen 30 pies de largo aproximadamente y pueden desarrollar de 200 a 250 hp. Al integrarlos en “Tandem”, pueden desarrollar hasta 1000 hp con una longitud de hasta 100 pies. Un factor determinante en la selección del voltaje del motor es la profundidad del aparejo, debido a las pérdidas de voltaje en el cable y la reducción del amperaje requerido (A.A. Cesar, 2000).

**Protector.** También llamado sección sellante, esta localizado entre la bomba y el motor. Entre otras, su función principal es igualar la presión del fluido del pozo con la presión del fluido del motor a la profundidad que sea colocado el aparejo, además de evitar que el lubricante del motor sea contaminado con el fluido del pozo, conectar la carcasa de la bomba con la del motor y alojar un cojinete que absorba el empuje axial desarrollado por la bomba (A.A. Cesar, 2000).

**Separador de gas.** Es un componente opcional del aparejo que se construye de manera integral con la bomba, generalmente se coloca entre esta y el protector. Funciona como una entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. El uso de este dispositivo permite operaciones de bombeo eficientes en pozos gasificados y reduce los efectos del gas en la capacidad de carga de la bomba (A.A. Cesar, 2000).

**Bomba centrífuga sumergible.** Proporciona el incremento de presión necesario a los fluidos del pozo para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente. Las bombas centrífugas sumergibles, constan de múltiples etapas. Cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de la etapa determinará el volumen de fluido que pueda producirse y la presión o carga que el fluido genere dependerá del número de etapas. Por último, la potencia requerida dependerá del número de etapas (A.A. Cesar, 2000).

**Cable conductor eléctrico.** Es el medio por el cual, es transportada, desde la superficie, la energía eléctrica necesaria para impulsar al motor. Dicho conductor debe ser elegido de tal forma que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje del motor en el fondo del pozo, resista las temperaturas y presiones, y reúna las propiedades de aislamiento que imponen los fluidos producidos. Existen diferentes tamaños de cable, de configuraciones plana y redonda con conductores de cobre y aluminio. El voltaje y amperaje del motor, así como el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento, determinarán el tamaño del cable (A.A. Cesar, 2000).

El cable es fijado a la parte externa de la tubería de producción con flejes, al nivel del aparejo, es recomendable colocar flejes cada metro debido a que el mayor diámetro de esta sección corre el riesgo de dañarse durante las operaciones de instalación en el pozo. Por este motivo, se instalan protecciones adicionales llamadas guarda cable, a lo largo de esta sección la configuración del cable es plana y se le llama extensión de la mufa, dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de potencia para el suministro eléctrico.



**Figura 25.** Conexión Mufa-Motor. (WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

**Guía o centralizador.** Se utiliza para evitar que el equipo se vaya golpeando con las paredes de la tubería de revestimiento durante la instalación o cuando entre a un “liner”. Si existiera una obstrucción primero golpearía a la guía protegiendo así al sensor de fondo.

**Sensor de fondo.** Es una de las partes más importantes del sistema de bombeo electrocentrífugo ya que envía información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, tales como temperaturas y presiones las cuales se utilizan para determinar en que condiciones opera el equipo y así poder realizar alguna acción correctiva para mejorar la operación del sistema (WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

La información es enviada a través del cable de potencia como una señal digital, la cual es decodificada en superficie por una computadora para mostrar los valores y tendencias. Los parámetros que registra el sensor son: Presión de succión, temperatura de succión, temperatura del motor y aislamiento del cable (WCP Artificial Lift Systems, Schlumberger).

## **Ventajas y desventajas del bombeo electrocentrífugo sumergido.**

**Ventajas.** Es un sistema económico y efectivo para producir grandes volúmenes de fluidos bajo diferentes condiciones de operación a grandes profundidades. Es capaz de manejar gastos desde 200 hasta 60 000 bpd, en profundidades superiores a los 15 000 pies, también, se utiliza para producir fluidos con altas viscosidades y en el manejo simultáneo de aceite, gas y agua. Presenta su mejor desempeño al manejar líquidos únicamente. Sin embargo, al ser tolerante a cierto contenido de gas, su rango de aplicación puede ser ampliado (**A.A. Cesar, 2000**).

**Desventajas.** La profundidad de operación está limitada por las altas temperaturas y el rango de potencia del motor eléctrico; estas a su vez, determinan el tamaño del motor y las características del cable. Los requerimientos de potencia del motor, así como el número de etapas de la bomba, necesarias para el manejo de un alto volumen de fluidos, incrementan el costo inicial del sistema. El costo del cable es alto también, especialmente si requiere recubrimientos para que opere en entornos agresivos; las fallas en el cable y el motor son frecuentes y se deben principalmente a las altas temperaturas, corrosión, malos manejos, abrasión, altas RGA y a la liberación de gas encerrado en la bomba (**A.A. Cesar, 2000**).

## **Aplicación del bombeo electrocentrífugo en la producción de aceite pesado y extra-pesado.**

En general, la producción de aceite pesado y extra-pesado requiere más energía y capacidad de los equipos debido a la viscosidad de los fluidos. Este requerimiento adicional implica incrementos en los costos de operación. Por lo tanto, las técnicas de calentamiento como la inyección de vapor han sido aplicadas exitosamente en los métodos de producción artificial tales como el bombeo por cavidades progresivas (PCP) y el bombeo mecánico por varillas (SRP). Sin embargo, las técnicas de calentamiento no pueden ser utilizadas directamente en el bombeo electrocentrífugo sumergido (ESP) a causa del riesgo de falla en los motores al operar en condiciones de alta temperatura. Es por eso que en las instalaciones de bombeo

electrocentrífugo, se han utilizado técnicas “frías” de reducción de viscosidad. Uno de los métodos fríos de producción más exitosos es la inyección de diluyentes (**H. Aponte, 2001**).

### **Técnica de inyección de diluyentes en sistemas de bombeo electrocentrífugo sumergido.**

Esta técnica consiste en inyectar crudo de alta densidad API y mezclarlo con el crudo de baja densidad del yacimiento, y tiene como principal objetivo disminuir la viscosidad del fluido a producir. Inicialmente, el diluyente era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción. Dicha reducción implica un abatimiento en la presión de la cabeza del pozo y en la mayoría de los casos incrementa el ritmo de producción. Sin embargo, una nueva técnica, desarrollada en los campos del este de Venezuela, inyecta el diluyente en el fondo del pozo permitiendo un aumento en la presión de succión (**H. Aponte, 2001**).

La inyección de diluyente en el fondo del pozo puede ser realizada a través de tuberías capilares desde la cabeza del pozo, o simplemente inyectando diluyente dentro del espacio anular.

### **Inyección anular de diluyente.**

La inyección anular es recomendada en caso de que se presenten altas relaciones gas-aceite, crudos pesados o extra-pesados y/o un bajo nivel de fluidos. Generalmente la inyección anular de fluidos es aplicada cuando el equipo ya está operando. El principal objetivo es mejorar las condiciones de operación subsuperficiales mediante el incremento en el nivel de fluido.

Existen muchos efectos positivos del incremento del nivel de fluido, los más importantes son:

1. Mejora el nivel de bombeo operacional, debido a que lo aproxima al punto óptimo.

2. Reduce la presencia de gas dentro de la bomba, debido al incremento de la presión de succión.

Una bomba podría estar operando por debajo de su nivel óptimo a causa de un mal diseño, daño en el yacimiento o declinación. Las bombas que operan bajo estas condiciones representan casos típicos para aplicar esta técnica ya que la inyección anular de diluyente incrementa el fluido total de producción, mejorando el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido y aumentando el tiempo de vida útil del mismo (**H. Aponte, 2001**).

### **Inyección capilar de diluyente.**

Esta técnica esta basada en la inyección de diluyente a través de una pequeña tubería de  $\frac{3}{4}$  de pulgada llamada tubería capilar, la cual va unida al cable del motor de la cabeza al fondo del pozo terminando debajo de la succión de la bomba. La inyección capilar es recomendada en caso de que altas relaciones gas-aceite o aceite pesado o extra-pesado se presenten. La viscosidad del aceite se reduce dramáticamente si el diluyente se inyecta a un ritmo adecuado por debajo de la succión de la bomba. Desde luego, si el sistema opera con una baja viscosidad, los requerimientos de tamaño y potencia del equipo se ven reducidos en gran medida.

La inyección capilar de diluyentes debe ser tomada en cuenta al momento de diseñar, esto es, antes de que el equipo de bombeo sea instalado en el pozo. Puesto que la viscosidad se ve reducida, pueden ser usados menos factores de corrección para el diseño del bombeo, y como consecuencia, se requieren equipos de menor costo y tamaño (**H. Aponte, 2001**).

### **Inyección capilar en pozos estimulados con vapor.**

En vista de que los equipos de bombeo electrocentrífugo sumergido no pueden operar en ambientes con altas temperaturas, normalmente la inyección de vapor en pozos con este sistema de bombeo es prohibitiva. Sin embargo, se pueden obtener buenos resultados combinando la inyección de vapor con la inyección de diluyentes.

El proceso general es el siguiente:

1. Se lleva a cabo la inyección de vapor.
2. El pozo se cierra por algunos días.
3. Se coloca el equipo de bombeo ESP.
4. Se realiza una inyección anular de diluyente para reducir la temperatura.

Este procedimiento permite incrementar los ritmos de producción y la vida útil del equipo **(H. Aponte, 2001)**.



### **III.3.4.3. Bombeo Neumático (Gas Lift).**

El bombeo neumático es un sistema que consigue el levantamiento de fluidos por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta en el espacio anular. El gas pasa a la tubería de producción a través de válvulas instaladas en uno o varios puntos de inyección a lo largo de la tubería. El bombeo neumático se lleva a cabo por uno de los métodos siguientes (**Díaz Zertuche H.**):

- ▲ Bombeo Neumático Continuo.
- ▲ Bombeo Neumático Intermitente.

#### **Bombeo Neumático Continuo.**

Consiste en introducir un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción. El gas introducido aligera la columna de fluido provocando un diferencial suficiente en la cara de la formación, haciendo que el pozo produzca el gasto deseado.

Para realizar esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección mas profundo, sensible a la presión del gas de inyección disponible, junto con una válvula reguladora en la superficie. Este método se utiliza en pozos con alto índice de productividad y presión de fondo fluyendo relativamente alta (columna hidrostática del orden de 50 % o más en relación a la profundidad del pozo).

En este tipo de pozos, la producción puede ser del orden de 200 a 20 000 bpd a través tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular, se pueden llegar a obtener más de 80 000 bpd. El diámetro interior de la tubería de producción rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad, la presión de fondo fluyendo y las condiciones mecánicas sean las ideales (**Díaz Zertuche H.**).

**Bombeo Neumático Intermitente.** Consiste en producir de manera periódica un volumen de aceite impulsado por gas inyectado a presión. Dicho gas es inyectado desde la superficie al espacio anular por medio de un regulador para después pasar a la tubería de producción a través de una válvula colocada en la pared de la misma. Cuando la válvula abre, el fluido acumulado en la tubería de producción es impulsado hacia la superficie en forma de tapón o bache de aceite por la acción del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido solo una parte del volumen de aceite es recuperado, mientras que el resto cae nuevamente al fondo del pozo. Posterior al cierre de la válvula, transcurre un periodo de inactividad aparente en el cual la formación continúa aportando fluidos al pozo, hasta que se acumula cierta cantidad de aceite con la que se inicia un nuevo ciclo.

En el bombeo neumático intermitente, el gas es inyectado a intervalos regulares de tal forma que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que esta produciendo la formación (**Díaz Zertuche H.**).

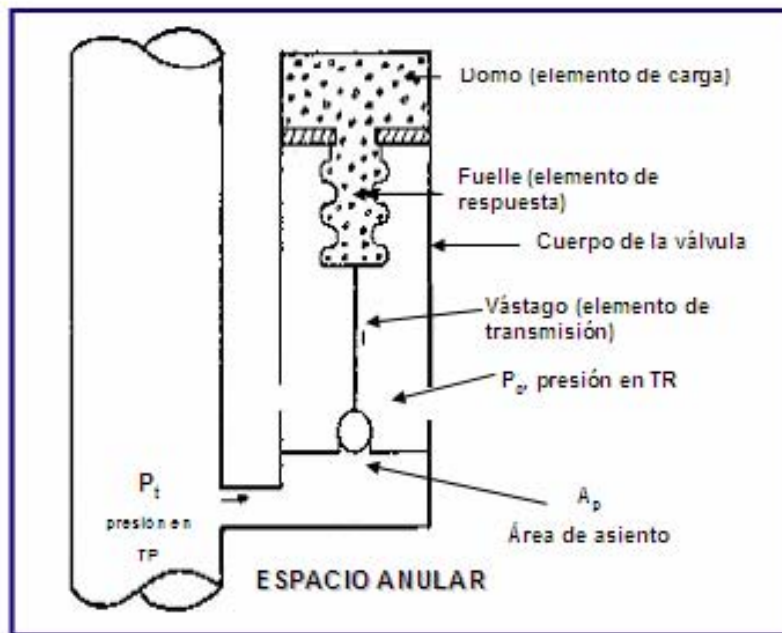
#### **Mecanismo de las válvulas sub superficiales del bombeo neumático.**

Los fabricantes han dividido en categorías a las válvulas de bombeo neumático dependiendo de que tan sensibles sean a la presión a que son expuestas al actuar en la tubería de producción o en la de revestimiento. Específicamente, por el efecto que tiene la presión sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad esta determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada del gas.

Normalmente la presión a la que se expone una válvula esta determinada por el área del “asiento” de la misma. Cuando el área del elemento de respuesta es grande comparada con el asiento de la válvula, éste es relativamente insensible a la presión en la tubería de producción; debido a esto, el efecto de la columna de liquido en la tubería de producción es pequeño (**Díaz Zertuche H.**).

**Componentes de las válvulas.** Una válvula de bombeo neumático esta compuesta por:

- ▲ Cuerpo de la válvula.
- ▲ Elemento de carga (gas, resorte o combinación).
- ▲ Elemento de respuesta a la presión (fuelle, diafragma o pistón).
- ▲ Elemento transmisor (diafragma o vástago de metal).
- ▲ Elemento medidor (asiento u orificio).



**Figura 26.** Componentes de las válvulas de bombeo neumático (**Diaz Zertuche. H.**).

**Clasificación de las bombas de bombeo neumático.** Las válvulas de bombeo neumático se clasifican en:

1. **Válvulas desbalanceadas.** Tienen un rango de presión limitado por una presión de apertura y por una presión inferior de cierre, el cual es determinado por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, abren a una presión determinada y cierran a una presión menor.

2. **Válvulas balanceadas (operadas por presión en la tubería de revestimiento).**  
Este tipo de válvula no opera bajo la influencia de la presión en la tubería de producción cuando se encuentra en posición cerrada o abierta. La presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle todo el tiempo, esto significa que la válvula abre y cierra a una misma presión (presión de domo).
  
3. **Válvulas para bombeo neumático continuo.** Estas válvulas deberán ser sensibles a la presión en la tubería de producción cuando esta en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la tubería de producción. Al caer la presión, la válvula empezará a regular el cierre para disminuir el paso del gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula regula la apertura, momento en el cual se incrementa el flujo de gas a través de la misma. Dicha respuesta mantiene estabilizada la presión en la tubería de producción o tiende a mantenerla constante.
  
4. **Válvulas para bombeo neumático intermitente.** Este tipo de bombeo puede llevarse a cabo con cualquiera de las válvulas existentes para bombeo neumático, pero estas deben ser diseñadas de acuerdo a las características y condiciones de trabajo del pozo. Existen dos tipos de bombeo neumático intermitente:
  - ▲ **Bombeo neumático intermitente con punto único de inyección.** Todo el gas necesario para subir el bache de aceite se inyecta a través de la válvula operante.
  
  - ▲ **Bombeo neumático intermitente con punto múltiple de inyección.** La expansión de gas actúa sobre el bache de aceite empujándolo hacia una válvula posterior por medio de otra válvula que se encuentra inmediatamente debajo del bache. La válvula que se encuentra abajo actúa como la válvula de operación.

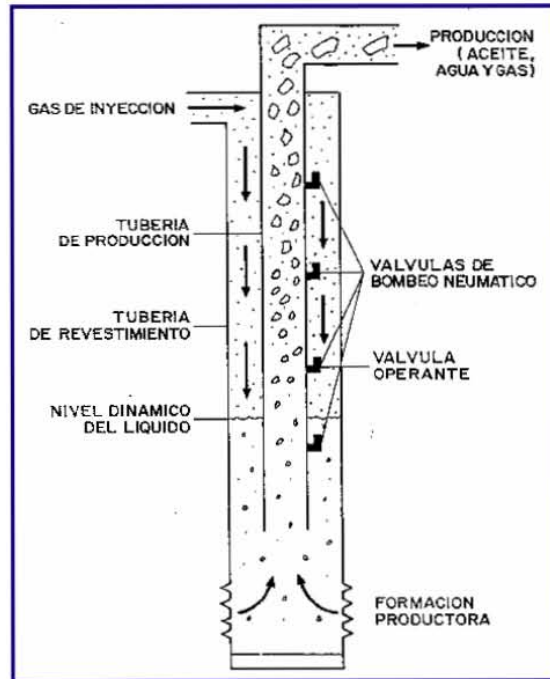
No es necesario que todas las válvulas en la sarta de producción estén abiertas todo el tiempo que se aplica este tipo de bombeo. El número de válvulas abiertas va a depender del tipo de válvula utilizada, del diseño del bombeo neumático y en si de toda su configuración.

### **Clasificación de las instalaciones de Bombeo Neumático.**

El tipo de instalación esta condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de bombeo neumático continuo, dependiendo de la presión de la tubería de producción; o bien, pueden tener un asiento muy amplio y suministrar un volumen de gas rápidamente a la misma para desplazar el bache de líquido para el caso del bombeo neumático intermitente.

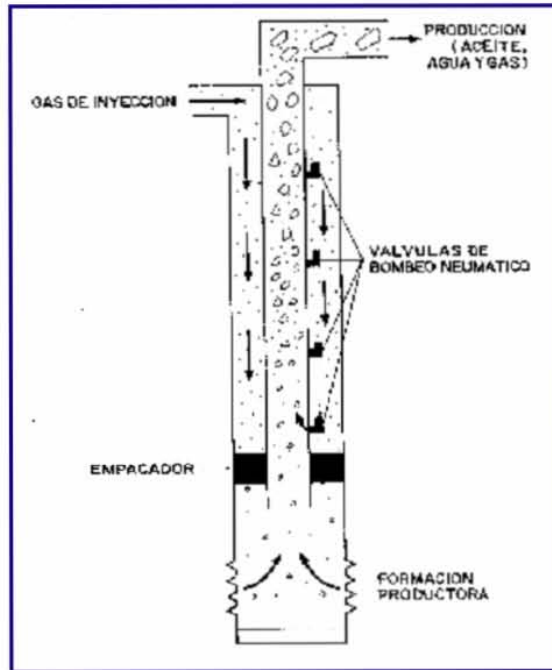
Las características del pozo, el tipo de terminación, así como la posible producción de arena y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación. Para determinar el tipo de instalación inicial a utilizar, se debe decidir en función del comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento en la presión de fondo fluyendo y el índice de producción. Existen 3 tipos de instalaciones de bombeo neumático (**Díaz Zertuche H.**).

**Abierta.** El aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular y los fluidos contenidos en la tubería de producción son desplazados. Esto permite la comunicación entre las tuberías de revestimiento y producción, de modo que esta instalación queda restringida a pozos con buenas características y que presenten un nivel alto de fluido que forme un sello o tapón. Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con bombeo neumático continuo.



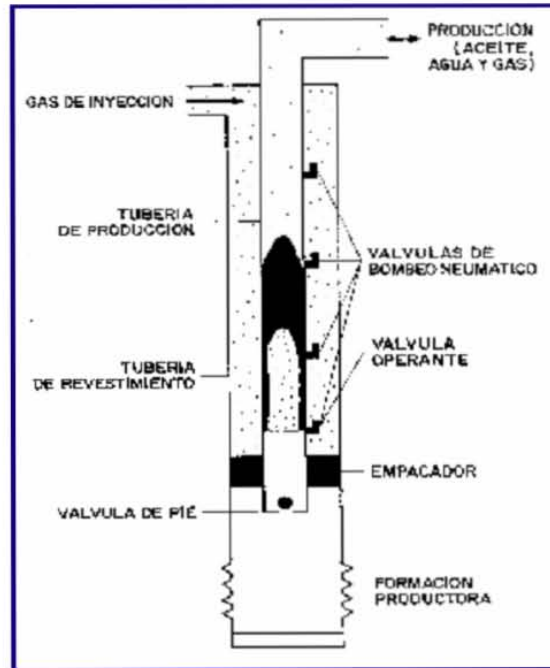
**Figura 27.** Instalación abierta (Díaz Zertuche H.).

**Semicerrada.** Similar a la instalación abierta, adiciona un empacador que sirve de aislante entre la tubería de producción y la de revestimiento. Este tipo de instalación puede utilizarse tanto para bombeo neumático continuo como para intermitente. Para este último caso, el empacador aísla a la formación de la presión que se tenga en la tubería de revestimiento. Sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación.



**Figura 28.** Instalación semicerrada (Díaz Zertuche H).

**Cerrada.** Similar a la instalación semicerrada, se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque dicha válvula normalmente se coloca en el fondo del pozo, puede ser colocada inmediatamente debajo de la válvula operante. La válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación



**Figura 29.** Instalación cerrada (Díaz Zertuche H.).

### **Nuevas teorías para el levantamiento de aceite pesado de baja densidad API.**

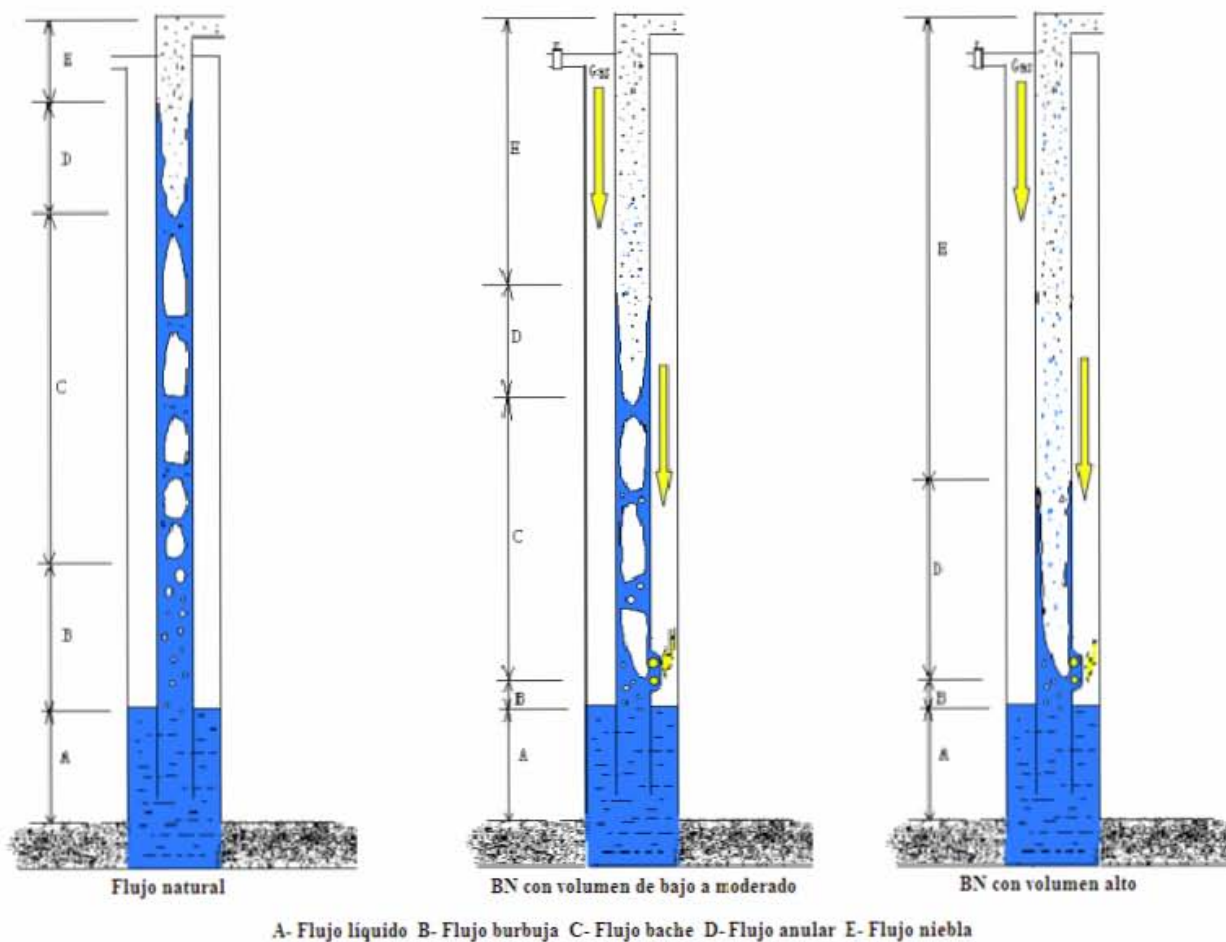
A excepción de cuando es producido por bombeo neumático, la configuración del fluido y el régimen de flujo del aceite pesado a lo largo del pozo, se mantienen constantes al usar métodos artificiales. Cuando el volumen del gas es 3 o 4 veces el volumen del líquido, el régimen de flujo del fluido se torna en flujo bache, además, las bajas relaciones gas-aceite del aceite pesado, mantienen el proceso completo de levantamiento con una mezcla de líquido y burbujas.

Algunos estudiosos del tema consideraron los regímenes de flujo del bombeo neumático iguales a los de un flujo natural. Sin embargo, esta opinión puede no concordar con la experiencia actual de producción en campo.

Para el bombeo neumático, el gas entra en la tubería de producción a través de una válvula y se mezcla con los fluidos del yacimiento. Cuando el ritmo de entrada de gas es alto, romperá la continuidad primaria del fluido en gotas muy pequeñas provocando un régimen de flujo anular. Sumado a esto, si la velocidad de flujo del gas es suficiente, el esfuerzo



cortante entre las burbujas y la película del fluido se incrementará para convertirlos en niebla. En otras palabras es totalmente posible formar un flujo niebla en el bombeo neumático. Bajo este régimen es posible reducir en gran medida la densidad del fluido mezclado así como su viscosidad mejorando las condiciones de flujo en el pozo.



**Figura 30.** Regímenes de flujo presentes en el bombeo neumático (Hong'en D. et. al., 2005).

De acuerdo a la teoría general, en el levantamiento de aceite pesado con baja densidad API, el aceite pesado y el agua son severamente emulsificados cuando la entrada del agua va del 60 al 85 %. Se cree que la emulsificación se presenta en el pozo durante el bombeo neumático, de tal forma que se necesita más energía para levantar el fluido del pozo a la cabeza del mismo. No obstante, la experiencia de campo en la producción ha probado que

no ocurren fenómenos de emulsificación al aplicar este sistema de producción (**Hong'en D. et. al., 2005**).

Incluso, aunque el agua y el aceite son emulsificados en los pozos bajo el efecto de la alta velocidad de flujo del bombeo neumático, la fase primaria se rompe para dar lugar a una nueva fase. Se puede decir que tanto el flujo en el pozo como el flujo del fluido a través del medio poroso están en transición. Además, el régimen de flujo de cada punto a lo largo del pozo es diferente.

Al “levantar” aceite crudo con una entrada de agua considerable, la emulsificación puede ser mayor al aplicar métodos artificiales de producción con bombas de varillas (bombeo mecánico, bombas de cavidades progresivas) o sin varilla (bombas eléctricas sumergibles y bombas hidráulicas) que con el bombeo neumático. Desde el punto de vista tradicional el bombeo neumático puede no ser adecuado para producir aceites pesados o extra pesados.

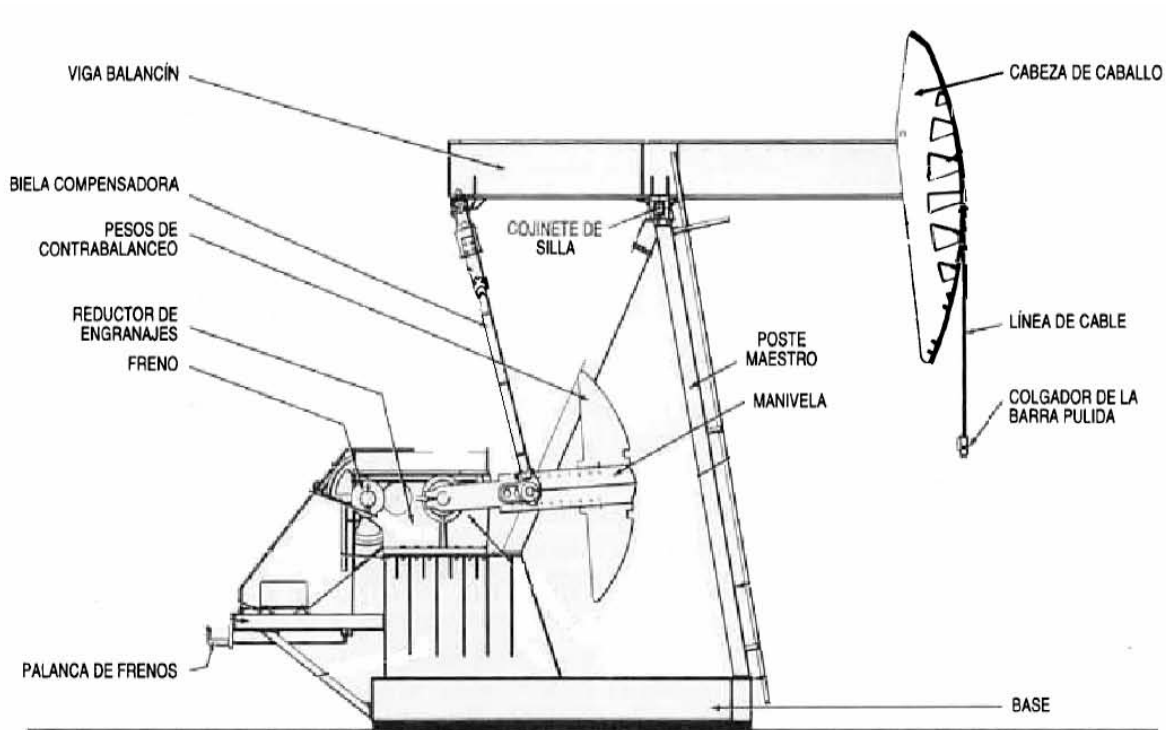
Debido a la inyección continua de gas, la presión se incrementa en la tubería de producción y una cantidad de gas natural se disuelve en el aceite crudo, entonces, una parte se convierte en espuma de aceite después de disolver gas. La densidad de la mezcla disminuye y la presión de descarga también. De esta forma la fluidez de la mezcla y las condiciones del levantamiento son mejoradas y el aceite pesado y extra pesado es producido exitosamente (**Hong'en D. et. al., 2005**).

### III.4.4. Bombeo mecánico.

También conocido como “Sucker Rod Pumping” (SRP), es un sistema artificial de producción en que el movimiento del equipo subsuperficial es originado en la superficie y transmitido al fondo del pozo por medio de varillas de succión. Este es el sistema más ampliamente utilizado en pozos someros y de profundidad media.

#### Descripción del equipo de bombeo mecánico.

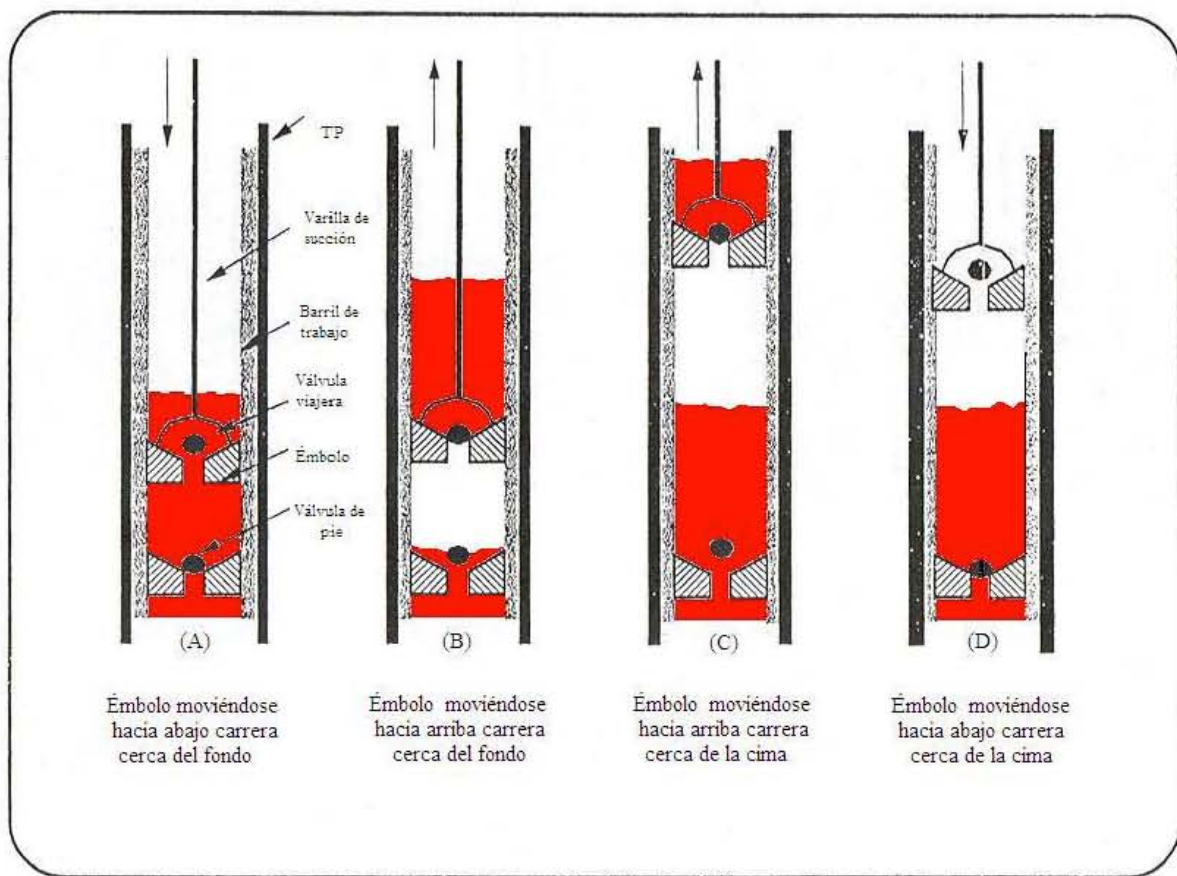
La figura ilustra los componentes principales de un sistema de bombeo mecánico.



**Figura 31.** Sistema de bombeo mecánico (American Internacional Pumps)

**Bomba subsuperficial.** Su objetivo principal es admitir el fluido de la formación dentro del aparato de producción y llevarlo a la superficie y esta integrada por los componentes descritos en la figura siguiente. La bomba lleva a cabo su función al completar un ciclo de bombeo, el cual consiste en lo siguiente (León A. 1999):

- A. El émbolo se desplaza hacia abajo dentro de la bomba casi al final de su carrera descendente. Mientras esto sucede, el fluido en la tubería de producción, es soportado por la válvula de pie y conforme el émbolo avanza, pasa a través de la válvula viajera, hacia el barril de trabajo.
- B. Al final de la carrera descendente, el émbolo comienza un movimiento ascendente. La válvula viajera se cierra debido al peso de la columna de fluidos dentro del barril de trabajo y la válvula de pie abre permitiendo la entrada de fluidos de la formación.



**Figura 32.** Ciclo de bombeo mecánico (León A. 1999).

- C. Al llegar cerca de la cima, los fluidos que viajan dentro del barril de trabajo son descargados a la línea de producción. Simultáneamente, la válvula de pie permanece abierta permitiendo la entrada de fluidos a la bomba.
- D. El émbolo comienza un movimiento descendente, cerrando la válvula de pie debido al incremento de presión resultado de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas viajera y de pie. La válvula viajera permanece abierta. Cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

**Sarta de varillas de succión.** La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento y la potencia de bombeo superficial, a la bomba subsuperficial. También es importante mencionar a la sarta de tuberías de producción, dentro de cual que operan las varillas y son llevados a la superficie los fluidos bombeados (**León A. 1999**).

**Equipo superficial de bombeo mecánico.** Transmite la energía del motor principal a la sarta de varillas de succión. Para lograrlo, debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a uno reciprocante en las varillas de succión y reducir la velocidad del motor principal a una adecuada para el bombeo. La reducción de velocidad se logra con un reductor de engranes (**León A. 1999**).

**Motor principal.** Su función es proporcionar energía mecánica para ser transmitida a la bomba y así elevar los fluidos. El motor principal seleccionado, deberá tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado desde el nivel de trabajo de fluido en el pozo hasta la superficie. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna (gas natural o diesel) o un motor eléctrico (**León A. 1999**).

La selección del tipo de motor principal, dependerá de los recursos locales, suministro y costo del combustible. Por otra parte, la capacidad de mantenimiento y la existencia de personal experimentado jugarán un papel importante en la selección.

Al igual que otros sistemas artificiales de producción, el bombeo mecánico por varillas de succión, presenta ventajas y desventajas.

**Ventajas.** Fácil diseño, movilidad, compatibilidad con agujeros reducidos, flexibilidad en el manejo de diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo al declinar la producción, manejo de aceites con alta viscosidad y operación a altas temperaturas.

**Desventajas.** Requerimientos de espacio y exceso de peso para aplicaciones costa afuera, manejo de sólidos limitado, no opera a grandes profundidades.

### **Uso de “portadores” de calor para la producción de aceites viscosos.**

En busca de mejorar el rendimiento de sistemas tales como el bombeo mecánico por varillas de succión en aplicaciones de aceites viscosos, se han desarrollado sistemas de fondo de pozo que proveen calor distribuyéndolo a lo largo de la tubería de producción. El calor generado mantiene la temperatura y la viscosidad del aceite producido en un rango de valores aceptable para los sistemas de producción artificial utilizados. Esto permite el incremento del ritmo de producción y minimiza los costos operativos debido a las intervenciones de pozos.

La fricción producida por el fluido de circulación a través del espacio anular entre la tubería de producción y las varillas de succión, y la reducción constante de la temperatura, genera la ruptura de las varillas en sistemas de cavidades progresivas (PCP), así como flotación y en algunos casos la ruptura de varillas de succión en sistemas de bombeo mecánico.

La pérdida de calor experimentada por el fluido mientras avanza hacia la superficie por la tubería de producción, es perjudicial debido a que causa un incremento en la viscosidad, precipitación de parafinas, incrustaciones, asfáltenos, estabilización de las emulsiones, etc. Todas estas condiciones, disminuyen la productividad del pozo e incrementan los costos operativos al surgir gastos por limpieza de pozos, pesca de varillas, etc.

La temperatura del fluido del yacimiento decrece a causa de la expansión de la fase gaseosa, radiación, conducción y convección de calor del fluido a la formación circundante, entrada de agua, y vaporización de los componentes ligeros del fluido. La reducida área transversal entre la tubería de producción y las varillas de succión así como la alta viscosidad de los fluidos producidos es lo que causa las fallas de las varillas de succión.

El calentador de fondo es un sistema trifásico con conexión a tierra y el elemento calentador es un cable de circuitos paralelos. El calentador esta rodeado por una cubierta metálica y una camisa de polímero para asegurar su integridad. Este “portador” de calor es instalado en la parte externa de la tubería de producción fijado a la misma con correas, de una manera similar a la que se sujeta el cable en el bombeo electrocentrífugo sumergido **(Elfo A., 2001)**.

En conclusión, el calentamiento genera los siguientes beneficios.

1. Es posible producir pozos con arena y aceite viscoso sin las inevitables fallas de los sistemas de levantamiento.
2. Es un sistema apropiado para eliminar simultáneamente los problemas que representan los depósitos incrustaciones y parafinas.
3. Es económicamente rentable.
4. Su compatibilidad lo hace muy atractivo en comparación con otras alternativas.

## **CAPÍTULO IV. EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO EN MÉXICO.**

### **IV.1. Proyecto “Campeche Oriente”.**

#### **IV.1.1. Introducción.**

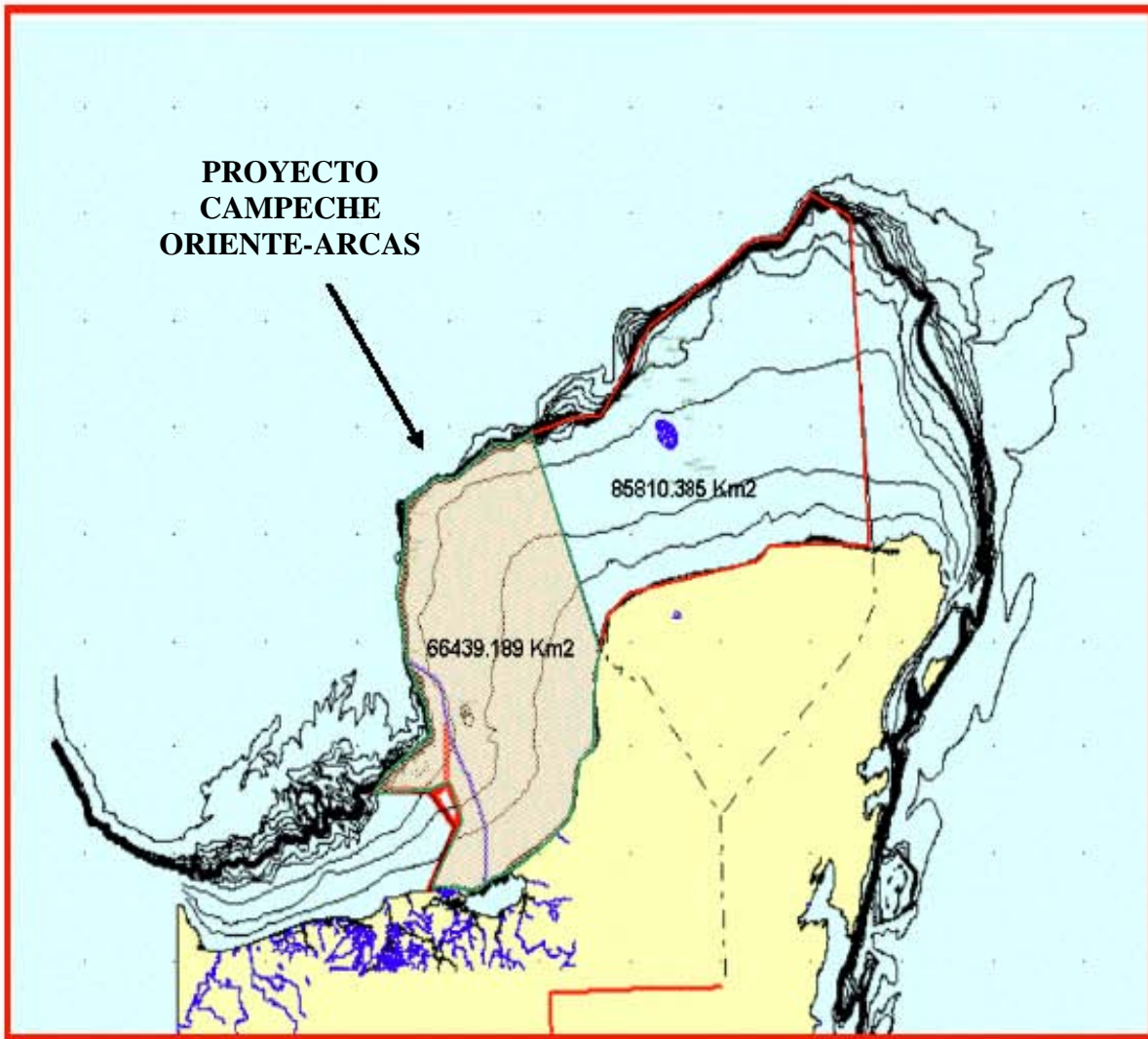
El proyecto Campeche Oriente tiene como objetivo principal incorporar nuevas reservas de aceite pesado, ligero y gas, mediante la interpretación de información geológica-geofísica y la perforación de pozos exploratorios en rocas del Jurásico Superior Oxfordiano, Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico Inferior, Cretácico Medio, Brechas del Paleoceno-Cretácico Superior, Paleógeno y Neógeno, en tirantes de agua hasta 500 metros. Así como comprobar la existencia del sistema petrolífero y descubrir una nueva provincia petrolera hacia el área de Arcas **(PEP, RMN, 2005)**.

#### **IV.1.2. Localización.**

El proyecto Campeche Oriente, se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, en aguas territoriales del estado de Campeche. Limita al norte y al poniente con la isobata de 500 metros, mientras que al sur, está limitado por el proyecto Campeche Poniente y por la línea de costa de los estados de Campeche y Tabasco. Considerando la anexión de la porción de arcas, se ha reconfigurado el área para cubrir una superficie de 66 439.189 km<sup>2</sup>, que incluye, 9 000 Km<sup>2</sup> del proyecto original formando parte de la provincia geológica de Coatzacoalcos.

Los trabajos relacionados con el proyecto se efectúan en la plataforma continental del Golfo de México, y su manejo administrativo se realiza desde Ciudad del Carmen, Campeche. De lograr incorporar los recursos de hidrocarburos que se pretenden evaluar, los efectos repercutirán en todo el país, ya que se dispondría de una mayor oferta nacional de hidrocarburos **(PEP, RMN, 2005)**.





**Figura 33.** Localización del proyecto Campeche Oriente – Arcas (PEP, RMN, 2005).

#### **IV.1.3. Justificación**

Dentro del Plan de Negocios 2002-2010, Campeche Oriente forma parte de una de las estrategias básicas de PEP, que busca realizar inversiones para integrar una cartera de proyectos exploratorios más amplia y de mejor calidad, para incrementar el ritmo de restitución de reservas, principalmente de aceite pesado que es el tipo de hidrocarburo que se encuentra en el área (PEP, RMN, 2005).

#### **IV.1.4. Antecedentes**

La exploración en la Sonda de Campeche se inició en 1970 con la adquisición de sísmica bidimensional (2D) y la perforación del pozo Chac-1 en 1976. Al dividirse la Región Marina en las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste, se generaron proyectos en ambas regiones, surgiendo así, el Proyecto Campeche Oriente, dentro de la Región Marina Noreste.

Los trabajos en el área de Arcas empiezan en 1975 con la adquisición de información sísmica bidimensional (2D), siendo el prospecto Canek (1992) el más reciente. A la fecha, el área de Arcas se encuentra cubierta con sísmica 2D de pobre a regular calidad, cuenta con estudios magnetométricos y solamente se tiene cubierta la parte occidental del proyecto con gravimetría.

La estrategia regional busca confirmar la presencia de hidrocarburos, principalmente aceite pesado e incrementar el conocimiento de una amplia zona económica exclusiva del Golfo de México, el cual contribuya en la identificación y confirmación de posibles estructuras con presencia de hidrocarburos en áreas frontera, de tal forma que la Región Marina Noreste pueda incrementar el porcentaje de restitución de la reserva producida en los campos de la región, a fin de garantizar la continuidad del negocio **(PEP, RMN, 2005)**.

#### **IV.1.5. Reservas**

Las metas de incorporación de reservas históricas para el proyecto se circunscriben a los años 2003 con 99.8 MMbpce, 2004 con 187.8 MMbpce y al mes de Septiembre 2005 se tiene evaluado un volumen original 3p de 4 861 MMb de crudo y 764 MMMpc de gas (cifras preliminares) **(PEP, RMN, 2005)**.

#### **IV.1.6. Estudio de mercado**

De acuerdo a los estudios de la Secretaría de Energía, la demanda energética del país se centra principalmente en los hidrocarburos. La producción de petróleo crudo ha tenido y se espera mantenga un superávit que permita satisfacer la demanda interna y exportar un volumen considerable que aporte divisas al país.

El consumo nacional de petróleo crudo en los últimos 10 años ha crecido en 13 por ciento, si se mantiene esta tendencia, la tasa estimada requerida de crecimiento de la producción para el periodo 2002-2011 será de 18 por ciento y la disponibilidad de crudo para exportación podría representar cerca del 60 por ciento de la producción para el año 2011.

En este contexto, la reserva que es extraída por la producción debe ser restituida por la incorporación que puedan aportar proyectos de inversión como Campeche Oriente, el cual forma parte de la respuesta de PEMEX a las expectativas de demanda interna y a los compromisos de exportación **(PEP, RMN, 2005)**.

#### **IV.1.7. Descripción del proyecto**

A la fecha, Campeche Oriente ha sido un proyecto de infraestructura económica encaminado a la incorporación de reservas en la Sonda de Campeche, área en la cual, se ha establecido producción comercial de hidrocarburos. Por lo que actualmente, se encuentra en la segunda etapa de la cadena de valor de PEP. Con la incorporación del área Arcas en abril del 2005, Campeche Oriente integrará un área de evaluación del potencial petrolero por no haberse establecido en ella producción comercial de hidrocarburos, y que por tal motivo se encuentra en la primera etapa de la cadena de valor **(PEP, RMN, 2005)**.

## **IV.1.8. Descripción geológica del proyecto.**

### **IV.1.8.1. Sistema Petrolero**

Con el conjunto de estudios realizados a la fecha y los pozos perforados se tiene conocimiento de los siguientes elementos:

1. El subsistema generador consiste de carbonatos arcillosos de edad Tithoniano.
2. Las rocas almacenadoras son calcarenitas y areniscas del Terciario, las brechas de edad Cretácico Superior y dolomías de edad Cretácico, carbonatos y bancos oolíticos del Jurásico Superior Kimmeridgiano y arenas del Jurásico Superior Oxfordiano.
3. El sello lo constituyen lutitas del Terciario, lutitas del Tithoniano, evaporitas del Oxfordiano, así como la sal del Calloviano.
4. La formación de las trampas se supone fue en el Mioceno Temprano-Medio para los plays Terciario, Brecha Cretácico, Cretácico, Kimmeridgiano y Oxfordiano.
5. La generación y migración de los hidrocarburos tuvo lugar del Mioceno Tardío al Reciente.
6. El tipo de yacimiento esperado es aceite pesado y gas en sedimentos del Neógeno, aceite pesado y aceite ligero para el Paleógeno, aceite pesado en las Brechas carbonatadas del Cretácico Superior, aceite pesado para el Jurasico Superior Kimmeridgiano y aceite ligero para el Jurasico Superior Oxfordiano.
7. Los principales problemas por resolver son la identificación y distribución de la roca almacén y la efectividad del sello a nivel Neógeno y Paleógeno. Para el Cretácico se tiene el problema de la calidad de la roca generadora y su sincronía y

migración, en Jurasico Superior se tiene la incertidumbre en la distribución de la roca almacén.

En términos generales, en el área existe sincronía entre la formación de las trampas y la generación, migración, entrapamiento y preservación de los hidrocarburos. En los yacimientos, estas estructuras son comúnmente anticlinales, anticlinales contra fallas, trampas contra cuerpos salinos o bien combinación de éstas. A corto plazo, se espera incorporar reservas en trampas enteramente estratigráficas.

Los plays del Terciario, Cretácico, Kimmeridgiano y Oxfordiano del área noroeste del proyecto Campeche Oriente son muy atractivos, ahí se han bosquejado estructuras a nivel Mesozoico que se encuentran en tirantes de agua que fluctúan entre 200 y 500 m, así como estructuras terciarias asociadas a domos arcillosos y salinos en la Cuenca de Macuspana Marina, las cuales son definidas por “roll over” y por superficies discordantes en tirantes de agua que alcanzan los 20 m (PEP, RMN, 2005).

#### **IV.1.9. Riesgos asociados a la ejecución del proyecto:**

Dado que el Proyecto Campeche Oriente – Arcas se desarrolla en tres etapas del proceso exploratorio, se describen los riesgos inherentes a cada una de ellas (PEP, RMN, 2005).

El éxito de la etapa de evaluación del potencial, para el área de Arcas y play hipotético Terciario está en función de los eventos siguientes:

1. Presencia de todos los elementos del sistema petrolero.
2. Dominio de la tecnología de perforación en aguas profundas.
3. Mantenimiento de la estrategia exploratoria.

Para la etapa de incorporación de reservas se deberá prestar especial atención en los siguientes aspectos:

1. Tecnologías para la extracción de aceite pesado.
2. Precios atractivos de los hidrocarburos.
3. Conocimiento y aplicación de tecnología de punta adecuada.
4. Condiciones climatológicas benignas.
5. Programación y ejecución efectiva de las actividades.

Para la etapa de delimitación de campos el éxito dependerá de la ejecución de los siguientes aspectos además de los citados para la etapa de incorporación de reservas:

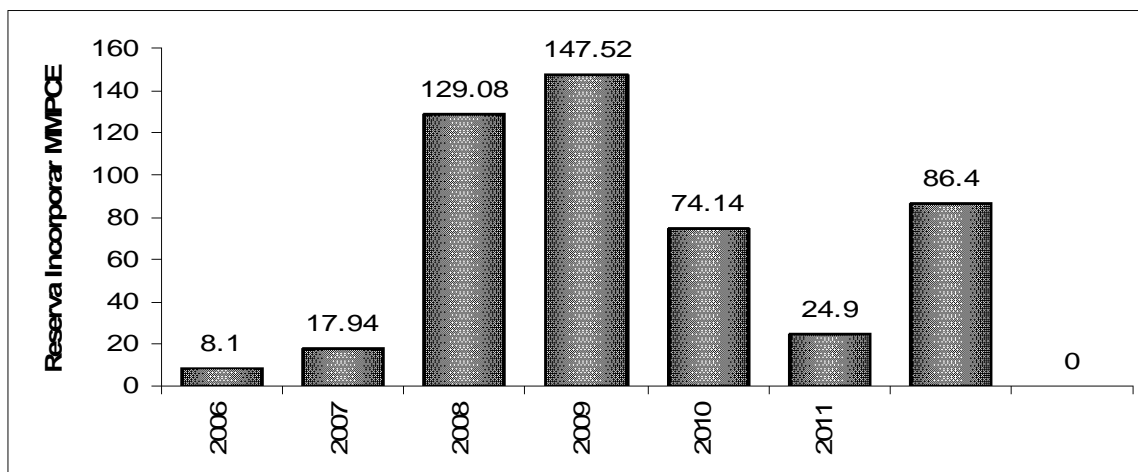
1. Diseño óptimo de pozos que puedan incorporarse al desarrollo.
2. Aceptación de la necesidad y beneficios de esta etapa
3. Adquisición de información adecuada en pozos exploratorios

#### **IV.1.10. Beneficios del proyecto.**

La realización de este proyecto permitirá evaluar el potencial petrolero de la zona, con lo que se espera se pueda incorporar una reserva de 488.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual constituye los beneficios evaluados del proyecto. De resultar productores los pozos en el área de Arcas, se abrirán las expectativas exploratorias y de recursos para un área nueva de grandes dimensiones.

Las condiciones naturales en el proyecto han sido desfavorables para el tipo de hidrocarburos encontrados a la fecha; al ser muy pesados, se vuelven poco atractivos económicamente; sin embargo, la problemática actual y la escasez de recursos más ligeros han llevado a evaluar el potencial de este tipo de hidrocarburos y buscar nuevas alternativas de explotación y comercialización de los mismos, sin perder de vista que al ser un área muy grande, puedan existir zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos más

ligeros, a lo cual se enfocará la actividad exploratoria en los próximos años. De resultar exitoso el proyecto, el posible perfil a incorporar sería el siguiente (PEP, RMN, 2005):



**Figura 34.** Perfil de reservas a incorporar a partir del proyecto Campeche Oriente-Arcas (PEP, RMN, 2005).

#### IV.1.11. Conclusiones.

- ▲ La estrategia regional, busca confirmar la presencia de hidrocarburos, principalmente aceite pesado, de tal forma que la Región Marina Noreste pueda incrementar el porcentaje de restitución de la reserva producida, a fin de garantizar la continuidad del negocio.
- ▲ Dar respuesta a las expectativas de crecimiento de la demanda interna planteadas por la Secretaría de Energía.
- ▲ La sísmica 3D que se adquirirá, permitirá:
  - Reducir la incertidumbre y acotar el riesgo exploratorio.
  - Definir con mayor precisión las dimensiones y tipo de trampas.
  - Definir las probables rocas almacenadoras.
  - Mantener e incrementar la cartera de proyectos y la incorporación de las reservas.

## CAPÍTULO V. CASOS HISTORICOS EN EL MUNDO Y PROPUESTAS DE EXPLOTACIÓN EN MÉXICO.

### V.1. California, EUA –Produciendo por mas de un siglo-.

A fines del año 1800, los pobladores descubrieron yacimientos de petróleo pesado y brea perforando yacimientos cercanos a la superficie. Tres de los seis campos gigantes de California son campos de petróleo pesado: Midway-Sunset, Kern River, y South Belridge, los cuales han producido más de 1 000 MMbbl cada uno. El campo Kern River, ubicado cerca de Bakersfield, California, se descubrió en 1899 cuando un pozo descubridor cavado a mano encontró petróleo a 13 m de profundidad. El campo mide aproximadamente 10 Km. de largo por 6.4 Km. de ancho, y produce petróleo pesado de la formación Kern River, de edad Miocena a Pleistocena.

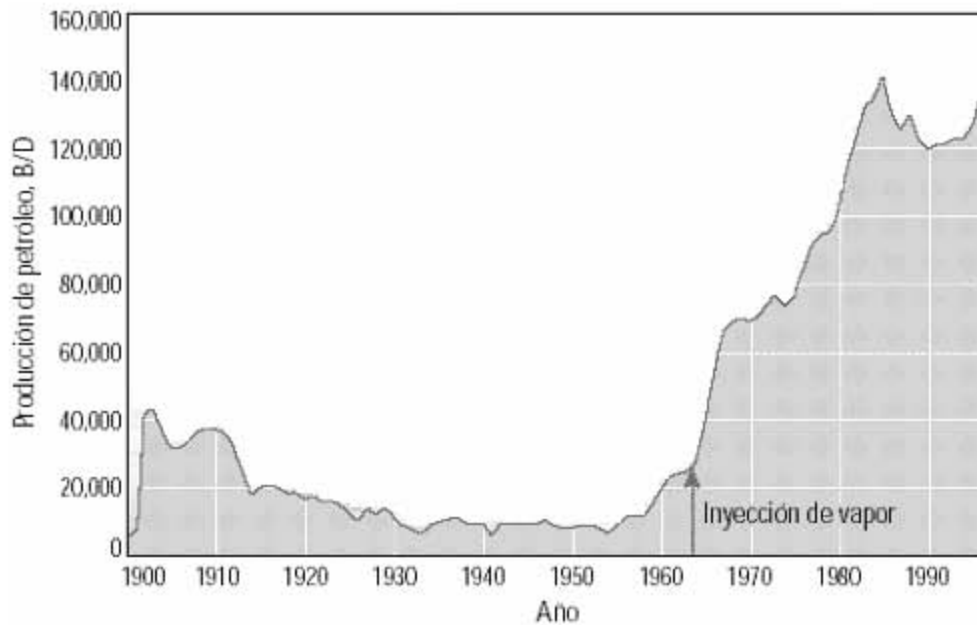


**Figura 35.** Localización del campo Kern River (Carl Curtis et al., 2002).

Las areniscas de la formación Kern River tenían una saturación inicial promedio de aceite de 50 %, una porosidad promedio de 31 %, y permeabilidades de 1 a 10 Darcies. El campo contenía alrededor de 4 000 MMbbl de aceite original. Sin embargo, la densidad (10 a 15 ° API) y la viscosidad (500 a 10000 cp), combinadas con las bajas temperaturas y la presión inicial del yacimiento, dieron como resultado una baja recuperación primaria. La



producción del campo Kern River alcanzó un pico de casi más de 40 000 bpd a principios del año 1900.



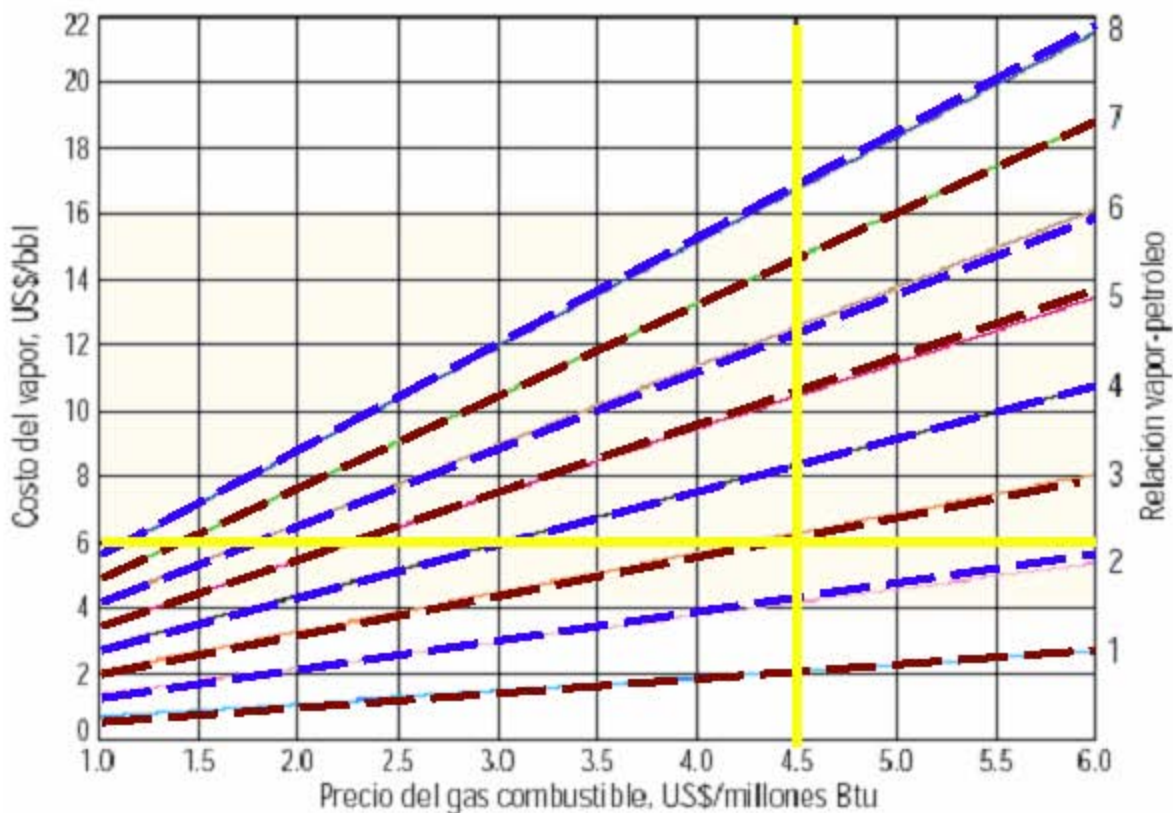
**Figura 36.** Historia de producción del campo Kern River (Carl Curtis et al., 2002).

El pobre comportamiento del yacimiento y la baja demanda del crudo pesado causaron que los niveles de producción declinaran. Fue hasta principios de la década de los 50's, que aparecieron mejores técnicas de refinación de petróleo pesado, además, la llegada de calentadores de fondo a mediados de la década aumentó la producción. Por otra parte, los experimentos con inyección de vapor a principios de la década de los 60's permitieron corroborar el potencial de los métodos de recuperación térmicos.

El crudo del campo Kern River responde muy bien al calor; la viscosidad de 12 000 cp a 32° C (T. Yacimiento), se reduce a 20 cp a 128 ° C (T. Inyección). En 1973, el 75 % de la producción del campo Kern River provenía de proyectos de desplazamiento por vapor de agua.

El crecimiento proyectado para la producción del campo requiere un manejo eficiente del calor. La relación vapor-petróleo (Steam Oil Relation), definida como el número de barriles de vapor, en términos de agua fría equivalente (Cold Water Equivalent), requerido para

producir un barril de aceite, es un factor de importancia al evaluar la eficiencia de la recuperación. Dicha relación y el costo asociado a la generación de vapor afectan directamente a la rentabilidad del proyecto.

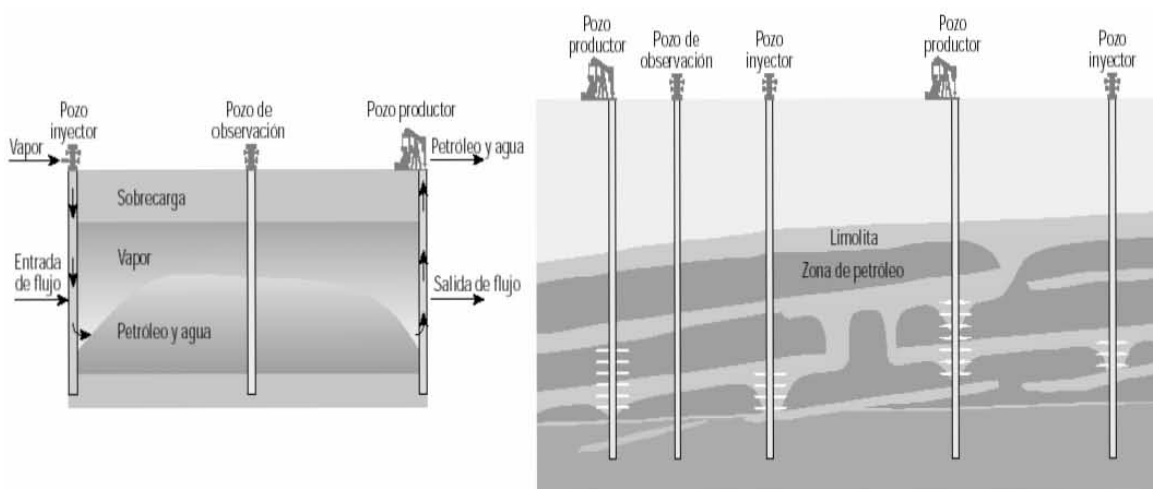


**Figura 37.** Efecto del costo de combustible y de la SOR en el costo de producir petróleo (Carl Curtis et al.,2002).

Para ChevronTexaco, el operador del campo Kern River, la vigilancia del yacimiento constituye un elemento crítico en el manejo del calor. Se necesitan descripciones exactas y oportunas de la distribución de calor dentro del yacimiento para calcular la cantidad apropiada de vapor inyectado.

La inyección típica se realiza con un patrón de 5 puntos que cubre un área de 10 120 m<sup>2</sup>, con un pozo productor en cada esquina y un pozo inyector en el centro. Las variaciones de esta configuración incluyen dos patrones de 9 puntos y patrones combinados. El vapor

inyectado se eleva desde los disparos en el pozo inyector hasta encontrar una barrera litológica impermeable. Posteriormente, el vapor se extiende en forma lateral hasta irrumpir en el pozo productor, mientras tanto, el petróleo se produce por drene gravitacional y la cámara de vapor generada crece en dirección descendente. En aplicaciones reales, las heterogeneidades geológicas y las complejidades del pozo provocan que el vapor viaje a lo largo de trayectorias no planificadas.



**Figura 38.** Escenarios ideales y reales de las trayectorias del vapor inyectado (Carl Curtis et al., 2002).

El campo Kern River posee más de 15 000 pozos productores e inyectores, y una red de 540 pozos de observación. En cada pozo perforado se han adquirido resistividades en agujero descubierto, registros de densidad-neutrón y de propagación electromagnética (Electromagnetic Propagation Test).

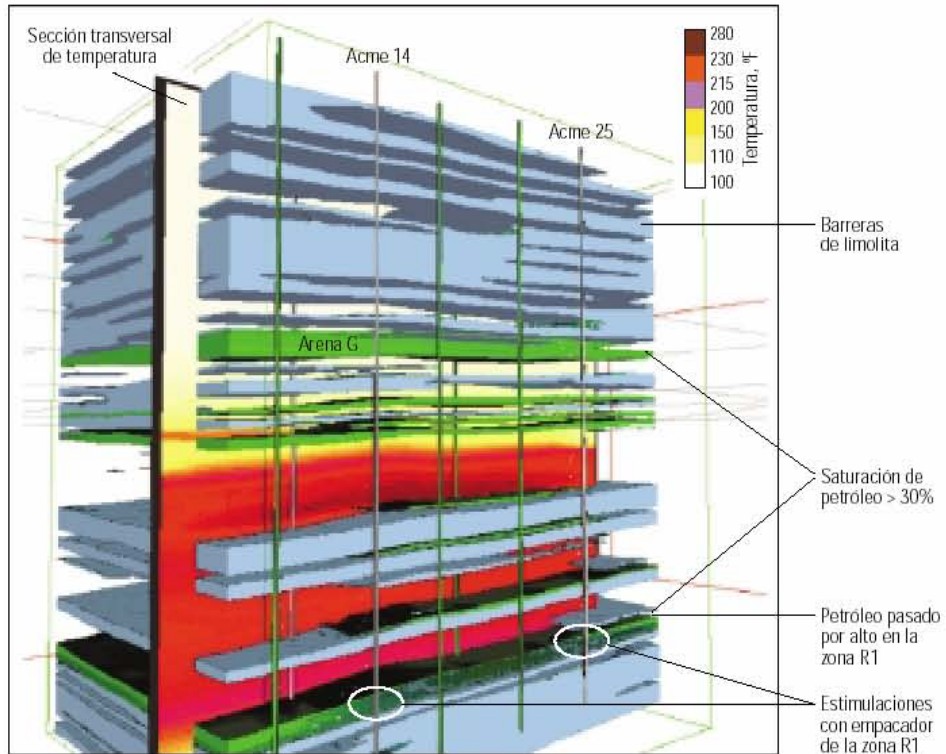
Los registros de pozo entubado, obtenidos de acuerdo a un programa preestablecido en los pozos de observación, son útiles para vigilar de manera rutinaria el avance del vapor. Estos incluyen registros de temperatura, para observar su variación respecto a la profundidad del yacimiento, así como registros de control de saturación (Reservoir Saturation Test).

Estos registros son utilizados para crear modelos tridimensionales de temperatura, saturación de petróleo y distribución del vapor. Dichos modelos, combinados con un modelo litológico generado a partir de registros de resistividad en agujero descubierto, se

utilizan para crear secciones transversales y modelos de visualización que facilitan la estimación de los regímenes de inyección de calor. Debido a las continuas variaciones presentes en proyectos muy activos de inyección de vapor, los registros de temperatura son adquiridos cada tres meses, esto permite realizar modificaciones oportunas en los regímenes de inyección, los cuales, pueden representar un ahorro importante.

Para manipular el modelo, realizar cálculos volumétricos y administrar el calor, los geólogos del campo Kern River, ingresan datos de pozos de observación en las herramientas de visualización 3D. En el ejemplo siguiente, se han utilizado datos de resistividad para modelar la distribución de capas de limolita y arenisca en un proyecto pequeño del campo. La gráfica muestra un plano vertical a través del modelo 3D de distribución de temperatura integrado con un modelo geológico.

Se puede observar que para el pozo Acme-14, la arenisca inferior R1 y la arenisca G contienen buenas saturaciones de petróleo a una temperatura relativamente baja. Esta combinación es atractiva para una operación de inyección cíclica de vapor en una zona aislada con empacadores. Antes del trabajo, el pozo Acme 14 producía 20 bpd, después de inyectar vapor en este intervalo, el pozo Acme 14 respondió con un adicional de 40 bpd; un aumento de 300 %.



**Figura 39.** Vista tridimensional de areniscas, limolitas y temperatura en una porción del proyecto del campo Kern River (Carl Curtis et al., 2002).

Estas herramientas de visualización permiten determinar la distribución de vapor, ajustar los regímenes de inyección y optimizar los disparos tanto en proyectos existentes como en proyectos futuros (Carl Curtis et al., 2002).

## V.2. Venezuela, la acumulación de petróleo pesado más grande del mundo.

El primer campo importante de petróleo pesado en Venezuela, Mene Grande, se descubrió en 1914. Las areniscas que se encuentran a 168 m de profundidad, produjeron petróleo con una densidad de 10.5° API y regímenes de hasta 264 bpd por pozo. La inyección de vapor fue probada en 1956, sin embargo, el vapor irrumpió en la superficie. La prueba fue detenida, y cuando los pozos productores se abrieron para liberar la presión, produjeron petróleo. Esto condujo al descubrimiento fortuito de los beneficios de la inyección cíclica de vapor.

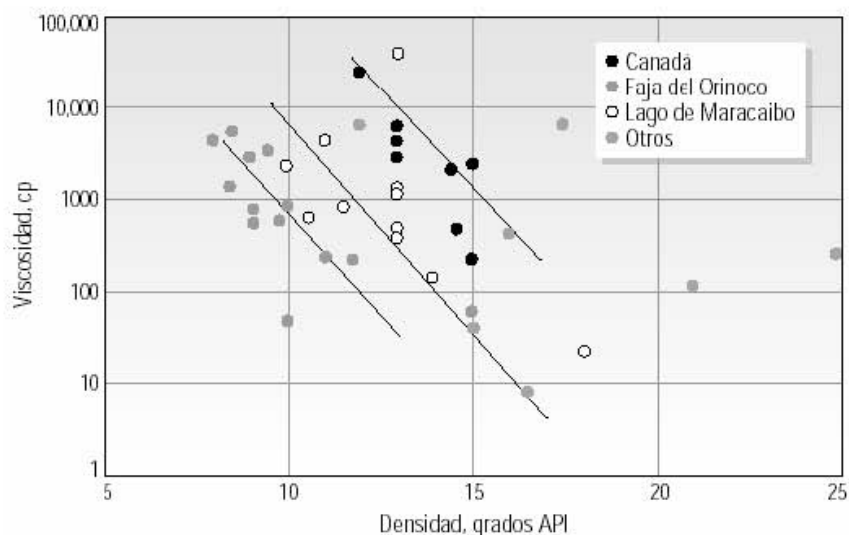
Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado y ultra pesado, siendo los más importantes, los de la faja del Orinoco. Dicho depósito cuenta con una extensión de 55 000 km<sup>2</sup>, que lo convierten en el más grande del mundo.



**Figura 40.** Localización de la faja del Orinoco (Carl Curtis et al., 2002).

En 1935, un pozo descubridor produjo aceite de 7° API a razón de 40 bpd. Sin embargo, la faja no se estudió en detalle hasta 1968. Los estudios realizados condujeron a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a realizar una importante campaña de 5 años, durante la cual se estudiaron varias técnicas de producción en frío y caliente. Se comprobó que las

propiedades del yacimiento eran típicas de areniscas someras no consolidadas, las estimaciones originales indicaron que no más del 5 % del petróleo de 7 a 10° API original podría ser recuperado sin calentamiento. A fines de la década de los 80's, el costo del calentamiento no favoreció la viabilidad comercial de desarrollar la faja. Mas tarde, varios factores se combinaron para mejorar la situación.



**Figura 41.** Relación entre la viscosidad y la densidad de crudos de diferentes regiones (Carl Curtis et al., 2002).

El crudo de la faja posee una viscosidad menor a cualquier densidad API que la mayoría de los petróleos pesados. De esta forma, a pesar de poseer una densidad API extremadamente baja, fue posible bombear petróleo sin el costo de calentamiento y obtener producciones de cientos de barriles por día. Sin embargo, eran necesarias producciones mas altas para lograr un desarrollo viable en términos económicos, pero los regímenes mayores de producción provocaban una importante producción de arena y requerían bombas de fondo más poderosas. Los pozos horizontales resolvieron el primer problema, permitiendo mayores tasas de flujo con menos caídas de presión, minimizando así los problemas de producción de arena. La producción en frío de los pozos horizontales, ofrecía un factor de recuperación similar al de la inyección cíclica de vapor en pozos verticales a un costo mucho mas bajo. A mediados de la década de 90's, los pozos horizontales habían comenzado a resultar efectivos en materia de costos, mientras que las bombas de cavidades progresivas y las

eléctricas sumergibles habían evolucionado para manejar crudos pesados y grandes volúmenes. De esta forma, la tecnología resultaba entonces apropiada para el desarrollo comercial del petróleo pesado de la faja.

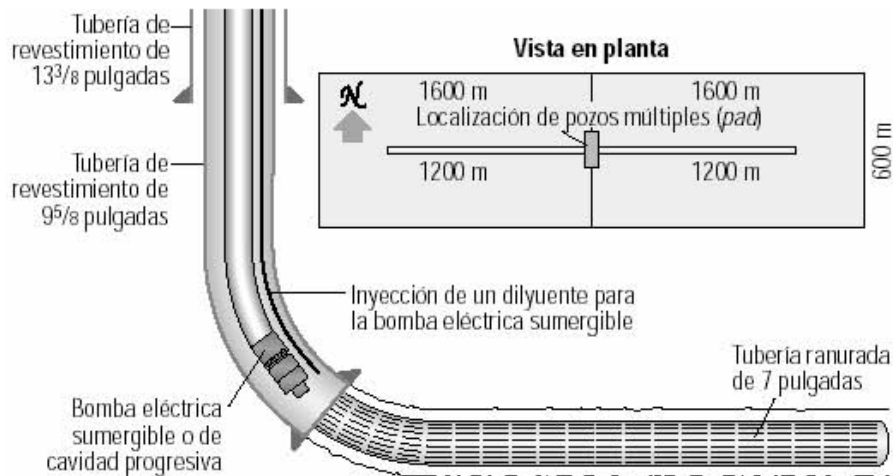
Hoy se estima que la región contiene 1.36 trillones de barriles de aceite original. Para desarrollar las reservas de la región, se formó La Asociación Estratégica de Petróleo Pesado del Orinoco, cuyo objetivo es alcanzar una producción de petróleo pesado de 600 000 bpd para el 2005 y mantener este régimen por 35 años.

### **Plan básico de desarrollo.**

Petrozuata fue el primero de 4 proyectos en entrar en operación comenzando sus actividades en 1997. Los estudios realizados previos al desarrollo, indicaron que para la explotación primaria de la zona era mejor utilizar pozos horizontales con producción en frío que inyección cíclica de vapor en pozos verticales u horizontales. El modelo de yacimiento original, construido con datos de registros de pozos y ningún dato sísmico, se componía de una sucesión de extensos depósitos fluviales que coalescieron para formar cuerpos de arenisca continuos bien conectados. Se estimaba que estos cuerpos de arenisca tenían por lo menos 15 metros de espesor y residían en fajas de canales de varios kilómetros de ancho, con rumbo SW-NE.

Petrozuata dividió sus 300 km<sup>2</sup> de concesión en rectángulos de drenaje de 1600×600 m y planificó perforar dos pozos horizontales en un solo cuerpo de arenisca desde una localización de pozos múltiples ubicada en los límites de dos rectángulos de drenaje. Cada pozo poseía una sección horizontal de 1200 a 1500 m de largo, perforado de este a oeste para atravesar varios canales, estas secciones estaban terminadas con una tubería ranurada. Debido a que los cuerpos de arenisca podrían estar localmente aislados, era importante desarrollar más de un cuerpo de arenisca dentro de cada rectángulo. Cada localización contenía entonces entre 4 y 12 pozos.





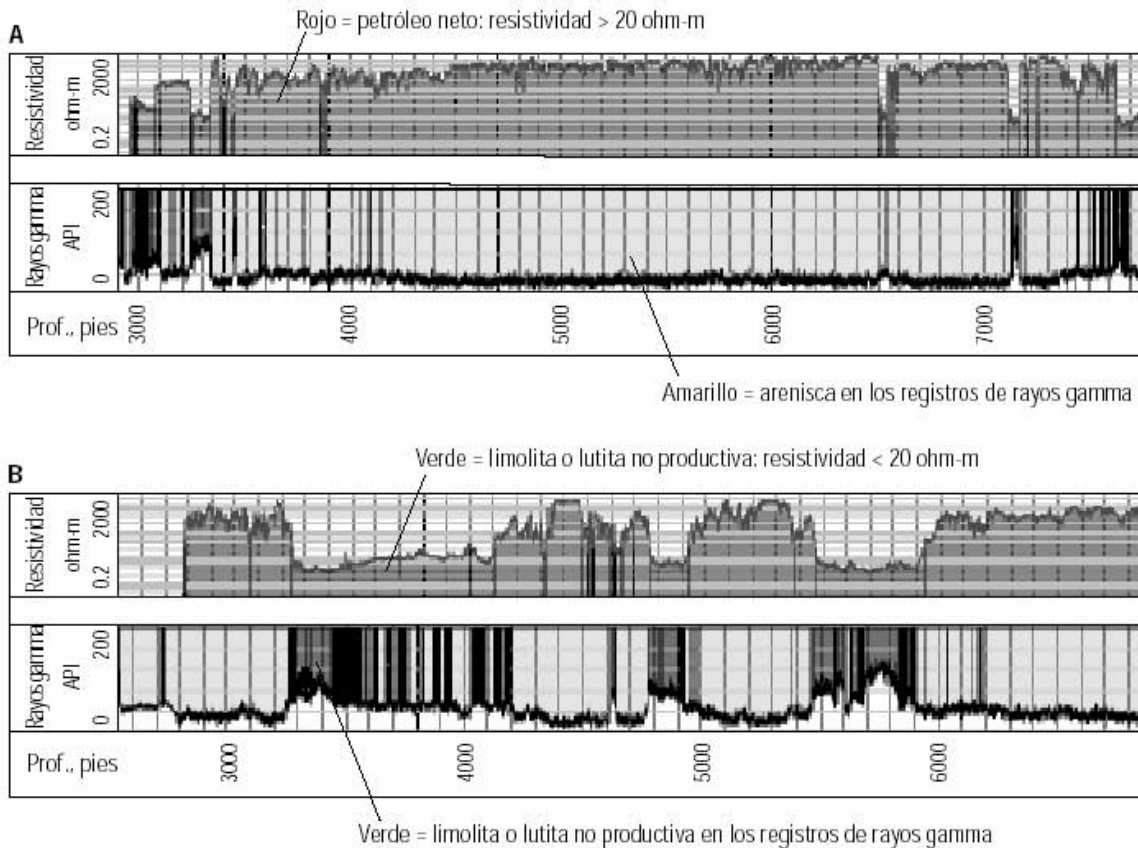
**Figura 42.** Pozo horizontal terminado con un solo tramo lateral (Carl Curtis et al., 2002).

El primer pozo fue estratigráfico vertical, perforado solamente para obtener información. Luego de correlacionar el pozo estratigráfico con otros pozos y con los datos sísmicos 3D, se seleccionan las areniscas de mayor espesor en y alrededor de la localización para el emplazamiento de los pozos horizontales, de acuerdo a las restricciones del plan de desarrollo del yacimiento. Como se verá a continuación, el diseño de los pozos horizontales evolucionó considerablemente durante el proyecto.

Cada pozo es equipado con una bomba eléctrica sumergible o una bomba de cavidades progresivas para llevar el crudo a la superficie. En ellos se inyecta un diluyente, nafta o petróleo ligero de 47° API, para reducir la viscosidad. Además, se agrega un diluyente adicional a los centros de recolección de cada localización antes de bombear la mezcla de 16° API a una planta central de procesamiento y luego a una instalación de mejoramiento del crudo en la costa norte de Venezuela. El aditivo de mejoramiento del crudo sintetiza el petróleo mediano y otros productos de exportación, extrayendo al mismo tiempo la nafta para retornarla al campo.

## Pozos multilaterales.

El éxito económico del proyecto depende de la perforación de pozos horizontales de alta productividad y mínimo costo. Petrozuata esperaba obtener una producción promedio de entre 1 200 y 1 500 bpd por pozo, desafortunadamente, el promedio de los primeros 95 pozos laterales simples alcanzó solo 800 bpd. El primer indicio de este fracaso se encontró en los resultados de los registros adquiridos mientras se perforaban pozos horizontales. Algunos pozos atravesaban intervalos largos y continuos de arenisca de alta calidad, mientras que otros, penetraban intervalos más cortos de areniscas separadas por largos intervalos de limolita no productiva.



**Figura 43.** Registros adquiridos durante la perforación de dos pozos horizontales (Carl Curtis et al., 2002).

Esto explicaba el pobre comportamiento del pozo y mostraba que la geología era más complicada de lo que inicialmente se esperaba.

A fines de 1998, Petrozuata inició un programa de adquisición de datos para caracterizar mejor el yacimiento. Se adquirieron datos adicionales de registros y núcleos en nuevos pozos estratigráficos, perforados en las localizaciones de los pozos y entre localizaciones. Los estudios mostraron que el yacimiento contenía no solo depósitos fluviales sino también depósitos de canales distributarios y de estuarios de marea. Estos últimos, poseen una menor conductividad, una relación entre espesor bruto y neto muy variable y una relación entre permeabilidad horizontal y vertical reducida. Como resultado, se descubrió que el espesor promedio de la capa era de 9 m y no de 15 m como se pensaba, con la mayor parte del petróleo producible almacenado en capas de 6 a 12 m de espesor.

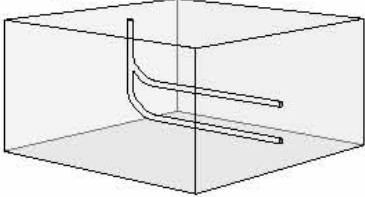
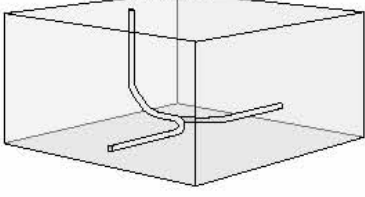
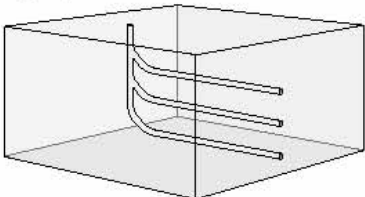
Los datos provenientes de los pozos estratigráficos suministraron información necesaria para evaluar la distribución de los cuerpos de arenisca. Para drenar areniscas más delgadas y discontinuas, eran necesarios tramos laterales adicionales y diseños más complejos de pozos. Debido al costo de un pozo completo nuevo, los pozos multilaterales ofrecían una solución atractiva, sin embargo, un mayor número de tramos laterales no sería efectivo si no se ubicaban con exactitud.

Existen tres factores clave que han contribuido a maximizar el conteo de las areniscas y optimizar el emplazamiento de los pozos:

- ▲ Conversión de tiempo a profundidad precisa de los datos sísmicos 3D, utilizando registros de pozos estratigráficos
- ▲ Identificación y correlación de marcadores geológicos principales a través de todo el campo.
- ▲ Conocimiento del espesor neto esperado y su distribución areal obtenido de un mejor modelo de facies sedimentarias.

Posteriormente, durante la perforación, los registros de resistividad y de rayos gamma adquiridos se integran con el volumen sísmico 3D y con los estudios de caracterización de yacimientos para comparar la descripción de la formación con la predicción geológica. De ser necesario, la trayectoria del pozo se modifica para optimizar la cantidad de arenisca perforada.

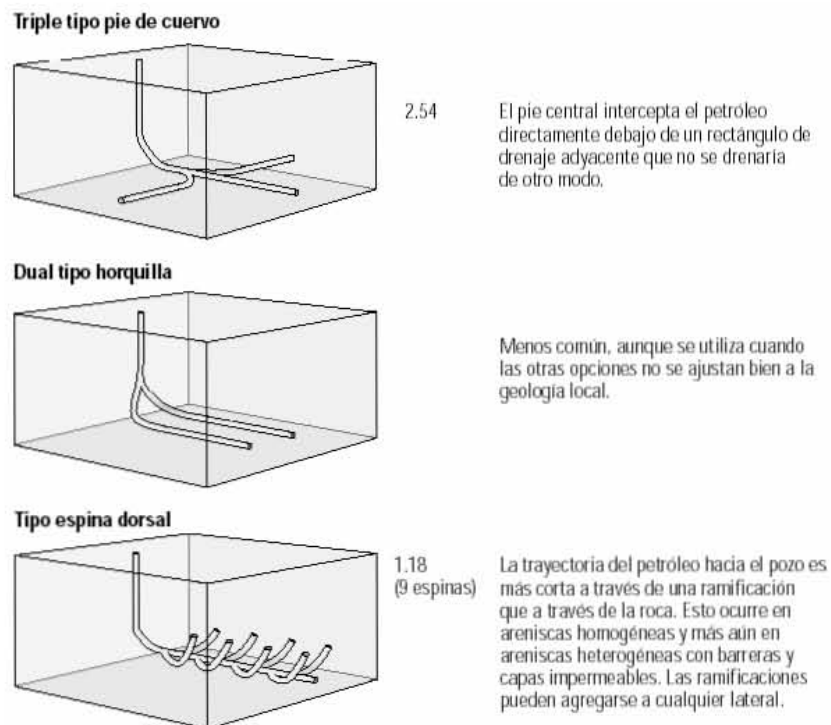
Con un mejor emplazamiento, es posible utilizar diferentes tipos de pozos multilaterales para distintos propósitos y diferentes ambientes geológicos.

Tipo de pozo	Costo respecto de un solo tramo lateral	Características
<b>Dual apilado</b> 	1.58	Accede a tanta arenisca como dos laterales simples, pero a un costo total menor.
<b>Dual tipo ala de gaviota</b> 	1.67	Permite perforar dentro un rectángulo de drenaje adyacente, eliminando así la necesidad de una localización de pozos múltiples ( <i>pad</i> ). Esto ahorrará entre 50 y 70 localizaciones de pozos múltiples (US\$ 43 millones).
<b>Triple apilado</b> 		Puede también estar en tres dimensiones; un ejemplo es el triple tipo pie de cuervo que se muestra a continuación.

**Figura 44.** Diferentes tipos de pozos multilaterales I (Carl Curtis et al., 2002).

Todos los laterales, excepto las ramificaciones tipo espina dorsal, se terminan con una tubería de revestimiento. La bomba se coloca por encima del lateral superior, siempre y cuando no quede a más de 45 m del lateral más profundo.

Los pozos multilaterales tipo espina dorsal, son particularmente aptos para explotar cuerpos de arenisca delgada y multicapa, depositados en ambientes casi marinos. Las ramificaciones tipo espina dorsal del proyecto Petrozuata generalmente se perforan hacia arriba en forma de arco hasta unos 300 m de distancia de la espina, y se elevan verticalmente unos 7 a 15 m, para penetrar diferentes lentes dentro del cuerpo de arenisca a fin de facilitar el drenaje gravitacional del petróleo al tronco principal



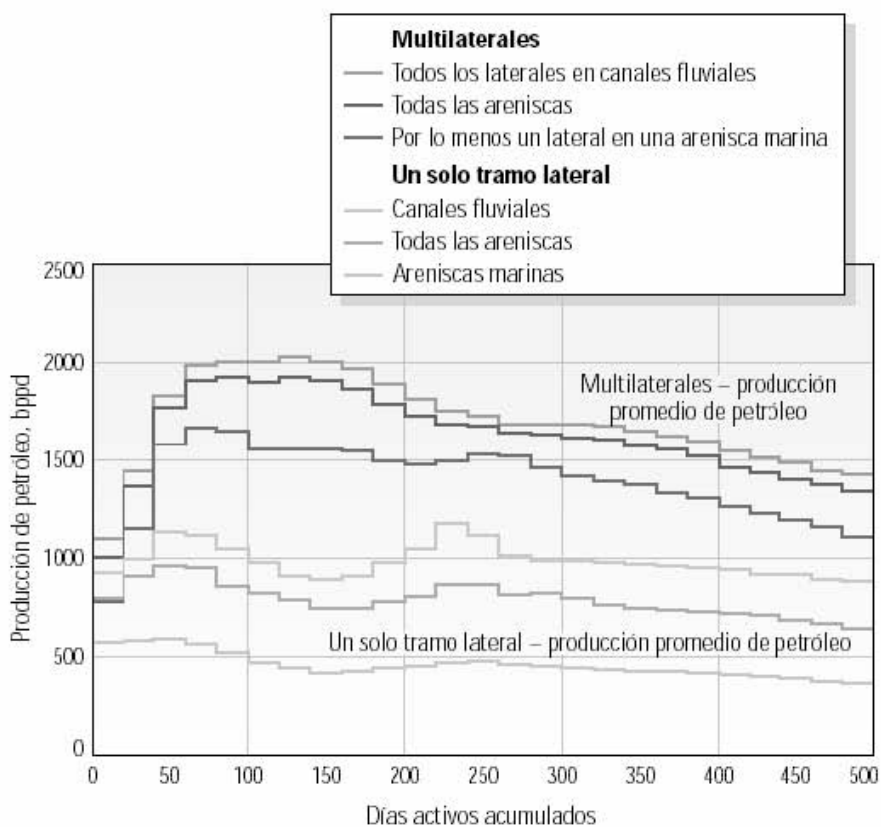
**Figura 45.** Diferentes tipos de pozos multilaterales II (Carl Curtis et al., 2002).

Se han utilizado ramificaciones mas largas para explotar areniscas delgadas o aisladas hasta 122 m arriba del lateral. El pozo multilateral promedio con ramificaciones tipo espina dorsal incluye una red de 6 100 m de pozo, mientras que el record de un solo pozo alcanza los 19 200 m. El desarrollo práctico combina diferentes tipos de pozos multilaterales desde una sola localización de pozos múltiples.

Las ramificaciones tipo espina dorsal también han sido utilizadas para explotar yacimientos en la proximidad de un lateral. Debido a que los laterales más profundos se perforan

primero, las ramificaciones exploratorias verticales permiten evaluar la sección superpuesta y, en consecuencia, es posible optimizar o cancelar la perforación de laterales subsiguientes más someros. Las ramificaciones exploratorias proveen información acerca de la presencia y el espesor de las areniscas a un costo mucho menor que el de un pozo estratigráfico tradicional perforado verticalmente desde la superficie.

Los pozos multilaterales aumentan claramente el largo de la arenisca abierta a la producción, a cambio de un moderado incremento en los costos. Para Petrozuata, las producciones promedio de los pozos multilaterales han sido el doble de las de los pozos con un solo tramo lateral. En particular, los cuerpos de arenisca marinos y más delgados producen tres veces más con pozos multilaterales.



**Figura 46.** Comparación entre pozos con un solo tramo lateral y pozos con tramos laterales múltiples (Carl Curtis et al., 2002).

En este desarrollo de aceite pesado, los pozos multilaterales han demostrado ser un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar reservas acumuladas en areniscas más delgadas. En el futuro, estos pozos permitirán un agotamiento mayor del yacimiento antes de que se alcance el límite económico. Los pozos multilaterales y su mejor emplazamiento en los cuerpos productivos ayudaron a Petrozuata a alcanzar su producción objetivo de 120 000 bpd a finales del 2001 (**Carl Curtis et al., 2002**).

### V.3. Canadá, enormes depósitos someros.

Con 2.5 trillones de barriles, Canadá posee la porción mas grande de reservas de bitumen y de petróleo ultrapesado en el mundo. El depósito más conocido son las areniscas petrolíferas de Athabasca, en Alberta Canadá. Los exploradores y cazadores reportaron por primera vez haber encontrado afloramientos de areniscas llenas de alquitrán a fines del año 1700. A principios del año 1900, aparecieron métodos al estilo de la minería para explotar el petróleo tipo asfalto como material de pavimentación. Actualmente, varias compañías están desarrollando proyectos para explotar estas areniscas, que contienen bitumen de 7.5 a 9.0 grados API, cuya viscosidad alcanza hasta 1 000 000 cp a temperatura del yacimiento (15° C). Las areniscas petrolíferas Athabasca proveen actualmente cerca de un tercio de la producción total de petróleo de Canadá y se espera que provean el 50 % para el 2005.

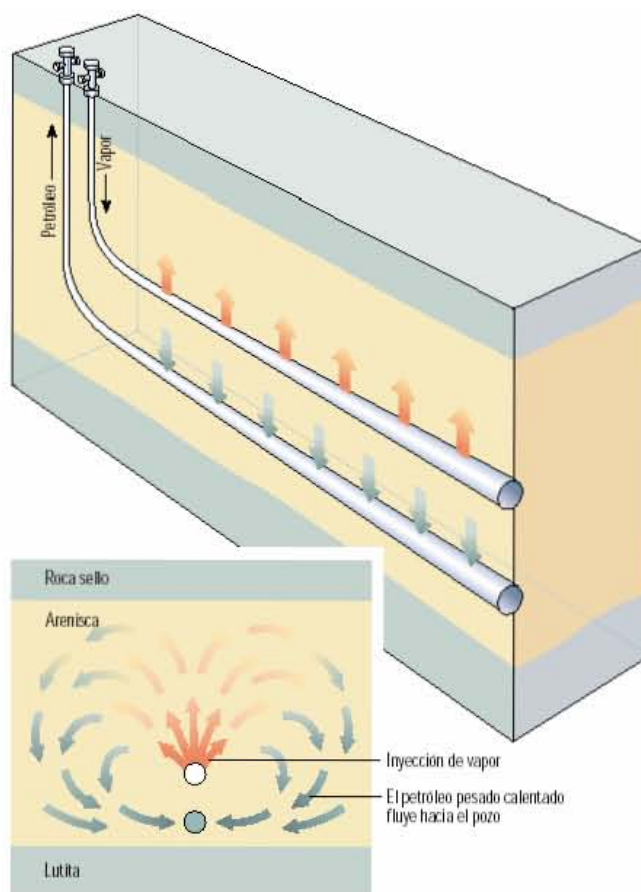


**Figura 47.** Areniscas petrolíferas Athabasca de Alberta, Canadá (Carl Curtis et al., 2002).

Varios operadores están invirtiendo en yacimientos más profundos que solo pueden ser alcanzados a través de pozos. La alta viscosidad de los crudos de Athabasca no hace posible la producción en frío. Sin embargo, una vez que el petróleo se calienta fluye fácilmente, de



modo que las compañías están invirtiendo en instalaciones de inyección de vapor de agua desde el principio de la explotación de estos yacimientos. EnCana es la primera de las tres fases del proyecto térmico del Lago Cristina, el cual, se estima que a lo largo de sus 30 años de vida, producirá unos 600 millones de barriles de petróleo de las areniscas de la formación McMurray. La producción se llevará a cabo a través de drenaje gravitacional asistido por vapor (Steam Assisted Gravity Drainage), una técnica desarrollada en Canadá y probada en varios estudios piloto. Pares de pozos horizontales, paralelos, apilados constituyen los elementos básicos del concepto SAGD.



**Figura 48.** Concepto del drenaje gravitacional asistido por vapor (Carl Curtis et al., 2002).

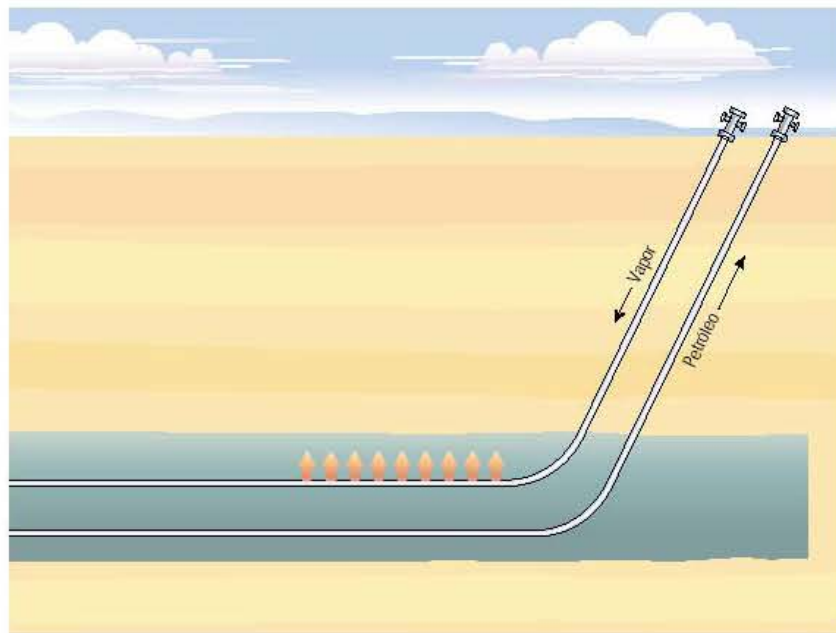
El vapor inyectado en el pozo superior calienta un volumen de petróleo circundante, disminuyendo su viscosidad para permitirle fluir hacia el pozo inferior, el cual es un pozo productor.

Se han perforado casi 75 pozos estratigráficos y se han efectuado levantamientos sísmicos 2D y 3D. Las areniscas McMurray poseen entre 20 y 58 m de espesor, 30 a 35 % de porosidad y una permeabilidad que varía entre 3 y 10 D. La alta calidad y el buen espesor de la arenisca productiva convierten a estos yacimientos en buenos candidatos para la utilización de la técnica SAGD. Sin embargo, el análisis de núcleos muestra la presencia de algunas capas de lodolitas dentro de la arenisca productiva. Estas capas actuarán probablemente como barreras para el vapor ascendente. La extensión lateral y continuidad de las lodolitas impermeables aún se desconocen y se espera que influyan en la velocidad de ascenso del vapor.

Como con cualquier otro proyecto de inyección de vapor, el objetivo es producir tanto petróleo como sea posible con el mínimo capital y con los menores costos de producción. La relación vapor-petróleo (SOR), es la variable más importante en cuanto a la rentabilidad del proyecto. El objetivo clave de la fase 1 es reducir la incertidumbre en el pronóstico de la relación SOR del proyecto, que actualmente se espera promedie 1.9. EnCana espera perforar de 250 a 360 pares de pozos SAGD, cada uno con una sección horizontal de 500 a 750 m de largo. Los pozos inyectores y productores se terminan con tuberías ranuradas en las secciones horizontales. El resto del pozo se termina con una tubería de revestimiento cementada. Uno de los desafíos en un proyecto térmico consiste en mantener la integridad del sello del cemento. Esto previene la comunicación entre las formaciones y hacia la superficie. Las operaciones de cementación iniciales pueden proveer un buen sello hidráulico, pero los cambios de presión y de temperatura que se generan como consecuencia de la inyección de vapor pueden inducir esfuerzos y destruir la integridad del cemento. Los cambios en las condiciones de los esfuerzos en el subsuelo que ocurren durante la vida de un pozo SAGD son extremos. Las altas temperaturas y la alternancia entre la inyección de vapor y la producción de petróleo pueden originar daño mecánico y fallas.

Petro-Canadá está siguiendo un enfoque similar para desarrollar las areniscas de petróleo en el campo MacKay River. Los levantamientos sísmicos, los núcleos y registros de más de 200 pozos delimitadores, ayudan a identificar la presencia, espesor y extensión areal del

petróleo. Las formaciones ricas en petróleo que contienen reservas estimadas de 230 a 300 MMbbl, se encuentran a unos 122 m de profundidad, y sus espesores varían entre 50 y 250 pies aproximadamente. El crudo de 7 a 8° API será producido con el método SAGD. Se perforarán pares de pozos horizontales SAGD de unos 1 000 m de longitud: uno cerca de la base del yacimiento a 1 m del fondo aproximadamente, y otro a 4.5 m por encima del mismo. Los pozos se comienzan con un ángulo de 45° en la superficie, de modo que pueden convertirse en horizontales a los 400 pies de profundidad.



**Figura 49.** Equipo de perforación en ángulo en MacKay River (Carl Curtis et al., 2002).

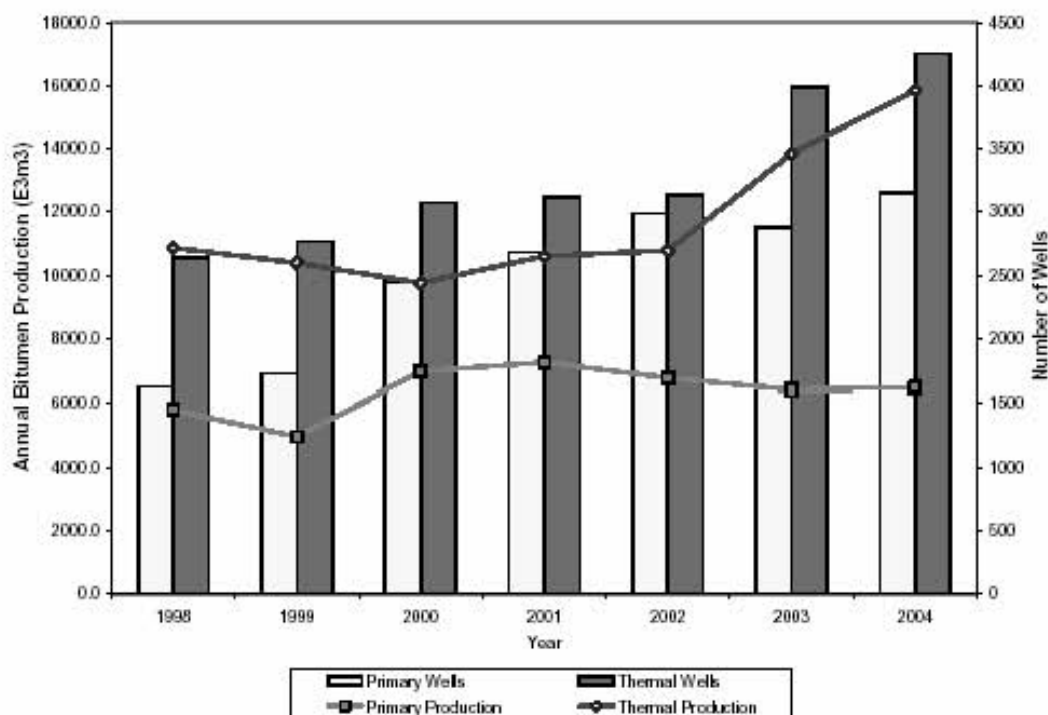
El control de la producción de arena es un tema de preocupación en las areniscas no consolidadas con porosidades de 34 % y permeabilidades de 5 a 10 darcies. Los pozos se completan en las secciones horizontales con tuberías ranuradas no cementadas. Algunos pozos poseen dos columnas de tuberías de producción para producir o inyectar desde la punta o el talón del pozo.

Petro-Canadá espera que sus pozos sean productores de alto volumen; de 2 000 a 3 000 bbl. Actualmente existen 25 pares de pozos en el campo MacRay River. La inyección de vapor comenzó en el tercer trimestre del 2002 y la producción a fin de ese mismo año. Se han

planificado hasta 100 pares de pozos adicionales para mantener la planta operando a plena capacidad durante toda la vida del proyecto, que se estima en 25 años. Los planes de vigilancia del yacimiento incluyen el control rutinario con medidores de temperatura de fibra óptica instalados en el fondo del pozo, pozos verticales de observación y control sísmico.

La técnica SAGD permite a los operadores canadienses desarrollar sus recursos de areniscas petrolíferas en forma mas completa y causando menos daño al medio ambiente en comparación con los métodos de minería de superficie (Carl Curtis et al., 2002).

La siguiente figura muestra como la producción primaria de los campos en Alberta se ha mantenido relativamente estable en los pasados años gracias a la incorporación de pozos, por otra parte, en el caso de la recuperación térmica la producción ha aumentado casi al mismo ritmo de la incorporación de pozos. Esto refleja el beneficio que puede representar la explotación térmica en campos con este tipo de fluido.



**Figura 50.** Historia de producción primaria y térmica con relación a pozos productores (Ormerod L. 2006).

#### **V.4. Propuestas de explotación en México.**

Las características de las acumulaciones de aceite pesado en México las convierten en verdaderos retos de explotación. Además de las dificultades relacionadas con su localización, es necesario considerar que, en su mayoría, constan de rocas carbonatadas, lo que obliga a realizar consideraciones especiales en la aplicación de métodos de recuperación mejorada.

En el caso del principal proyecto de aceite pesado en México (Campeche Oriente), conviene realizar un análisis profundo antes de elegir algún método de explotación. Al ser una zona de oportunidad localizada costa afuera y con tirantes de agua mayores a los que hasta la fecha PEP ha enfrentado, los requerimientos de espacio de los métodos de recuperación mejorada representan una primera importante restricción, sin olvidar el abastecimiento de inyectantes y las instalaciones necesarias para adicionar energía a los mismos.

Por otra parte, a pesar de haberse comprobado la efectividad de los métodos de recuperación mejorada en yacimientos conformados por arenas, su aplicación en carbonatos aun exhibe bajas recuperaciones.

Tomando en cuenta lo anteriormente mencionado, una opción viable, por diferentes motivos, es la aplicación de sistemas artificiales de producción. Ya que sus requerimientos de espacio se ajustan de mejor forma a las necesidades de los yacimientos a explotar. En este contexto y sin olvidar los retos de transporte de los aceites pesados, la aplicación de técnicas de dilución y calentamiento en tuberías deberán ser seriamente consideradas.

Por otra parte, en cuanto a los costos de operación de los sistemas artificiales de producción, la logística de movimiento y mantenimiento de equipos jugará un papel importante en su aplicación exitosa.

Dados los principios y rangos de operación de los sistemas de bombeo electrocentrífugo, cavidades progresivas y bombeo neumático, estos sistemas representan una opción a considerar en la explotación de los aceites pesados de México.

Es importante recordar que el uso de técnicas enfocadas a reducir la viscosidad de los fluidos ayudará a que los elementos susceptibles de falla en los sistemas anteriormente citados mantengan sus probabilidades de ocurrencia en niveles bajos.

Conforme la caracterización de los yacimientos de aceite pesado en México avance, la aplicación de métodos de recuperación mejorada representará una alternativa más en su explotación. Sin duda, dado sus principios de operación, estos métodos deben considerarse desde el inicio de la planeación. Sin embargo, una de las premisas para su instalación es un conocimiento elevado de las características del yacimiento.

La infraestructura previamente instalada en la región, podrá fungir como una plataforma que permita abatir costos y mejorar tiempos de entrega de los fluidos explotados. En ese sentido, la adaptación deberá realizarse de una manera conjunta con los avances en el proyecto Campeche Oriente.

Los yacimientos de aceite pesado correspondientes al paleocanal de Chicontepec, presentan características petrofísicas muy diferentes de los del proyecto Campeche Oriente; además, su calidad de acumulaciones terrestres facilita su explotación. Estas acumulaciones están compuestas principalmente por areniscas de características marinas depositadas en ambientes turbidícos, las cuales presentan una problemática en cuanto a la continuidad de las trampas de tipo estratigráfico.

Dadas las características de las trampas, la explotación de estas acumulaciones requiere de una correcta caracterización, además del uso de recientes tecnologías de perforación de pozos multilaterales. La continuidad y dimensiones de los yacimientos pueden limitar la aplicación de métodos de recuperación mejorada, sin embargo, el tipo de roca favorece su aplicación.

## **CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

En base a lo descrito en este trabajo, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

### **CONCLUSIONES.**

- 1.** Ante las necesidades de restituir las reservas de hidrocarburos del país, resulta de vital importancia que Pemex Exploración y Producción, esté preparado para enfrentar los retos que la explotación de los nuevos descubrimientos de recursos petroleros presenten.
- 2.** Los compromisos actuales de producción y las características del crudo de exportación, hacen de las acumulaciones de aceite pesado una opción a considerar dentro de los planes futuros de PEP.
- 3.** En vista de que la mayoría de las acumulaciones de aceite pesado se encuentran ubicadas costa afuera, las limitaciones de espacio y los costos de infraestructura representan parámetros de gran importancia en la planeación del proyecto.
- 4.** En cuanto a la aplicación de sistemas artificiales de producción, las técnicas recientes de levantamiento de aceites pesados jugarán un importante para lograr factores de recuperación adecuados.

### **RECOMENDACIONES.**

- 1.** En cuanto al uso de métodos de recuperación mejorada, cabe recordar que su aplicación exitosa, requiere de un amplio conocimiento de las características del yacimiento así como de una mayor inversión de recursos. En este sentido, se recomienda atender estas necesidades en las etapas iniciales del proyecto.

2. Ante condiciones particulares de explotación, se recomienda el uso alternado o simultáneo de técnicas de recuperación mejorada y sistemas artificiales de producción ya que representa una opción viable para la recuperación de aceites pesados.
3. Para la aplicación exitosa de los diferentes métodos de recuperación mejorada, se recomienda, la obtención oportuna de información especializada y la correcta validación de la misma.
4. Se recomienda la elaboración de los modelos numéricos adecuados que permitan evaluar la factibilidad y predecir el desempeño de los procesos de recuperación por implantarse.
5. Se recomienda la elaboración de guías específicas de criterios de selección para los métodos de recuperación mejorada que resulten candidatos, tomando en cuenta las características distintivas de los yacimientos a explotar.
6. Para llevar a cabo la validación de los modelos numéricos que describan el comportamiento de los procesos de recuperación mejorada, se recomienda, la realización de pruebas piloto antes de la puesta en marcha definitiva de los métodos elegidos.



## VII. Referencias.

1. **Alcocer C.** “Bombeo Electrocentrífugo Sumergido” Tesis de licenciatura, UNAM., 2000.
2. **Aponte H.** “Experiences Using an ESP Application on Heavy-Oil Cold-Production Automation in Eastern Venezuela Fields”, Paper SPE 69708 Presented at the 2001 SPE Internacional Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March 2001.
3. **Craig D. Stair**, “Artificial Lift Design for the Deepwater Gulf of México” Paper SPE 48933 Presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September, 1998.
4. **Das S.K.** “VAPEX: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen” Paper SPE 50941 presented at the 1997 SPE International Thermal Operations Symposium held in Bakersfield, California, 10-12 February.
5. **David Martin F.** Et Al, “Carbon Dioxide Flooding” Paper SPE 23564, April, 1992.
6. **Díaz Zertuche H.**, Apuntes de Bombeo Neumático.
7. **Du Y.** “Field Scale Polymer Flooding: Lessons Learnt and Experiences Gained During Past 40 Years” Paper SPE 91787 Presented at the 2004 SPE International Petroleum Conference in Mexico held in Puebla, Mexico, 8-9 November 2004.
8. **Duna L.J.** “Progressing Cavity Pumping System Applications in heavy Oil Production” Paper SPE 30271 presented at the 1995 International Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta 19-21 June 1995.
9. **Farouq Ali J. M.** “Heavy Oil Recovery –Principles, Practicality, Potential and Problems”. Paper SPE 4935 Presented at The Rocky Mountain Regional Meeting of SPE of AIME, to be held in Billings Mont., May 15-16 1974.
10. **Hong K. C.** “Recent Advances in Steamflood Technology” Paper 54078 Presented at the 1999 International Thermal Operations and Heavy oil Symposium held in Bakersfield, California, 17-19 March, 1999.
11. **Hong'en D.** “Application of Gas Lift to Heavy Oil Reservoir in Intercampo Oilfield, Venezuela” Paper SPE 97370 presented at the 2005 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada. 1-3 November 2005.

12. **Hunedi S.** “Applicability of Enhanced Oil Recovery Techniques on Mature Fields- Interest of Gas Injection” Paper SPE 93368 presented at the 14<sup>th</sup> SPE Middle East & Gas Show and Conference held in Bahrain, 12-15 March, 2005.
13. **Nasr, T.N.** “Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen” Paper 97488 Presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific held in Kuala Lumpur, Malaysia. 5-6 December 2005.
14. **Oilfield Review**, “Yacimientos de Petróleo Pesado”, Carl Curtis Et Al, 2002.
15. **Ormerod L.** “Real-Time Surveillance and Well Services Management in a Large Mature Onshore Field: Case Study” Paper SPE 99949 Presented at the 2006 Intelligent Energy Conference and Exhibition Held in Amsterdam, The Netherlands, 11-13 April 2006.
16. **PEP 2005**, “Las Reservas de Hidrocarburos de México”.
17. **Reyes Delgado F.**, “Producción por Bombeo de Cavidades Progresivas” Tesis de Licenciatura, UNAM, 1993.
18. **Sistemas de bombeo de cavidades progresivas.** WCP. Artificial Lift Systems. Schlumberger, 2002.
19. **Stalkup F.I.** “Status of Miscible Displacement” Paper SPE 9992, April, 1983.
20. **Taber J.J.** “EOR Screening Criteria Revisited –Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects” SPE Reservoir Engineering, August 1997. From Paper SPE 35385.
21. **Turta A.T.** “Recent Laboratory Results of THAI and its Comparison with other IOR Processes” Paper SPE 59334 Presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
22. **WCP Artificial Lift Systems**, Schlumberger.