



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PRODUCCIÓN EN FRÍO DE CRUDOS PESADOS  
CON ARENAS (CHOPS).**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTAN:

**JUAN CARLOS MARTÍNEZ VIDAUR  
RICARDO MORALES GONZÁLEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. 2011.



---

*Sabiendo que jamás existirá una forma de agradecer a todas las personas que con su esfuerzo, apoyo, cariño y comprensión han estado presentes a lo largo de este camino, deseo expresarles que mis ideales, esfuerzos y logros son también suyos, mi más profundo agradecimiento hoy y siempre.*

**Juan Carlos Martínez Vidaur**

*Antes que nada, gracias a Dios que me ha iluminado, guiado y ayudado durante toda mi vida tanto profesional como personal.*

*Gracias a mi madre que siempre me ha dado todo, educación, amor, atención ya que sin ella no estaría donde estoy ahora. Esto es tuyo Mamá.*

*A mis hermanos que me ayudaron y guiaron desde que tengo memoria, Eduardo eres como mi padre, Ada gracias por lavar mi ropa, darme de comer siempre que llegaba tarde y por escuchar todas mis tonterías.*

*Gracias a todos los amigos que compartieron conmigo fiestas, proyectos, tristezas, etc., etc., etc. Especialmente a Pollo por darme asilo en el gallinero cada vez que lo necesitaba y gracias a Buzz por compartir esta fase con un negro, y también a su familia que me abrió las puertas de su casa sin condición alguna.*

*Gracias a todos los profesores que con su atención y enseñanzas sembraron en mi la pasión y dedicación hacia la profesión.*

*Gracias a ti mi amor, por tus locuras, por tu tiempo, por tu paciencia para conmigo y por todos los momentos hermosos que me has brindado, JeZs muchas gracias.*

**Ricardo Morales González**

---



**ÍNDICE.**

	<b>Página</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.</b>	v
<b>LISTA DE TABLAS.</b>	viii
<b>INTRODUCCIÓN.</b>	1
<b>CAPÍTULO I. CONCEPTOS GENERALES.</b>	
1.1. Importancia de los Crudos Pesados.	3
1.2. Clasificación de los Hidrocarburos.	4
1.2.1. Clasificación en base al Diagrama de Fases.	5
1.2.2. Clasificación en base a la Densidad en °API.	13
1.3. Definición de Crudos Pesados y Extrapesados.	14
1.4. Panorama Actual de los Crudos Pesados.	16
1.4.1. Reservas Probadas, Probables y Posibles.	16
1.4.2. Situación Actual de los Crudos Pesados en el Mundo.	17
1.4.3. Situación Actual de los Crudos Pesados en México.	19
1.5. Problemática Asociada a la Producción de Crudos Pesados.	23
1.6. Referencias Capítulo I.	31
<b>CAPÍTULO II. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.</b>	
2.1. Métodos Térmicos.	33
2.1.1. Inyección de Vapor.	34
2.1.2. Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD).	36
2.1.3. Estimulación Cíclica con Vapor.	38
2.1.4. Combustión In-Situ.	40
2.1.5. Método THAI (Toe to Heel Air Injection).	42
2.1.6. Sistemas Calentadores de Tubería.	44
2.2. Métodos de Producción en Frío.	45
2.2.1. Extracción de Crudo Asistida con Vapor (VAPEX).	45

2.2.2. Inyección de Diluyentes.	47
2.2.3. Método de Estimulación con Ondas Elásticas.	49
2.2.4. Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS).	51
2.3. Referencias Capítulo II.	52

### **CAPÍTULO III. PRODUCCIÓN EN FRÍO DE CRUDOS PESADOS CON ARENAS.**

3.1. Orígenes del Método CHOPS.	57
3.2. Estado del Arte en el Mundo.	59
3.3. Propiedades Típicas de un Yacimiento con CHOPS.	61
3.4. Comportamiento Típico de un Yacimiento con CHOPS.	62
3.5. Comportamiento de la Producción con CHOPS.	65
3.5.1. Perfiles de Producción.	65
3.6. Gastos Típicos de Producción de Arena en Pozos con CHOPS.	70
3.7. Mecanismos Físicos Involucrados en la Producción de Arena.	72
3.8. Mecanismos Mejoradores de la Capacidad de Flujo en el Medio Poroso.	77
3.8.1. Incremento de la Velocidad de Darcy con la Producción de Arena.	77
3.8.2. Desarrollo de una Zona de Permeabilidad Alterada.	79
3.8.3. Formación del Aceite Espumoso.	80
3.8.4. Eliminación del Efecto de Daño.	83
3.9. Referencias Capítulo III.	84

### **CAPÍTULO IV. PRÁCTICAS TÍPICAS EN UN POZO CON CHOPS.**

4.1. Combinación de CHOPS con Bombeo de Cavidades Progresivas.	87
4.1.1. Desarrollo del Bombeo de Cavidades Progresivas.	89
4.1.2. Problemas del BCP Asociados a la Producción de Arena.	91
4.2. Problemas de Erosión Asociados al Transporte de Arena en las Líneas.	92
4.2.1. Transporte de Arena en Líneas de Flujo.	93
4.3. Medición en Superficie de Pozos con CHOPS.	94
4.3.1. Medidores de Flujo.	95
4.3.2. Muestreo del Gas.	97
4.3.3. Muestreo de Sólidos y Agua (BS&W).	98
4.3.4. Programa de Medición Recomendado para un Pozo con CHOPS.	99

4.4. Tratamiento de la Producción.	100
4.4.1. Manejo del Agua.	101
4.4.2. Manejo del Gas.	102
4.4.3. Separación de los Sólidos.	102
4.5. Tratamiento y Disposición de los Residuos de un Proyecto CHOPS.	103
4.5.1. Tratamiento de los Residuos.	103
4.5.2. Disposición de los Residuos.	105
4.6. Intervenciones a Pozos con CHOPS.	107
4.6.1. Análisis de la Información.	108
4.6.2. Tipos de Intervenciones a Pozos.	110
4.7. Programa para la Implementación de Pozos con CHOPS.	111
4.8. Producción Incremental de Crudo Pesado Necesaria para Compensar las Ganancias Obtenidas con el Crudo Convencional.	115
4.9. Referencias Capítulo IV.	118
<b>CAPÍTULO V. MÉTODO CHOPS EN EL CAMPO PATOS-MARINZA, ALBANIA.</b>	
5.1. Desarrollo Histórico del Campo.	120
5.2. Geología del Campo.	122
5.3. Propiedades de la Roca y de los Fluidos.	123
5.4. Pruebas de Laboratorio para la Implementación del Método CHOPS.	124
5.5. Primeras Pruebas a Pozos (1999) y Desarrollo del Campo de 2002 a 2003.	124
5.6. Desarrollo del Campo 2004-2005.	127
5.7. Resultados de las Pruebas.	129
5.8. Anexo: Análisis Monte Carlo.	130
5.9. Referencias Capítulo V.	132
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	133
<b>NOMENCLATURA.</b>	137
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>	139





**LISTA DE FIGURAS.**

		<b>Página.</b>
<b>Capítulo 1. Conceptos Generales.</b>		
Figura 1.1	Diagrama de Fases.	5
Figura 1.2	Diagrama de Fases de un Aceite Negro.	7
Figura 1.3	Diagrama de Fases de un Aceite Volátil.	9
Figura 1.4	Diagrama de Fases de un Gas Retrógrado y Condensado.	10
Figura 1.5	Diagrama de Fases de un Gas Húmedo.	11
Figura 1.6	Diagrama de Fases de un Gas Seco.	12
Figura 1.7	Crudo Pesado.	14
Figura 1.8	Distribución de Reservas de Crudo en el Mundo.	17
Figura 1.9	Localización de la Faja del Orinoco, Venezuela.	18
Figura 1.10	Localización del Cinturón de Aceite Pesado Canadiense.	18
Figura 1.11	Comparación entre Volumen Original de Crudos Pesados y Crudos Convencionales.	19
Figura 1.12	Distribución por Categoría de las Reservas 3P de México en mmbpce.	19
Figura 1.13	Participación del Crudo Pesado en las Reservas Totales de México.	20
Figura 1.14	Localización de la Región Marina Noreste.	21
Figura 1.15	Participación por Tipo de Crudo de las Reservas Totales de la Región Marina Noreste.	22
Figura 1.16	Obstrucción por Presencia de Parafinas y Asfaltenos.	24
Figura 1.17	Envolvente de Precipitación de Asfaltenos.	25
Figura 1.18	Calentamiento Eléctrico de un Pozo Vertical.	28
Figura 1.19	Introducción del <i>Pig</i> a la Línea de Ecurrimiento.	30

## Capítulo 2. Métodos de Producción de Crudos Pesados.

Figura 2.1	Método de Inyección de Vapor.	34
Figura 2.2	Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD).	37
Figura 2.3	Estimulación Cíclica con Vapor.	39
Figura 2.4	Método de Combustión In-Situ.	41
Figura 2.5	Método Toe to Heel Air Injection (THAI).	43
Figura 2.6	Calentador de Tubería con Sistema DHT.	44
Figura 2.7	Arreglo de Pozos del Método VAPEX.	46
Figura 2.8	Vista Frontal de un Yacimiento con el Método VAPEX.	46
Figura 2.9	Inyección de Diluyentes por Espacio Anular.	48
Figura 2.10	Las Fuerzas Capilares y Gravitacionales Rigen el Movimiento de los Fluidos en el Yacimiento.	49
Figura 2.11	Herramienta Vibratoria Utilizada en la Estimulación con Ondas Elásticas.	50
Figura 2.12	Muestra de Crudo con Arena Producida con el Método CHOPS.	51

## Capítulo 3. Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas.

Figura 3.1	Perfiles de Producción de Aceite y Arena de un Pozo Típico con CHOPS.	63
Figura 3.2	Efecto de Dos Mecanismos Físicos sobre la Producción de un Pozo con CHOPS.	64
Figura 3.3	Perfil de Producción de un Pozo con CHOPS, con Tres Ciclos de Producción.	67
Figura 3.4	Dificultades que se Pueden Presentar en la Producción de Pozos con CHOPS.	68
Figura 3.5	Relación entre la Viscosidad y el % Arena por Volumen Total Producido.	70
Figura 3.6	Redistribución del Esfuerzo de Sobrecarga.	73
Figura 3.7	La Alteración de los Esfuerzos Radial y Tangencial alrededor de la Cavidad, Provoca que la Formación Consolidada Comience a Ceder.	74

Figura 3.8	Zonas Formadas en un Pozo con CHOPS después de un Periodo de Producción.	76
Figura 3.9	Ley de Darcy para Flujo a través de Medios Porosos.	77
Figura 3.10	Zona de Permeabilidad Mejorada en la Vecindad del Pozo.	79
Figura 3.11	Desprendimiento de los Granos de Arena por Acción de las Burbujas de Gas Liberadas.	81
Figura 3.12	Distribución de Presiones alrededor de un Pozo con CHOPS.	82
Figura 3.13	Influencia del Efecto de Daño sobre el Gradiente de Presión en el Medio Poroso.	83

#### **Capítulo 4. Prácticas Típicas en un Pozo con CHOPS.**

Figura 4.1	Esquema del Bombeo de Cavidades Progresivas.	88
Figura 4.2	Esquema de la Bomba de Cavidades Progresivas.	89
Figura 4.3	Comportamiento Irregular de la Producción de Arena en un Pozo de Lloydminster, Canadá.	96
Figura 4.4	Esquema de un Separador Vertical de Producción en Pozos con CHOPS.	101
Figura 4.5	Inyección de Desechos en un Intervalo Permeable.	106
Figura 4.6	Diagrama de Flujo del Programa para la Implementación de Pozos con CHOPS.	114
Figura 4.7	Relación del Costo de Producción y el Porcentaje de Producción Adicional.	117

#### **Capítulo 5. Método CHOPS en el Campo Patos-Marinza, Albania.**

Figura 5.1	Localización del Campo Patos-Marinza.	119
Figura 5.2	Histórico de Producción del Campo Patos-Marinza.	120
Figura 5.3	Mapa del Campo Patos-Marinza.	122
Figura 5.4	Comportamiento de la Producción del Pozo 345-M.	125
Figura 5.5	Promedio de la Producción de Arena, Agua y Crudo en los 21 Pozos con CHOPS.	128

**LISTA DE TABLAS.**

**Página.**

**Capítulo 1. Conceptos Generales.**

Tabla 1.1	Clasificación de los Crudos según su Densidad en °API y su Gravedad Específica.	13
Tabla 1.2	Reservas Totales de Crudo por Densidad y Región al 1 de Enero de 2008.	20

**Capítulo 3. Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas.**

Tabla 3.1	Características Típicas de un Yacimiento con CHOPS.	61
Tabla 3.2	Valores de Viscosidad y % Arena Producida en Algunos Campos de Canadá.	71

**Capítulo 4. Prácticas Típicas en un Pozo con CHOPS.**

Tabla 4.1	Características Típicas de un Pozo con CHOPS.	86
Tabla 4.2	Rangos de Aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción Candidatos a Pozos con CHOPS.	87
Tabla 4.3	Costos de Producción y Porcentajes de Crudo Pesado.	116

**Capítulo 5. Método CHOPS en el Campo Patos-Marinza, Albania.**

Tabla 5.1	Propiedades del Campo Patos-Marinza.	123
-----------	--------------------------------------	-----

## INTRODUCCIÓN.

En los últimos años, la declinación de las reservas de crudo a nivel mundial ha provocado que los profesionales de la industria petrolera busquen alternativas para satisfacer la creciente demanda de energía; una de las respuestas parece encontrarse en los crudos pesados. La naturaleza no convencional de este tipo de recursos reside en la dificultad que su explotación representa, pues los altos valores de densidad y viscosidad que poseen exigen el desarrollo de nuevas tecnologías que cubran las limitantes de los métodos convencionales.

Los crudos pesados representan la mayor parte de las reservas mundiales (cerca del 70%, entre 6 y 9 trillones de barriles), razón por la cual su explotación cobra aún más importancia; por lo general, mientras más pesado o denso es el crudo, menor es su valor económico, pues presenta retos especiales para su producción, transporte y refinación; dado lo anterior, los avances tecnológicos en su explotación deben considerar el estrecho margen de ganancias comparado con el de los crudos convencionales.

Para compensar las ganancias actuales, la producción de crudos pesados deberá ser mayor; esta condición resulta en el continuo análisis de nuevas estrategias de explotación que permitan incrementar los mismos, es por ello que el estudio de técnicas como el método CHOPS (*Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas*, por sus siglas en inglés) resulta trascendental en el futuro de la industria petrolera mundial. La implementación de estas nuevas tecnologías redundará en incrementos de producción que permitirán compensar la declinación actual de las reservas de crudos convencionales.

Existen diversos métodos de explotación de crudos pesados, en general se pueden clasificar como térmicos y en frío; los primeros necesitan generar un aumento en la temperatura del sistema para reducir la viscosidad del crudo y facilitar su explotación, lo que genera costos asociados muy altos; el segundo grupo está reducido a yacimientos con características específicas pero que se presentan como una opción muy rentable para la explotación de estos recursos.

El objetivo central de este trabajo es analizar un método de explotación de crudos pesados en frío, que en los últimos años ha tenido un gran desarrollo y buenos resultados en diferentes regiones del orbe, aunque el mayor auge ha sido en campos petroleros de Canadá; para ello se llevó a cabo una investigación de tipo bibliográfica en la que se revisaron reportes, artículos técnicos, revistas, y publicaciones en línea que discuten los orígenes, desarrollo y áreas de oportunidad de esta nueva alternativa de explotación. La Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS) es una tecnología desconocida para la mayoría de los profesionales nacionales por lo que la información que contiene esta investigación busca sentar las bases para la evaluación de la factibilidad de su aplicación en campos petroleros de México.

Ante el inminente reto que en los siguientes años representará la explotación de crudos pesados en nuestro país, la mejor herramienta es el estudio temprano de las tecnologías disponibles en el mercado y su posterior asimilación; motivo por el cual esta investigación pretende informar a los profesionales de la industria petrolera en México acerca de las principales características de esta nueva alternativa de explotación, se espera que ésta pueda ser una respuesta a la problemática de los crudos pesados nacionales.

El análisis que se llevó a cabo en esta tesis está distribuido en cinco capítulos que se abordarán de la siguiente manera; en el primer capítulo se presentan los conceptos básicos necesarios para entender cuál es la importancia de los crudos pesados en la actualidad; el segundo capítulo analiza brevemente otras tecnologías de explotación que se están utilizando a nivel mundial para tener un panorama sobre el cual podamos comparar las características de la técnica analizada en la presente investigación; en el tercer capítulo se enuncian los principios fundamentales que rigen la Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS) con el objeto de explicar en que se diferencia de las otras tecnologías usuales; en el cuarto capítulo se explicará cuales son las prácticas más comunes que se realizan en pozos de este tipo, basados en información proveniente de la experiencia obtenida en campos de Canadá; y finalmente, en el quinto capítulo, se presentan los resultados obtenidos en la implementación de esta tecnología en un campo de Albania.

## CAPÍTULO I. CONCEPTOS GENERALES.

En este primer capítulo se abordarán los conocimientos básicos que permitirán entender el origen de esta investigación; es sumamente importante comprender las razones por las cuales surge la necesidad de analizar nuevas alternativas de explotación de crudos pesados. Para poder realizar este análisis, primero debemos definir qué es un crudo pesado y cuáles son las particularidades que la explotación de este tipo de hidrocarburos representa, esto sumado a conocer cuál es la situación actual de los crudos pesados en México y en el Mundo deberá quedar plenamente aclarado al finalizar este capítulo.

### **1.1. Importancia de los Crudos Pesados.**

Debido a la creciente demanda de energía, la declinación de la producción de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, aunado a que encontrar, así como acceder a los recursos de crudo y gas convencional se está volviendo cada vez más difícil, la atención de la industria petrolera en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de crudos pesados y extrapesados. A pesar de que ambos tipos de crudo presentan retos especiales para su producción, transporte y refinación, hoy en día, son la fuente de energía capaz de compensar tal declinación en la producción de crudo convencional, debido principalmente a que representan la mayor parte de las reservas mundiales y a los avances tecnológicos que en los últimos años se han desarrollado para combatir la problemática de su explotación.<sup>1</sup>

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el crudo, menor es su valor económico; las fracciones de crudo más livianas o menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos. De manera similar, los costos operativos son a menudo más altos que en la explotación de crudo convencional.

Como el crudo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los crudos convencionales, surge la pregunta acerca del por qué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La respuesta consta de dos partes, la primera es que ante el avance tecnológico actual, muchos yacimientos de crudo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable y la segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes.

La mayor ventaja disfrutada por las compañías petroleras de crudo pesado es el carácter de largo plazo de sus yacimientos; en contraste con los yacimientos de crudo ligero, los yacimientos de crudo pesado producen a tasas consistentes durante muchos años, varias proyecciones estiman hasta 20 años sin disminución o deterioro.

Algunos de los yacimientos más antiguos en California han estado en explotación durante más de 100 años; por tanto, la inversión es rentable durante mucho tiempo.<sup>2</sup> Dado lo anterior, las rentabilidades de largo plazo plasman un motivo fundamental para la búsqueda de soluciones a la problemática de la explotación de crudos pesados; por ello, muchas compañías que anteriormente descartaron el crudo pesado como opción viable, ahora tienen interés en probar la factibilidad de la explotación de este recurso no convencional.

## **1.2. Clasificación de los Hidrocarburos.**

Existen diferentes clasificaciones de los hidrocarburos, que pueden estar en función tanto de sus propiedades físicas como químicas. La clasificación de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento petrolero debe realizarse en el momento del descubrimiento o bien durante las etapas iniciales de la vida de explotación del mismo. El conocimiento del tipo de fluido que se desea producir es un factor clave en la mayoría de las decisiones que se deben realizar para la explotación óptima del yacimiento. Algunos de los rubros que se pueden optimizar con una clasificación correcta son los siguientes: el método de muestreo de fluidos, las características del equipo superficial para manejo y transporte de la producción (por ejemplo, el tipo y dimensiones del equipo), los métodos de cálculo de volumen de hidrocarburos originales, las condiciones del yacimiento, las técnicas de estudio del comportamiento del yacimiento, el plan de explotación incluyendo la selección de métodos de recuperación primaria, secundaria y/o mejorada para estimar las reservas de hidrocarburos.<sup>3</sup>



1.2.1. Clasificación en base al Diagrama de Fases.

El comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos se puede utilizar para propósitos de clasificación; tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual es una gráfica de temperatura-presión, donde se presentan los siguientes elementos: la curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas y presiones; curvas que se unen en el denominado punto crítico, que son la temperatura y presión máximas, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio como se muestra en la Figura 1.1.

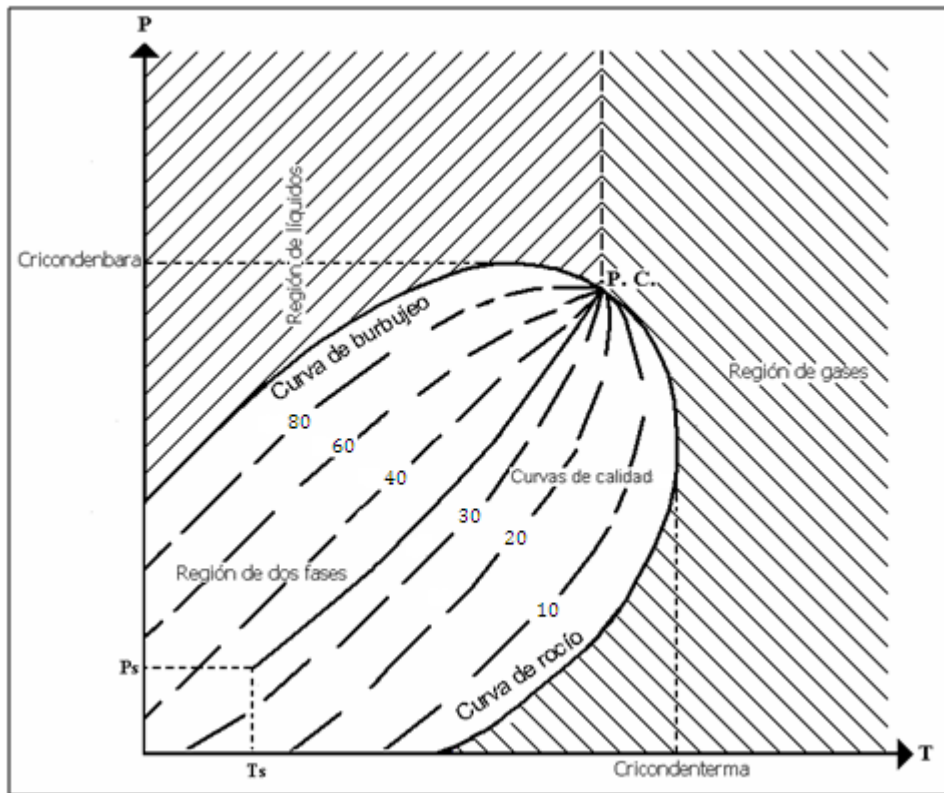


Figura 1.1. Diagrama de Fases.

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones; la primera, llamada región de líquidos, esta situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica, la segunda, llamada región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica, y la última región se encuentra encerrada por la envolvente de fases, y se conoce como región de dos fases.

Dentro de la envolvente de fases, se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura en las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, en esta zona existen las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido; todas estas curvas inciden en el punto crítico. Además de lo anterior, la cricondenterma y la cricondenbara indican la temperatura y presión máximas respectivamente, a las cuales pueden existir dos fases en equilibrio.<sup>4</sup>

#### **a) Aceites Negros.**

Los aceites negros están formados por una variedad de especies químicas que incluyen moléculas largas de carbonos, pesadas y no volátiles. Cabe mencionar, que el término de *aceite negro* no implica que dicho aceite sea necesariamente negro. A este tipo de fluido del yacimiento se le conoce como *aceite ordinario o aceite crudo de bajo encogimiento*.

El diagrama de fases más común de un aceite negro se presenta en la Figura 1.2, mostrando una línea isotérmica para una reducción en la presión del yacimiento; en forma similar, se indica la presión y temperatura a las condiciones de separación en la superficie. Las líneas de calidad se encuentran separadas presentando una distancia casi constante dentro de la envolvente de fases. El volumen de gas se calcula en base a un *100%* menos el volumen de líquido. El agua se encuentra siempre en los yacimientos, sin embargo, en esta sección no se consideran aspectos para el agua.

Cuando la presión del yacimiento se encuentra dentro del rango de la línea  $\overline{1-2}$ , el aceite se denomina aceite bajosaturado, esto significa que el aceite en el yacimiento es capaz de disolver más gas si este último estuviese presente. Cuando la presión en el yacimiento se localiza en el punto 2 de la línea vertical  $\overline{1-2-3}$ , el aceite se encuentra en el punto de burbuja y se denomina aceite saturado, aunque es un caso especial de saturación en el cual la primera burbuja de gas libre se forma en el yacimiento.

Conforme se explota el yacimiento a condiciones normales, la presión declina a lo largo de la línea  $\overline{2-3}$  liberando gas adicional, formando una fase de gas libre en el sistema. Similarmente, conforme la presión declina durante el trayecto del punto 2 hacia el separador en superficie se libera gas del aceite, obteniendo gas y aceite en superficie; sin embargo, las condiciones de presión y temperatura del separador (localizado dentro de la región de dos fases de la envolvente) indican que una cantidad relativamente grande de líquido se obtiene en la superficie.

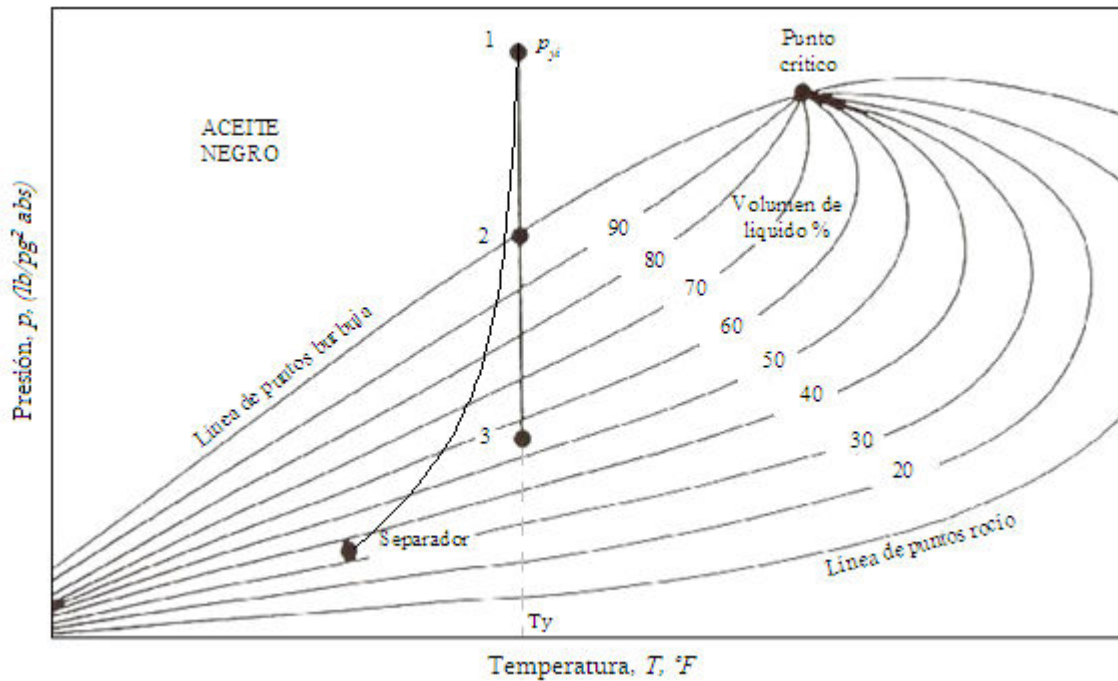


Figura 1.2. Diagrama de Fases de un Aceite Negro.

## b) Aceites Volátiles.

Los aceites volátiles contienen pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias (definidas como etano, propano, butanos, pentanos y hexanos) en relación con las que contienen los aceites negros. Los aceites volátiles también se conocen como *aceites crudos de alto encogimiento o aceites cercanos al punto crítico*.

El gas que se obtiene de fluidos de aceite volátil es muy rico en componentes intermedios y dado que libera una gran cantidad de líquido conforme se mueve hacia la superficie a través de las tuberías de producción, generalmente se define como gas condensado (retrógrado). Aproximadamente la mitad del líquido que se obtiene de la producción en el tanque de almacenamiento a lo largo de la vida de explotación de un yacimiento que contiene aceite volátil, se extrae del gas que entra de la zona productora hacia el pozo. En consecuencia, las ecuaciones analíticas de balance de materia empleadas para aceites negros, se invalidan para aceites volátiles, pues las primeras se derivaron bajo la suposición de que el gas asociado con el líquido del yacimiento es un *gas seco*. Esta suposición se cumple solo para aceites negros, con excepción de yacimientos cuyas presiones son muy bajas.

La Figura 1.3 presenta un diagrama común de comportamiento de fases para un aceite volátil, conteniendo una línea isotérmica al reducir la presión del yacimiento y llevado hasta las condiciones del separador en superficie. Este diagrama de fases es algo diferente respecto al mostrado para el aceite negro; el rango de temperaturas que cubre es más pequeño, sin embargo, la localización del punto crítico es de mayor interés. La temperatura crítica,  $T_c$ , está muy cerca de la temperatura del yacimiento,  $T_y$ . Las curvas de calidad para el porcentaje del líquido se encuentran regularmente espaciadas, encontrándose más adentro del diagrama de fase, sin embargo, éstas se encuentran menos espaciadas regularmente conforme se acercan hacia arriba a lo largo de la línea de puntos de burbuja.

La línea vertical  $\overline{1-2-3}$  muestra a temperatura constante la trayectoria que se obtendría en el yacimiento, provocada por una reducción en la presión, originada por la explotación de los fluidos. Una reducción pequeña en la presión por debajo del punto de burbuja (punto 2) provoca la liberación de una significativa cantidad de gas en el yacimiento. Para un aceite volátil por debajo de la presión en el punto de burbuja, caídas de presión de solo  $100$  a  $200$   $[lb/pg^2\ abs]$  provocarían una liberación aproximada al  $50\%$  del gas disuelto en el aceite a condiciones del yacimiento.

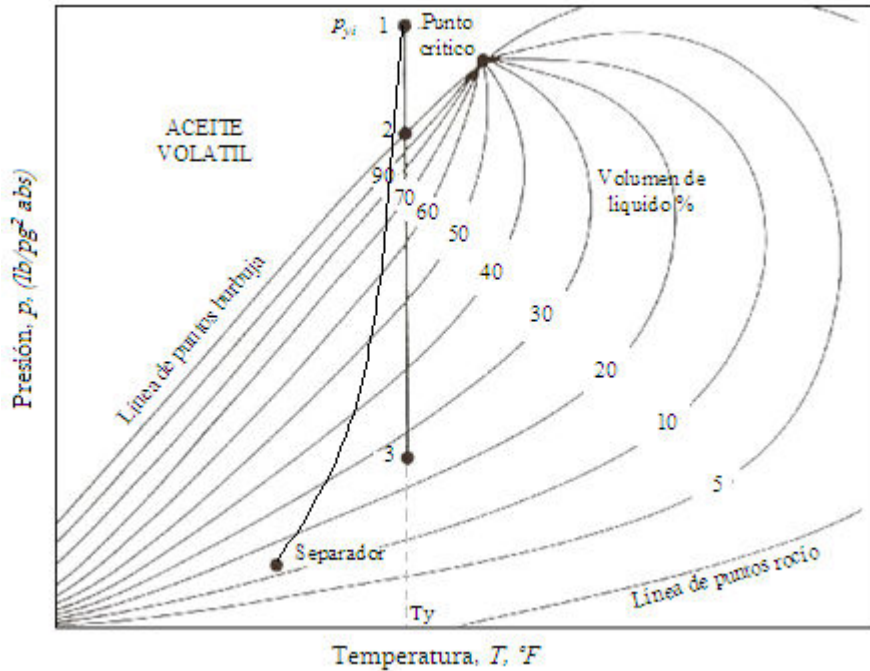


Figura 1.3. Diagrama de Fases de un Aceite Volátil.

### c) Gas Retrógrado y Condensado (Gases Retrógrados).

A los gases retrógrados también se les denomina como *gas retrógrado-condensado*, *gases condensados retrógrados*, *condensados del gas* o *condensados*. Inicialmente, a condiciones de yacimiento, el fluido se encuentra en estado gaseoso y presenta un comportamiento retrógrado, debido a esto, *gas retrógrado* es el nombre correcto para este fluido. Al líquido producido a condiciones del tanque de almacenamiento a partir de yacimientos de gas retrógrado se le denomina *condensado*.

La Figura 1.4 presenta un diagrama común de un gas retrógrado y condensado con una línea vertical isotérmica  $1-2-3$  al reducir la presión del yacimiento y las condiciones del separador en la superficie. Se observa que el diagrama de fases es más pequeño que el de un aceite negro. El punto crítico se localiza más hacia la izquierda inferior del diagrama. Estos cambios del diagrama de fases y del punto crítico son resultado de que los gases retrógrados contengan una menor cantidad de hidrocarburos pesados respecto a los aceites negros.

El gas retrógrado se encuentra totalmente en forma de gas a condiciones iniciales del yacimiento (punto 1). Conforme la presión del yacimiento decrece debido a la explotación, el gas retrógrado alcanza el punto de rocío (punto 2); reducciones de presión subsecuentes, inician la condensación de líquido a partir del gas, formando una cantidad apreciable de líquido libre (condensado) en el yacimiento. Este condensado libre, normalmente no fluirá hacia los pozos productores y comenzará a formar un anillo de condensados dentro del yacimiento lo que podría obstruir el flujo de fluido hacia los pozos y ocasionar una menor recuperación de hidrocarburos.

Siguiendo la trayectoria de la línea vertical  $1-2-3$  en el yacimiento sobre el diagrama de la Figura 1.4, se observa que en algún punto a presión baja, el líquido (condensado) en el yacimiento inicia a revaporizarse (obsérvense las líneas de calidad de 15 y 10% de líquido). Este fenómeno se observa a condiciones experimentales en laboratorio, sin embargo, no se presenta con bastante efecto a condiciones del yacimiento durante la explotación, debido a que la composición total del fluido del yacimiento cambia.<sup>5</sup>

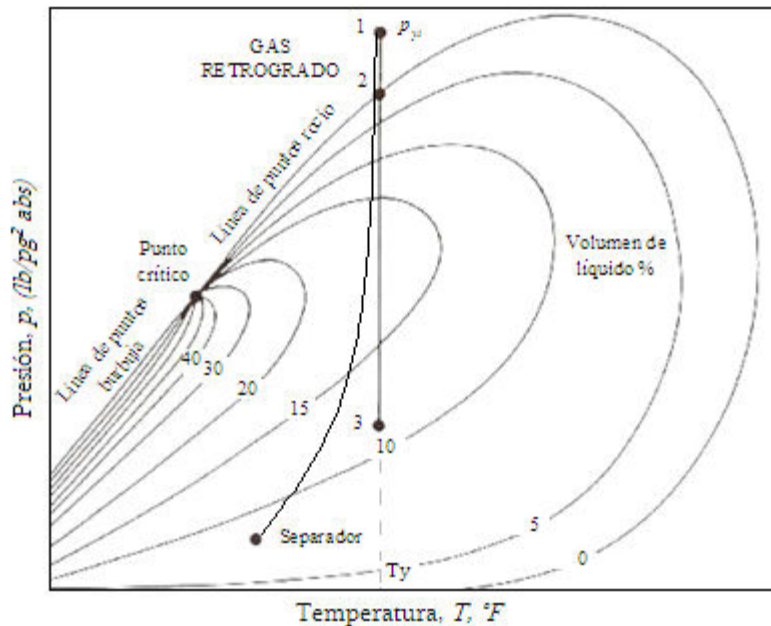
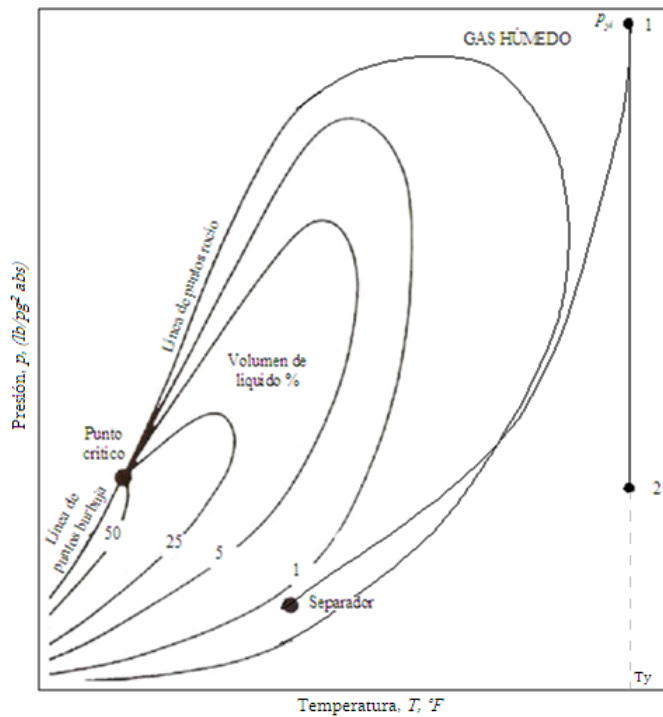


Figura 1.4. Diagrama de Fases de un Gas Retrógrado y Condensado.

**d) Gas Húmedo.**

La palabra *húmedo* en gases húmedos no significa que el gas está húmedo con agua, esto se refiere al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie. En realidad, todos los yacimientos de gas se encuentran normalmente saturados con agua. La Figura 1.5 muestra un ejemplo común de un diagrama de fases de presión-temperatura, en donde se observa una línea vertical isotérmica de reducción de presión (línea  $\overline{1-2}$ ) y un separador superficial.

La envolvente del diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos, predominantemente formada por componentes ligeros, cae por debajo de la temperatura del yacimiento. Teóricamente, la trayectoria de la caída de presión isotérmica en el yacimiento (línea  $\overline{1-2}$ ), no entra a la envolvente de fases, esto implica que no se formará líquido (condensado) a las condiciones prevalecientes en el yacimiento, sin embargo, en algunos yacimientos se ha determinado que se forma algo de líquido, por lo que la trayectoria de la caída de presión isotérmica en el yacimiento (línea  $\overline{1-2}$ ) si podría entrar a la envolvente de fases. De igual manera, a las condiciones de separación en la superficie la trayectoria de producción entra a la región de dos fases, lo que origina que algo de líquido (condensado) se forme en la superficie.



**Figura 1.5. Diagrama de Fases de un Gas Húmedo.**

e) Gas Seco.

La palabra *seco*, indica que el gas no contiene suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar líquidos a condiciones de presión y temperatura de superficie. El gas seco está principalmente formado por metano con algunos componentes intermedios.

La Figura 1.6, representa un diagrama común de presión-temperatura para un gas seco, observando una línea vertical de caída de presión isotérmica (línea  $\overline{1-2}$ ) y a condiciones de separador. A condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la mezcla de hidrocarburos sólo se encuentra presente en la fase gas; de igual manera, a las condiciones de separación en la superficie, teóricamente solo se obtiene gas. Esto implica que las trayectorias de producción tanto a condiciones de yacimiento (línea  $\overline{1-2}$ ) como de superficie (separador) no cruza la envolvente de fases. Por lo tanto, no se forma líquido (condensado) tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie. Sin embargo, se observa que en algunos yacimientos de gas seco se podría formar una cantidad insignificante de condensado a condiciones de superficie.

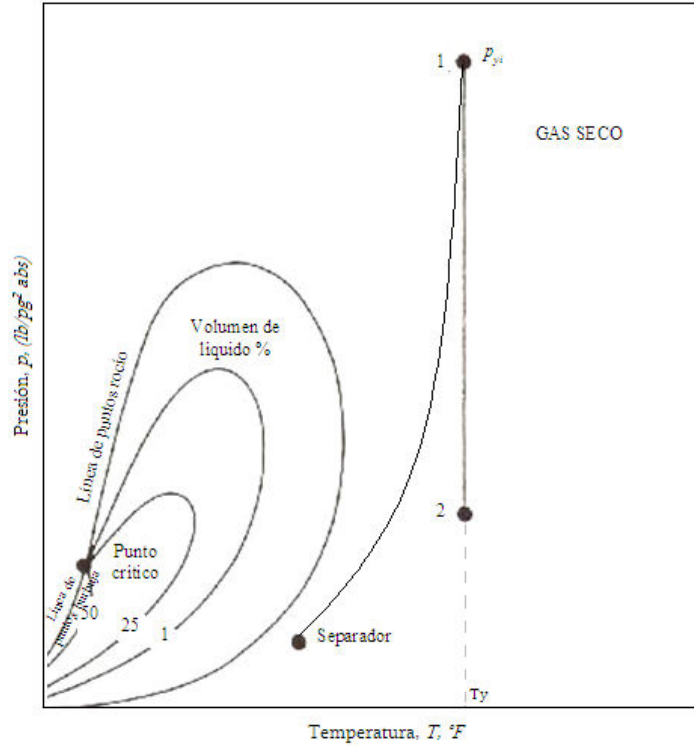


Figura 1.6. Diagrama de Fases de un Gas Seco.



### 1.2.2. Clasificación en base a la Densidad en °API.

El Instituto Americano del Petróleo, propone una clasificación de los hidrocarburos ampliamente reconocida a nivel mundial, basada en la densidad en grados API (American Petroleum Institute), los cuales relacionan la densidad del crudo con la del agua, a través de la gravedad específica del aceite ( $\gamma_o$ ); la ecuación para el cálculo de la densidad en °API es la siguiente:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

En la Industria Petrolera, la clasificación API es la más usada para distinguir los diferentes tipos de hidrocarburos, así entonces, dependiendo del número de grados API que posea un crudo, éste se denominará: superligero, ligero, mediano, pesado o extrapesado de acuerdo al criterio que se muestra en la Tabla 1.1.

**Tabla 1.1. Clasificación de los Crudos según su Densidad en °API y su Gravedad Específica.<sup>6</sup>**

Densidad (°API)	Gravedad específica ( $\gamma_o$ )	Denominación del crudo
> 39	< 0.83	Superligero
31.1 – 39	0.87 - 0.83	Ligero
22.3 - 31.1	0.92 - 0.87	Mediano
10 - 22.3	1 - 0.92	Pesado
< 10	> 1	Extrapesado

### 1.3. Definición de Crudos Pesados y Extrapesados.

Los crudos pesados y extrapesados son recursos energéticos no convencionales debido a la dificultad que presentan en su extracción y al bajo valor económico comparado con crudos convencionales (medianos y/o ligeros). Según el departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE por sus siglas en inglés), los crudos pesados se definen como aquellos que presentan una densidad en °API entre 10 y 22.3; mientras que los extrapesados tienen una densidad en °API menor a 10.

Estos tipos de crudos se caracterizan por tener densidades altas, fracciones de componentes pesados, principalmente asfaltenos y parafinas con presencia de vanadio, níquel y azufre, baja relación gas-aceite (RGA), además de un bajo contenido de hidrógeno y alto contenido de carbono y sulfuro, su viscosidad fluctúa entre 20 [cp] y 1,000,000 [cp].

La viscosidad es una característica muy importante a considerar, ya que esta propiedad del fluido es la que más afecta los costos de producción, recuperación y transporte; ésta se define como la magnitud física que mide la resistencia que opone un fluido al movimiento, por tanto, entre más viscoso sea un crudo más difícil será su explotación. Debido a que la temperatura afecta directamente a la viscosidad, la temperatura es un factor predominante al momento de explotar un yacimiento y se ve reflejado en el auge del desarrollo de métodos de recuperación de hidrocarburos, conocidos como métodos térmicos.

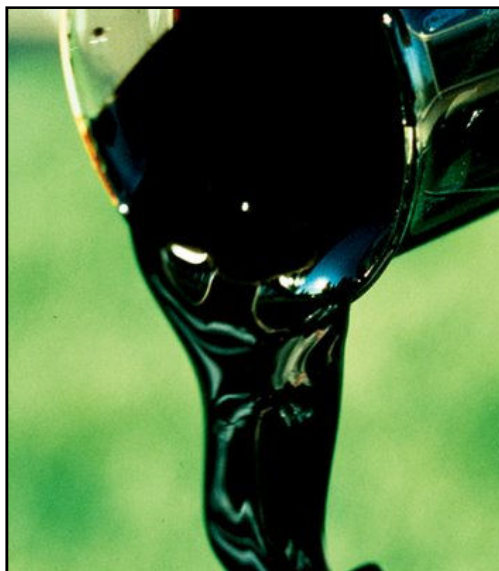


Figura 1.7. Crudo Pesado.

Los crudos pesados y extrapesados se encuentran generalmente en yacimientos someros, se originan igual que los crudos convencionales debido a que la roca generadora *no produce* crudos pesados; es decir, la mayoría de los hidrocarburos comienzan con densidades de entre 30 y 40 °API, pero al migrar a una región cercana a la superficie, pierden sus fracciones ligeras principalmente por el proceso de biodegradación. Es decir, debido a la presencia de bacterias anaeróbicas las cuales degradan los hidrocarburos ligeros y/o intermedios se produce metano e hidrocarburos pesados y extrapesados. La biodegradación induce la oxidación del crudo reduciendo la relación gas-aceite (RGA) e incrementando la acidez, la densidad, la viscosidad y el contenido de azufre y otros metales pesados; debido a esto, los hidrocarburos pierden una importante fracción de su masa original.

Algunos otros mecanismos de formación de crudos pesados son: el arrastre por agua y el fraccionamiento de fases. El primero se presenta cuando el agua de formación remueve los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua; mientras que el fraccionamiento de fases se da cuando existe una roca sello de pobre calidad que permita la volatilización de los compuestos ligeros. Ambos procesos separan las fracciones ligeras por medios físicos mas que biológicos. En cualquier ambiente de depósito, la combinación correcta de agua, temperatura y microorganismos, puede producir la degradación y la formación de crudo pesado.

#### 1.4. Panorama Actual de los Crudos Pesados.

El crudo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de crudo pesado.

##### 1.4.1. Reservas Probadas, Probables y Posibles.

Los planes y programas de exploración y producción de un proyecto petrolero, se basan en la identificación e inferencia de recursos prospectivos o potenciales, los cuales, una vez descubiertos, se denominan reservas. Así, el recurso prospectivo se infiere mediante estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y estadísticos, que cuantifican el potencial de hidrocarburos en un área específica. Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.<sup>7</sup>

**a) Reservas Probadas.** Son volúmenes estimados de crudo, gas natural y condensado, los cuales pueden ser estimados con una certeza razonable por medio de geociencia o datos de ingeniería. Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y pozos futuros. De acuerdo a la clasificación utilizada por Petróleos Mexicanos, estas reservas son conocidas también como reservas *1P*.

**b) Reservas Probables.** Son aquellas reservas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos en estudio sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Dado lo anterior, si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, la suma de las reservas probadas más las probables, tendrá al menos una probabilidad del 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la cantidad resultante de la suma dada. Por lo tanto, las reservas denominadas *2P* son la suma de las reservas probadas más las reservas probables.

c) **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 probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables y posibles, tendrá una probabilidad solo del 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Por lo anterior, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.<sup>8</sup>

d) **Petróleo Crudo Equivalente.** Es una forma utilizada a nivel mundial para reportar el inventario total de hidrocarburos, su valor resulta de adicionar los volúmenes de crudo, condensados y gas seco equivalentes a cierto volumen de aceite crudo. Cabe señalar, que para el caso del gas, la equivalencia se realiza en términos de poder calorífico.

#### 1.4.2. Situación Actual de los Crudos Pesados en el Mundo.

El total de recursos de petróleo del mundo se estima aproximadamente entre 9 y 13 trillones de barriles. Como se muestra en la Figura 1.8, el crudo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado y extrapesado.<sup>9</sup> Existen grandes cantidades de crudos pesados y extrapesados en diferentes regiones del mundo; Canadá, Venezuela y Estados Unidos son los líderes en la producción de estos tipos de hidrocarburos.<sup>10</sup>

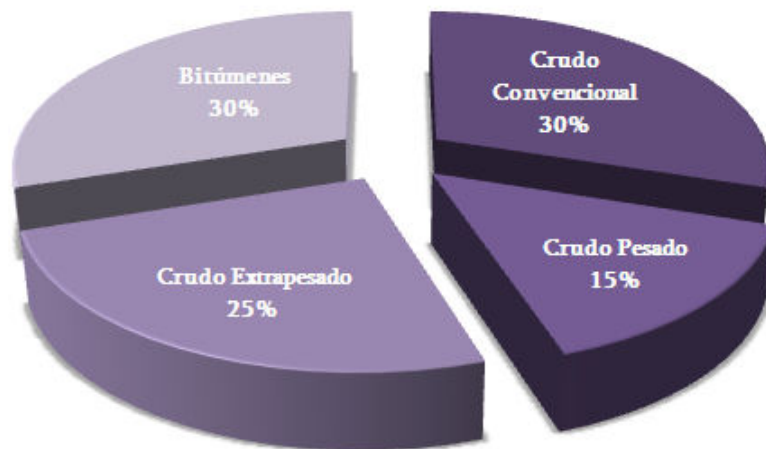


Figura 1.8. Distribución de Recursos de Petróleo del Mundo.

Las dos acumulaciones más grandes se encuentran en la Faja del Orinoco, Venezuela (Figura 1.9) y en el *Cinturón de Aceite Pesado Canadiense* en Alberta y Saskatchewan, Canadá (Figura 1.10).



Figura 1.9. Localización de la Faja del Orinoco, Venezuela.

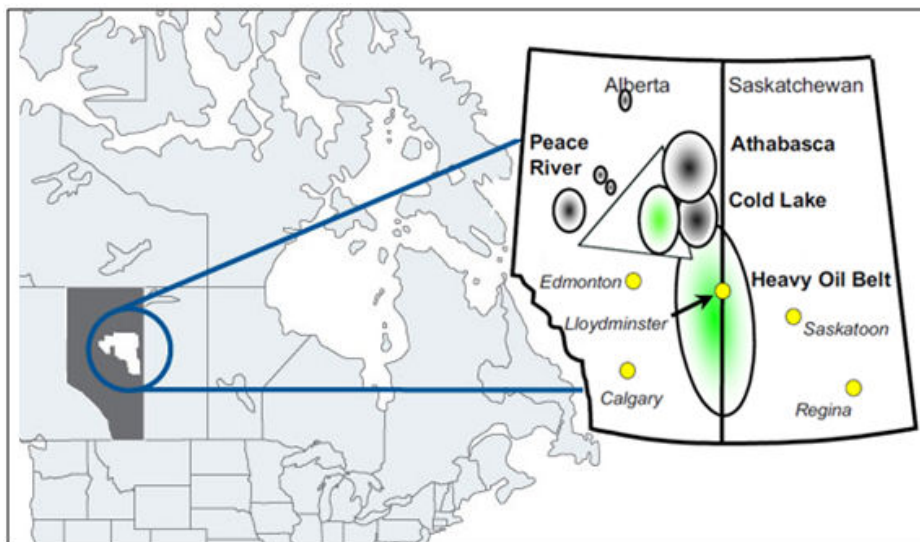


Figura 1.10. Localización del Cinturón de Aceite Pesado Canadiense.

Las acumulaciones combinadas de crudo pesado en estas regiones totalizan entre 3.5 y 4 trillones de barriles de aceite original *in-situ*, Venezuela participa con 1.2 trillones de barriles y Canadá con unos 2.2 trillones de barriles.<sup>11</sup> La Figura 1.11 compara estimados de las cantidades de aceite pesado y extrapesado con las de aceite convencional; debe notarse, que representa el volumen de aceite original, no el que es recuperable.

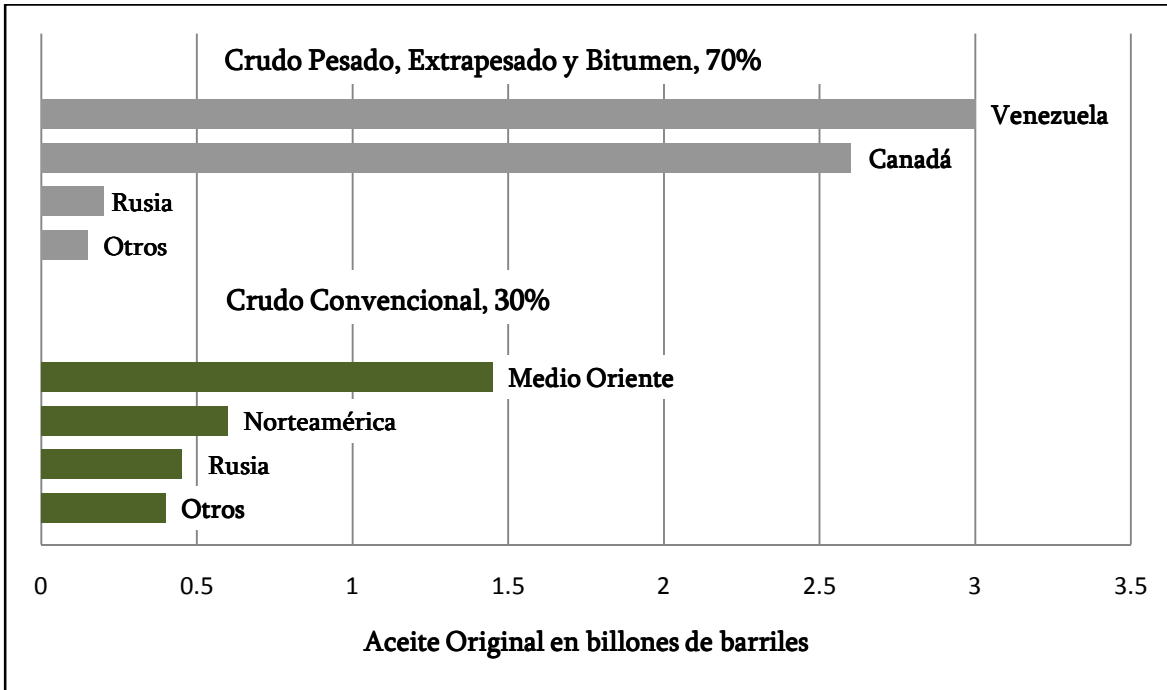


Figura 1.11. Comparación entre Volumen Original de Crudos Pesados y Crudos Convencionales.<sup>12</sup>

### 1.4.3. Situación Actual de los Crudos Pesados en México.

En México, las reservas 3P, conocidas también como reservas remanentes totales, ascienden a 44,482.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2008. Las reservas probadas participan con 33.1%, las probables con 34%, y las posibles con 32.9% (Figura 1.12).

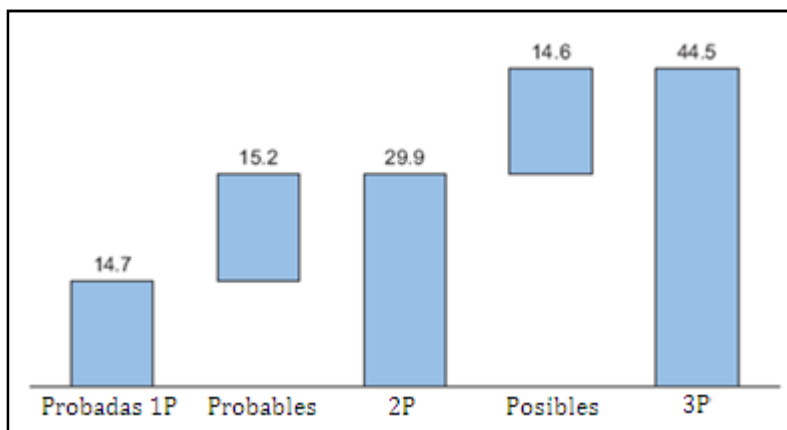
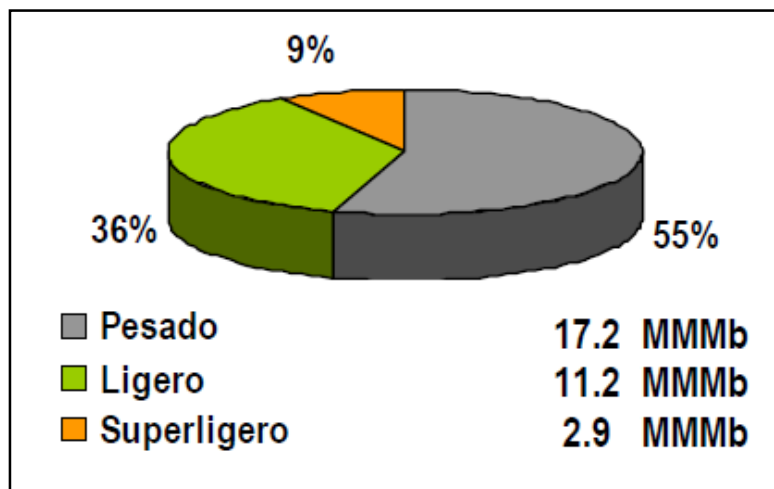


Figura 1.12. Distribución por Categoría de las Reservas 3P de México en mmbpce.

Del valor citado de reservas 3P, el aceite crudo aporta el 70.2%, que corresponde a 31,211.6 millones de barriles; de los cuales el *aceite pesado participa con 55% del total nacional*, el aceite ligero con 35.8%, y el superligero 9.2%; lo anterior se muestra en la Figura 1.13.



**Figura 1.13. Participación del Crudo Pesado en las Reservas Totales de México.**

México se divide en cuatro regiones en función de la producción y exploración de hidrocarburos. La Tabla 1.2 muestra la participación de cada una de estas regiones en las reservas totales de crudo; la Región Marina Noreste contribuye con 69.3 % del total nacional de aceite pesado, mientras que la Norte participa con 61.1 % del total de aceite ligero y 52.6 % del total de aceite superligero. Como se puede identificar, la Región Marina Noreste es la de mayor importancia en términos de acumulación de crudo pesado, por lo que cobra particular importancia para los fines de la presente investigación.

**Tabla 1.2. Reservas Totales de Crudo por Densidad y Región al 1 de Enero de 2008.**

Región	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
<b>Total</b>	<b>17,175.7</b>	<b>11,166.1</b>	<b>2,869.9</b>
Marina Noreste	11,900.3	36.5	0
Marina Suroeste	740	1,692.5	495.3
Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5
Sur	323.5	2,612.5	865



La Región Marina Noreste se extiende en una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados; cabe señalar que es la de menor extensión pero la que más aporta a la producción total diaria. Se encuentra localizada en el Sureste de la República Mexicana en aguas territoriales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, incluyendo parte de la plataforma continental y del talud del Golfo de México (Figura 1.14). Esta región administra dos Activos Integrales, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.



**Figura 1.14. Localización de la Región Marina Noreste.**

La Región Marina Noreste administra veintitrés campos; actualmente los que se encuentran en producción son trece, de los cuales ocho se encuentran localizados en el Activo Integral Cantarell y cinco en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. Es importante remarcar la importancia que tiene para México esta región, en términos principalmente de producción. La Figura 1.15, ilustra claramente el potencial que tiene esta región para el desarrollo de proyectos de explotación de crudos pesados.<sup>13</sup>

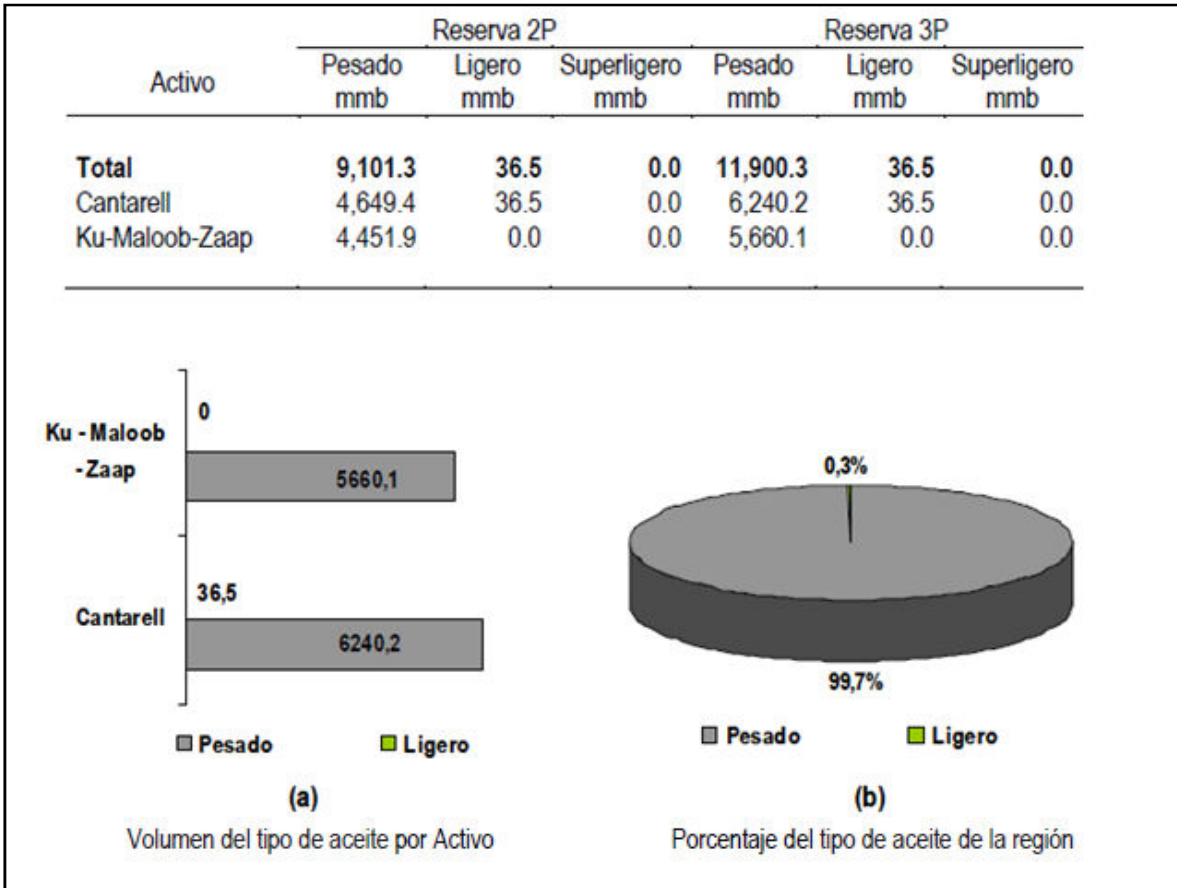


Figura 1.15. Participación por Tipo de Crudo de las Reservas Totales de la Región Marina Noreste.

### 1.5. Problemática Asociada a la Producción de Crudos Pesados.

La problemática presente en la producción de hidrocarburos pesados se debe principalmente a sus propiedades, aunado a que pueden ser encontrados en ambientes que dificulten más su producción, como es el caso de los yacimientos costa afuera. Existe un concepto ampliamente difundido en la industria petrolera, conocido como *Aseguramiento de Flujo*, que se refiere a la identificación y prevención de las posibles obstrucciones al flujo de crudo, desde su entrada a la tubería de producción hasta su almacenamiento. Las obstrucciones en las instalaciones superficiales se deben a dos tipos de acumulaciones principales, de arena y de compuestos inherentes a la producción de hidrocarburos.

La acumulación de parafinas, hidratos de gas, asfaltenos, incrustaciones inorgánicas (carbonato de calcio, sulfato de bario), tratamiento de arenas, elementos corrosivos como el dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, mercurio, metales pesados como el níquel o el vanadio, etc., son algunos de los problemas relacionados con el Aseguramiento de Flujo; todos estos inconvenientes deben encararse en las primeras etapas de la fase de diseño del sistema de producción.

El proceso de trabajo de esta disciplina comienza con el muestreo de los fluidos de la formación; a las muestras tomadas se les realizan análisis termodinámicos, cromatográficos, análisis SARA, etc., con el objetivo de caracterizar los comportamientos de fases que acompañan los cambios de presión y temperatura propios de la explotación de yacimientos de hidrocarburos.

Las áreas de estudio del aseguramiento de flujo se extienden desde el yacimiento, pasando por la tubería de producción, hasta llegar a las instalaciones de almacenamiento; estos análisis ayudan a los operadores de áreas marinas y terrestres a manejar los retos que imponen el flujo a bajas temperaturas, altas presiones y las extensas distancias que recorre la mezcla producida. Los integrantes de los equipos de trabajo se especializan en predicciones y modelado de flujo, análisis de fluidos, métodos de levantamiento artificial, refuerzo de flujo multifásico, medición y asignación de la producción, obtención de mediciones, vigilancia y control, etc.<sup>14</sup>

El crudo presenta una serie de fenómenos complejos que permiten mantener en equilibrio las fracciones ligeras y pesadas de los hidrocarburos. Este delicado balance composicional se rompe una vez que el pozo comienza a producir, debido a las grandes caídas de presión y temperatura lo que genera la precipitación de *parafinas y asfaltenos*. Estos compuestos pueden obstruir el flujo en la zona productora cercana al pozo, en el pozo mismo y en las líneas superficiales ya sea en tierra o en el lecho marino.

Para definir qué tecnologías preventivas y correctivas se deben utilizar, es necesario conocer las condiciones de operación bajo las cuales se pueden depositar los compuestos pesados, además de la composición de los fluidos transportados para determinar la cantidad en la que éstos se presentarán. El primer paso para evitar la precipitación de los compuestos indeseados consiste en el correcto muestreo y análisis de los fluidos; del crudo se debe determinar su composición mediante un análisis SARA, para identificar si existe o no, la posibilidad de precipitación de parafinas y qué tan alto es el potencial de depósito de asfaltenos.



**Figura 1.16. Obstrucción por Presencia de Parafinas y Asfaltenos.**

El crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que consiste en aromáticos, parafinas, nafténicos, asfaltenos, etc. Cuando su temperatura es reducida, sus componentes pesados comienzan a precipitarse y depositarse en la pared de la tubería, por lo que el diámetro interno se reduce, resultando en grandes caídas de presión a través de todo el sistema de producción.

Los asfaltenos son materiales sólidos de apariencia fina como polvo, éstos se precipitan del crudo cuando existen caídas de presión y temperatura; junto con estos parámetros, la composición del mismo controla la aparición de los asfaltenos por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere dichos parámetros, afectará la precipitación de estos compuestos.

La Figura 1.17 muestra la envolvente de precipitación de asfaltenos en un diagrama de presión-temperatura. La envolvente de precipitación de asfaltenos (curva roja) delimita la zona de estabilidad para los asfaltenos en solución. Cuando la presión del yacimiento alcanza la envolvente superior de precipitación, los asfaltenos menos solubles se precipitarán; conforme la presión continúa abatiéndose, más asfaltenos se precipitarán hasta que se alcance la presión de saturación, y se libere el gas en solución, línea  $\overline{1-2}$ .<sup>15</sup>

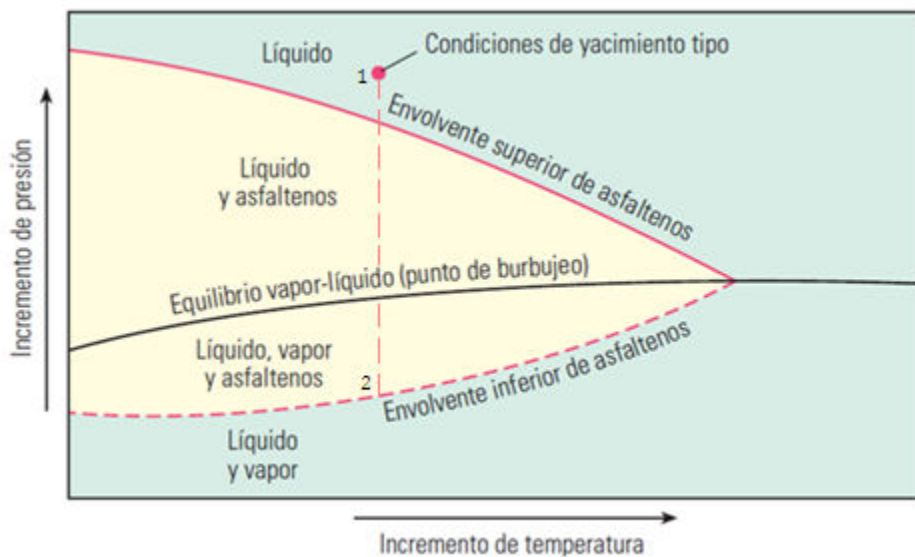


Figura 1.17. Envolvente de Precipitación de Asfaltenos.

Las parafinas incluyen aquella fracción del crudo que se solubiliza en un n-alcano; los depósitos de este tipo son resinas oscuras, semisólidas, muy adhesivas y de peso molecular muy alto. De igual forma que los asfaltenos, la precipitación de las ceras o parafinas se genera por los cambios de presión y temperatura a los que está sometido el crudo durante el proceso de producción.

El depósito de parafinas es particularmente especial en pozos de bajo gasto, ya que el tiempo de residencia del aceite en un pozo aumenta, esto permite una mayor pérdida de calor, redundando en una tasa de precipitación más alta.

Como ya se mencionó, el depósito de las fracciones pesadas de los crudos se puede presentar en cualquier punto del sistema de producción; es decir, en el yacimiento, en la tubería de producción, en la línea de descarga y en las instalaciones superficiales de tratamiento y almacenamiento.

- **En el yacimiento.** El problema principal que se presenta por los depósitos de parafinas y asfaltenos, es la reducción de la permeabilidad en la zona vecina del pozo, reduciendo consecuentemente la capacidad de aporte de fluidos de la formación productora al pozo.
- **En la tubería de producción.** Debido a los constantes cambios en las condiciones de flujo en el interior del aparejo de producción, se favorece el depósito de las fracciones pesadas de los crudos; provocando principalmente reducciones del área efectiva de flujo, asociadas a caídas muy grandes de presión. Además de lo anterior, el taponamiento de la tubería puede generar contrapresión excesiva a la formación.
- **En la línea de descarga.** Los problemas ocasionados por los depósitos de parafinas y asfaltenos son similares a los que se presentan en la tubería de producción; la diferencia radica en la temperatura a la cual se encuentran expuestas las líneas. Es decir, si el medio ambiente es frío, el decremento en la temperatura aumenta considerablemente la viscosidad del crudo, a tal grado que el aceite deja de fluir y la línea queda totalmente bloqueada, haciendo necesario el reemplazo total de la sección obstruida.
- **En las instalaciones superficiales de tratamiento y almacenamiento.** Los depósitos de las fracciones pesadas pueden llegar a taponar válvulas, tuberías de entrada y salida de los separadores, deshidratadores y tanques, etc.

Los métodos para prevenir y corregir la aparición de asfaltenos y parafinas constan de tres tipos de mecanismos de acción: el térmico, el químico y el mecánico. A continuación se describen algunos de los más utilizados.

a) **Métodos Térmicos.** Estos métodos consisten en la elevación de la temperatura de la instalación afectada, esto se puede lograr de dos formas:

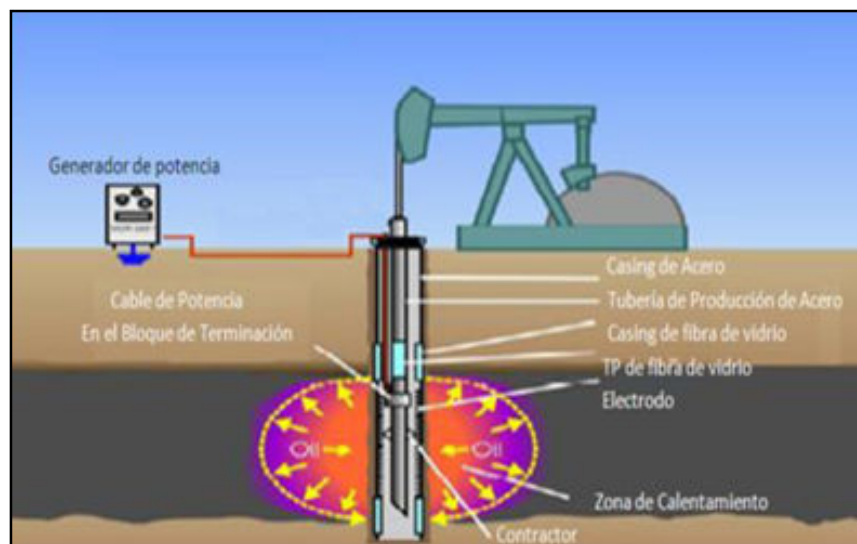
- **Inyección de fluidos a alta temperatura.** Se aplica para remover depósitos asentados en la cara de la formación, en la tubería de producción, en las líneas de escurrimiento y en otras instalaciones superficiales. Los fluidos a alta temperatura que se emplean son: aceite, agua y vapor; su operación se considera buena, ya que va encaminada a la disolución del depósito y a mantenerlo en solución en el aceite, hasta llevarlo a un lugar donde la parafina y/o asfalteno sea retirado.

La inyección de fluidos se lleva a cabo a través de una tubería delgada que se introduce en la tubería de producción y que llega hasta la cara de la formación, con el fin de que todo el material depositado quede en contacto con los fluidos a alta temperatura de manera que éstos disuelvan el material y lo transporten en solución a la superficie.

Para un tratamiento a la tubería de producción, la inyección de los fluidos a alta temperatura se realiza desde la superficie a través del espacio anular y el fluido entra a la tubería de producción por medio de una camisa de circulación colocada debajo de la profundidad a la cual el aceite alcanza su punto de formación de la fracción pesada del crudo. Esto con el objeto de que todo el material depositado quede sujeto al tratamiento y sea removido.

La aplicación de este método en la línea de escurrimiento se realiza en forma similar al tratamiento en la tubería de producción; generalmente se emplea aceite caliente inyectado a presión dentro de la línea de escurrimiento en forma continua o intermitente, dependiendo de la velocidad con que se forma la depositación.

- **Calentamiento externo de la tubería.** El calentamiento externo de la tubería y otras instalaciones se logra mediante resistencias eléctricas pegadas a la superficie externa de la instalación, y por las cuales se hace pasar una corriente eléctrica cuyo flujo genera calor, manteniendo la temperatura de la instalación en un valor superior al punto de formación de las parafinas, evitando su depositación (Figura 1.18).



**Figura 1.18. Calentamiento Eléctrico de un Pozo Vertical.**

**b) Métodos Químicos.** En la prevención, control y corrección del problema de la depositación de parafina y asfaltenos, los métodos químicos son los que mejores resultados han dado. Aunque su empleo, al igual que el de los térmicos y mecánicos no es universal, su rango de aplicación es más amplio; pueden ser aplicados en la cara de la formación, en la tubería de producción, en las líneas de escurrimiento y en otras instalaciones superficiales. La selección del agente químico, su concentración y el tiempo por el cual debe emplearse, es función de: la localización del punto donde se inicia la depositación, el equipo instalado y disponible para realizar el tratamiento, la magnitud de la depositación y el comportamiento del crudo y análisis del depósito en el laboratorio bajo diversas pruebas.

El suministro del aditivo al interior del pozo se lleva a cabo desde la superficie con la ayuda de una bomba y una unidad móvil de transporte. El aditivo se bombea a través del espacio anular y antes de entrar a la tubería de producción se fuerza a estar en contacto con la formación para lavar la cara de ésta, después pasa al interior de la tubería de producción donde en solución con el aceite ablanda, disuelve y remueve el depósito. la cantidad y tipo de dichas fracciones varía de un crudo a otro, incluso para aquellos provenientes de un mismo campo, la eficiencia del agente químico depende de la composición del aceite.



- **Inhibidores.** Los productos inhibidores de depositación tienen como función primordial crear una película sobre cualquier superficie con la que se encuentren en contacto, de esta manera se forma una barrera entre la superficie y el aceite crudo que reduce las fuerzas de atracción y adhesión entre la superficie y las partículas de cera, inhibiendo su depositación.
- **Dispersantes.** Un dispersante es una solución de uno o más surfactantes disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Actúa cuando la aglutinación está formada, el agente se abre paso entre las partículas unidas, las envuelve, reduce las fuerzas de atracción y el tamaño de la aglutinación, dispersando las masas pequeñas en la corriente de hidrocarburos; se clasifican de acuerdo al tipo de surfactante que contienen (aniónicos, no iónicos y poliméricos), como por ejemplo: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquilfenoles etoxilados, por mencionar algunos.

c) **Métodos Mecánicos.** El uso de métodos mecánicos es recomendable si la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción sólo es posible mediante el raspado físico. La localización, consistencia del depósito y las condiciones climatológicas del lugar son los principales parámetros que deben ser considerados para la selección de este método correctivo. Los métodos mecánicos sólo alivian el problema por un tiempo y en un lugar específico; es decir, debido a que fundamentalmente la acción de estos métodos se reduce a remover el depósito, el cual es transportado por la corriente a otro lugar, existe la posibilidad de que vuelva a depositarse.

- **Raspado Mecánico (pigging).** La variedad de diseño de estas herramientas es muy amplia, sin embargo todas poseen elementos giratorios o estacionarios con bordes cortantes. Su tamaño y forma son tales que les permite seguir los cambios de dirección en la tubería y mantenerse en contacto con las paredes de ésta. El *pig* (también conocido como diablo) es corrido desde el cabezal del pozo hasta la batería, se introduce en la línea de escurrimiento, y el aceite que fluye por ésta lo empuja de manera que las cuchillas giratorias raspan el depósito y debido a la turbulencia que se genera por el movimiento de la herramienta, se evita el asentamiento del material parafínico y se logra su acarreo (Figura 1.19).



Figura 1.19. Introducción del *Pig* a la Línea de Esgurrimiento.

- **Herramienta *Conejo*.** Consta de un cilindro con un juego de válvulas, funciona bajo el mismo principio operativo que el émbolo viajero en el bombeo neumático intermitente. Sin embargo, su uso sólo es recomendable en pozos someros y durante su operación sólo puede retirar depósitos de poco espesor. Debido a esta condición en su operación, previamente a su empleo, la tubería de producción debe estar libre de cualquier depósito, de otra manera la herramienta quedaría atrapada dentro de la tubería. Una característica a su favor es que su operación es automática.

## 1.6. Referencias Capítulo I.

1. Flores, Jessica. Producción y Transporte de Crudos Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.
2. HeavyOilInfo.com. El Camino para el Éxito con el Crudo Pesado. Schlumberger 2008.
3. Arévalo, Jorge. Apuntes Ingeniería de Yacimientos de Gas. Capítulo 2 Clasificación de los Yacimientos Petroleros por el Tipo de Fluidos. Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
4. Islas, María. Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2006.
5. McCain, William. The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition, PennWell Books, USA 1990.
6. Instituto Mexicano del Petróleo. Tipos de Petróleo. Secretaría de Energía, México 2010.
7. Olvera, Oswaldo, et. al. Sistemas y Dispositivos Especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
8. Pemex.com. Reservas de Hidrocarburos. Petróleros Mexicanos 2009.
9. Alboudwarej, Hussein, et. al. La Importancia del Petróleo Pesado. OilField Review 2006.
10. Clark, Brian. Global Oil and Gas Study - Heavy Oil. The National Petroleum Council 2007.
11. Dusseault, Maurice. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Petroleum Society of Canada, Canadian International Petroleum Conference, Alberta 2001.
12. Butler, Roger. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. University of Calgary 1991.

13. Pemex Exploración y Producción. Las Reservas de Hidrocarburos de México. Petróleos Mexicanos 2008.
14. Riding, Mark, et. al. Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso. OilField Review 2005.
15. Akbarzadeh, Kamran, et. al. Los Asfaltenos: Problemáticos pero Ricos en Potencial. OilField Review 2007.

## CAPÍTULO II. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.

En la actualidad existe un gran número de tecnologías encaminadas a resolver la problemática de la explotación de crudos pesados; en este segundo capítulo se describirán algunas de las más importantes. Es necesario remarcar la diferencia que existe entre las técnicas disponibles en la industria, con el objetivo de poder situar e identificar el papel que juega la Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS) en el abanico de posibilidades de los hidrocarburos pesados. Al final de esta sección se tendrá un panorama general de los métodos que están siendo usados a nivel mundial para más adelante comparar los beneficios asociados al tema central de esta investigación con otras alternativas.

### **2.1. Métodos Térmicos.**

En general, para la producción de crudos pesados, existen sólo dos grupos de métodos que permiten mejorar los factores de recuperación final de los yacimientos. Uno de ellos es el de los métodos térmicos, en el cual se desea reducir la viscosidad del aceite incrementando su temperatura; el otro, el grupo de los métodos de producción en frío, utiliza técnicas de bombeo, pozos horizontales, fracturamientos hidráulicos, mecanismos de gas disuelto, entre otros.

El interés en los procesos de producción de crudo mediante métodos térmicos se ha incrementado notablemente, debido a los buenos resultados que se han obtenido; el más importante de ellos es la reducción significativa de la viscosidad del aceite mediante el incremento de la temperatura en el yacimiento.<sup>1</sup> La producción en frío de crudos pesados es una propuesta interesante debido a que no necesita una gran inversión de capital pues el requerimiento de energía es prácticamente nulo, aunque está destinado a pozos con gastos bajos.

### 2.1.1. Inyección de Vapor.

La inyección de vapor es un método térmico de producción, en el cual, para realizar el desplazamiento del crudo, se requieren por lo menos dos pozos, uno inyector y otro productor; en el primero se inyecta hacia el subsuelo la cantidad deseada de vapor (generado en la superficie), para desplazar el aceite hacia los pozos productores, donde es bombeado hacia la superficie, para luego ser tratado y finalmente comercializado. El vapor inyectado se extiende en un área muy grande del yacimiento, por lo que se recupera un gran porcentaje de aceite in-situ. Este proceso es muy costoso debido a que se requiere de un suministro constante de vapor. La Figura 2.1 muestra el esquema general de la Inyección de Vapor.

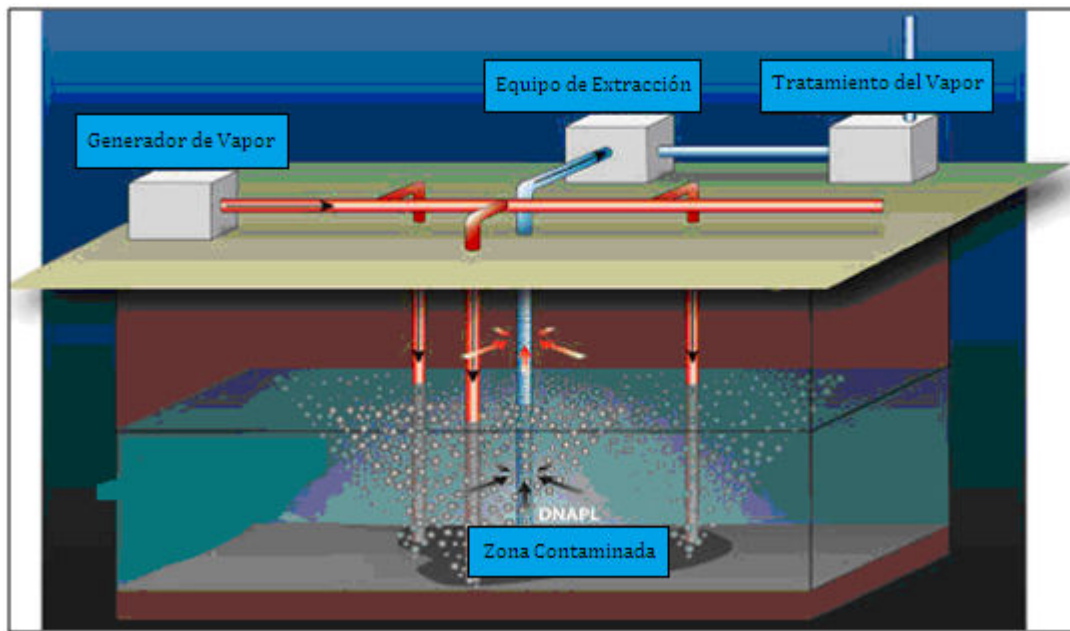


Figura 2.1. Método de Inyección de Vapor.

En la inyección de vapor, los mecanismos involucrados en la recuperación de aceite son complejos; es decir, el significado de *mecanismo de desplazamiento* no sólo implica procesos de desplazamiento de aceite, sino también, involucra alteraciones de los mismos que hacen el desplazamiento más efectivo. Los mecanismos de la inyección de vapor están íntimamente ligados con los efectos sobre las rocas del yacimiento y las propiedades de los fluidos.

Los mecanismos de desplazamiento en la inyección de vapor han sido identificados como:

- Reducción de la viscosidad.
- Variaciones en la presión capilar y en la permeabilidad.
- Expansión térmica.
- Segregación gravitacional.
- Gas en solución.
- Emulsiones.

Algunos aspectos característicos de yacimientos con inyección de vapor son:

- El calor por conducción y convección aumenta la temperatura de los fluidos y las rocas.
- La viscosidad de los fluidos disminuye.
- Los volúmenes de roca y de fluidos aumentan, por tanto, reducen sus densidades.
- Se vaporiza una pequeña fracción de crudo.
- Las fuerzas interfaciales se reducen.
- Las permeabilidades relativas del agua y del aceite se modifican.

Estas características no se presentan uniformemente en el yacimiento estimulado con vapor, sino que se distribuyen por toda la extensión del mismo. Bajo condiciones ideales, la zona de vapor existe en la vecindad del pozo inyector, la cual se encuentra a la temperatura del vapor inyectado; la saturación de aceite en esta zona es muy baja, poco menos del 20%. Enseguida existe la zona de vapor condensado donde se da un barrido por agua caliente. Al final existe la zona inicial, donde la formación se encuentra a su temperatura original y el agua fría producto de la condensación del vapor, junto con el aceite barrido por las tres zonas, son bombeados hacia la superficie.

Los principales mecanismos de desplazamiento en la zona de vapor son la segregación gravitacional y el desplazamiento por vapor. Los mecanismos predominantes en la zona de vapor condensado son: la reducción de la viscosidad, variación de la permeabilidad, expansión térmica y segregación gravitacional; la expansión térmica es muy importante en esta zona, puesto que incrementa la saturación del fluido y reduce su densidad. En la zona inicial de la inyección de vapor, los principales mecanismos de desplazamiento son por agua y segregación gravitacional.

Además del alto costo de generación del vapor, algunas de las desventajas de la implementación de este método son: las tasas elevadas de emisión de contaminantes producto de la generación de vapor, las pérdidas de calor, el gran consumo de combustible y la fuga de vapor por el espacio anular.<sup>2</sup>

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

El Drene Gravitacional Asistido por Vapor es una variante de la inyección de vapor, esta técnica es comúnmente usada donde la producción en frío no es posible. Algunas de las características importantes para que un campo sea candidato a la implementación de este método son: alta porosidad, alta permeabilidad, baja saturación de agua y un espesor productor de 10 a 40 [m]. Este método requiere dos pozos horizontales paralelos perforados desde un mismo punto o de puntos adyacentes. La separación vertical entre los pozos horizontales debe ser aproximadamente de 5 [m]; la longitud horizontal de los pozos varía, aunque normalmente la más usada es de 1 [km]. El pozo superior debe encontrarse cerca de la cima del yacimiento.<sup>3</sup>

Al comienzo, el vapor circula en ambos pozos para calentar lo suficiente el aceite en la vecindad de los pozos, para que éste fluya hacia el pozo más profundo; después el pozo más profundo se convierte en pozo productor. Se inyecta continuamente vapor en el pozo superior mientras que el pozo inferior produce el aceite calentado, asegurándose que el vapor sea inyectado por debajo de la presión de fractura de la formación; esto gradualmente crea una cámara de vapor la cual se desarrolla mediante el vapor condensado, proporcionando calor latente al yacimiento.

El aceite caliente y el agua se desplazan mediante segregación gravitacional hacia las fronteras del pozo productor; la gravedad hace que el crudo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el pozo horizontal inferior. El SAGD no sólo contrarresta el efecto de la alta viscosidad, sino también proporciona el desplazamiento necesario para que el aceite se produzca cuando en el yacimiento, la presión comienza a abatirse. La Figura 2.2 muestra el arreglo general del Drene Gravitacional Asistido por Vapor.



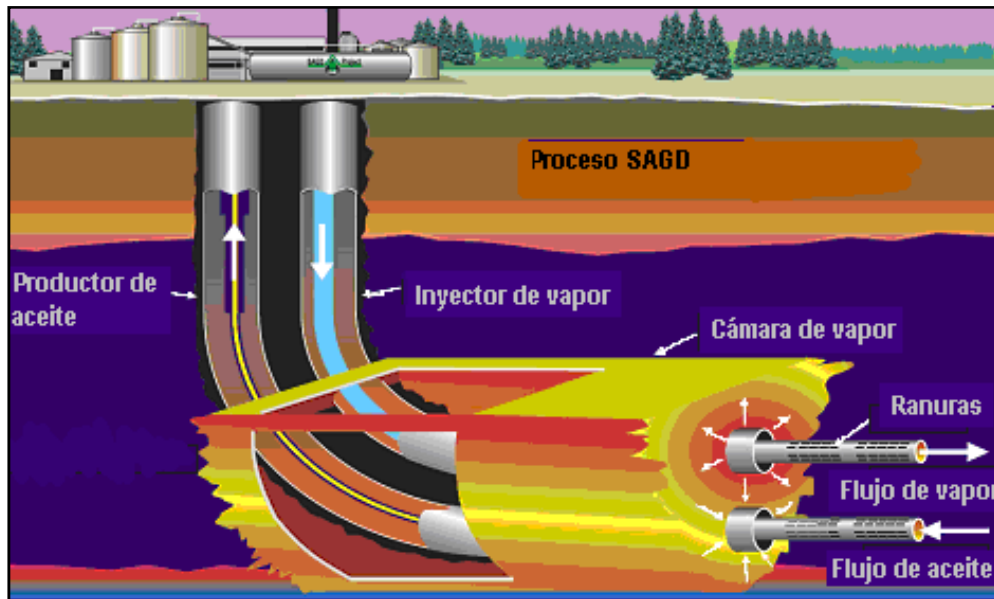


Figura 2.2. Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD).

La relación vapor-aceite (*SOR por sus siglas en inglés*) es un parámetro utilizado para vigilar la eficiencia de los procesos de producción de crudo mediante la inyección de vapor. Esta relación mide el volumen de vapor necesario para producir una unidad de volumen de crudo; los valores típicos de relación vapor-aceite (*SOR*) para el Drene Gravitacional Asistido por Vapor están en el rango de dos a cinco; además, cuanto más baja sea esta relación, el vapor es utilizado de una manera más eficiente y los costos del combustible asociado serán menores.

El SAGD es un método prometedor de producción de crudos pesados; éste asegura un desplazamiento continuo de aceite, mediante la segregación gravitacional como mecanismo de desplazamiento. En general, el rango de producción de este proceso es de 300 a 2,000 [bls/día] y el rango de eficiencia de recuperación es del 50 al 85%.

### 2.1.2. Estimulación Cíclica con Vapor (Cyclic Steam Stimulation, CSS).

El método de estimulación cíclica es también conocido como método *Huff and Puff*; el cual consiste en la inyección de vapor dentro de la formación por un determinado periodo de tiempo, de entre 2 y 30 días, tras el cual se cierra el pozo por algunos más; después de ese periodo de cierre, el pozo es puesto en producción. El gasto de producción volverá a declinar en un cierto tiempo, por lo que el procedimiento se tendrá que repetir, completándose un ciclo. Normalmente se utilizan de 3 a 5 ciclos aunque se han llegado a utilizar hasta 22 ciclos.

En general, la estimulación cíclica con vapor se divide en tres partes (Figura 2.3): inyección de vapor, paro de inyección y cierre del pozo, y finalmente apertura del pozo. A continuación se describen cada una de estas etapas.

- a) **Inyección de Vapor.** En esta etapa el vapor es inyectado en el yacimiento por un período de 2 a 30 días; generalmente, el vapor posee una calidad del 65 al 80%. El término de calidad del vapor se refiere a la cantidad de agua que existe en el mismo; es un aspecto importante para asegurar que el calcio y las sales de magnesio se disuelvan en el agua y así evitar la posible aparición de problemas por corrosión.
- b) **Paro de Inyección y Cierre del Pozo (Fase de Impregnación).** En esta etapa el pozo es cerrado y los gradientes térmicos se estabilizan, es decir, el calor es transferido del vapor al aceite. Este periodo dura de 5 a 30 días, procurando no rebasar el límite de los 30 días, pues el calor se puede comenzar a perder hacia los alrededores del yacimiento.
- c) **Apertura del Pozo (Producción).** El pozo vuelve a abrirse y produce una mezcla de aceite y agua caliente. Esta etapa dura de 1 a 12 meses, hasta que la producción baja nuevamente a los niveles anteriores a la estimulación y el ciclo se repite.

Estos tres pasos completan un ciclo; el número de ciclos que se usan en cada pozo depende de las características geológicas y petrofísicas de la formación y de las propiedades de los fluidos.

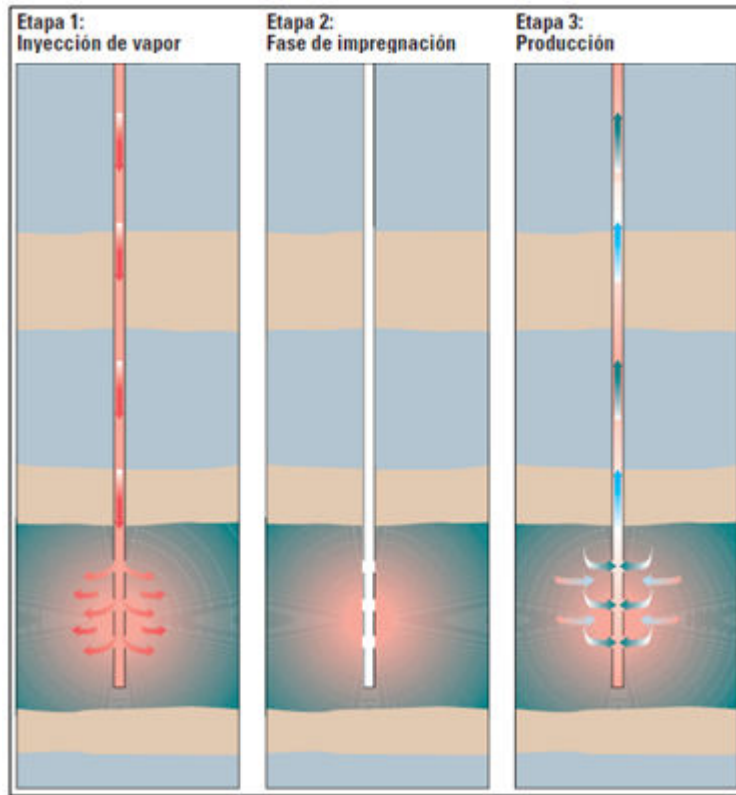


Figura 2.3. Estimulación Cíclica con Vapor.<sup>4</sup>

Algunas modificaciones a este método, como la inyección de baches de gas, diluyentes, etc., logran un efecto benéfico que puede reducir aún más la viscosidad. Los mecanismos de desplazamiento en este proceso son: el gas en solución, la presión del yacimiento y la compresión de la formación. Al aumentar la temperatura del yacimiento, se reduce la viscosidad del aceite, dándose la expansión térmica mediante la segregación gravitacional, esto explica por qué la estimulación cíclica con vapor ha sido tan exitosa en yacimientos de gran extensión. El porcentaje de recuperación es menor al 15%, sin embargo, en yacimientos con poca producción, aumentan considerablemente los gastos de producción.<sup>5</sup>

#### 2.1.4. Combustión In-Situ.

El Método de Combustión In-Situ es usado para la producción de hidrocarburos pesados, éste se basa en el principio de transmisión de energía calorífica a los hidrocarburos dentro del yacimiento, mediante la creación de una reacción de combustión, en la cual se utiliza como combustible una parte del propio hidrocarburo y se inyecta aire en el interior de la formación, durante un periodo de tiempo calculado.<sup>6</sup>

La reacción de combustión in-situ se mantiene mientras la inyección de aire a la formación no sea suspendida, pues el oxígeno presente en el aire se combina con el combustible, formando dióxido de carbono y agua, y generando una gran liberación de calor; la composición de los hidrocarburos pesados afecta la cantidad de calor liberado.

Para lograr una mayor eficiencia en el barrido de crudos pesados por combustión in-situ, el aire puede ser enriquecido con oxígeno o bien se puede usar oxígeno puro, el cual requiere una menor cantidad de energía para la compresión. En ambos casos, se forman grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, lo que mejora la recuperación, sin embargo, el oxígeno tiene la desventaja de ser muy corrosivo.

El método más común es la combustión *hacia delante*, en la cual el frente de combustión avanza en la misma dirección que el aire u oxígeno inyectado. El combustible consumido para crear calor proviene de material residual del yacimiento, denominado coque, que es la fracción de aceite menos deseada; el aire inyectado entra a la zona de combustión, donde reacciona con el mismo. En la zona más alejada del frente de combustión, los gases generados por la reacción, el agua intersticial y los hidrocarburos volátiles son evaporados y transportados a la zona donde el agua y los hidrocarburos se condensan.

La eficiencia de este método se puede mejorar mediante la inyección alternada de agua y aire, la cual se conoce como combustión húmeda. Una ventaja de la combustión húmeda es que el agua tiene una gran capacidad calorífica, además el vapor formado fluye hacia el frente de combustión aumentando la zona de barrido. Una gran desventaja que se puede presentar al usar el Método de Combustión In-Situ, es que las temperaturas pueden llegar a ser tan altas que cuando el frente de combustión alcanza la zona del pozo productor, éste puede llegar a ser destruido por la acción del calor generado.

En la Figura 2.4 se ilustra el proceso general del Método de Combustión In-Situ, en ella se pueden identificar las diferentes zonas formadas después del inicio de la reacción de combustión: (1) zona de inyección de aire, (2) zona de aire y vapor de agua, (3) frente de combustión, (4) zona de coqueo, (5) zona de vaporización, (6) zona de agua caliente, (7) banco de aceite y (8) zona de gases fríos.

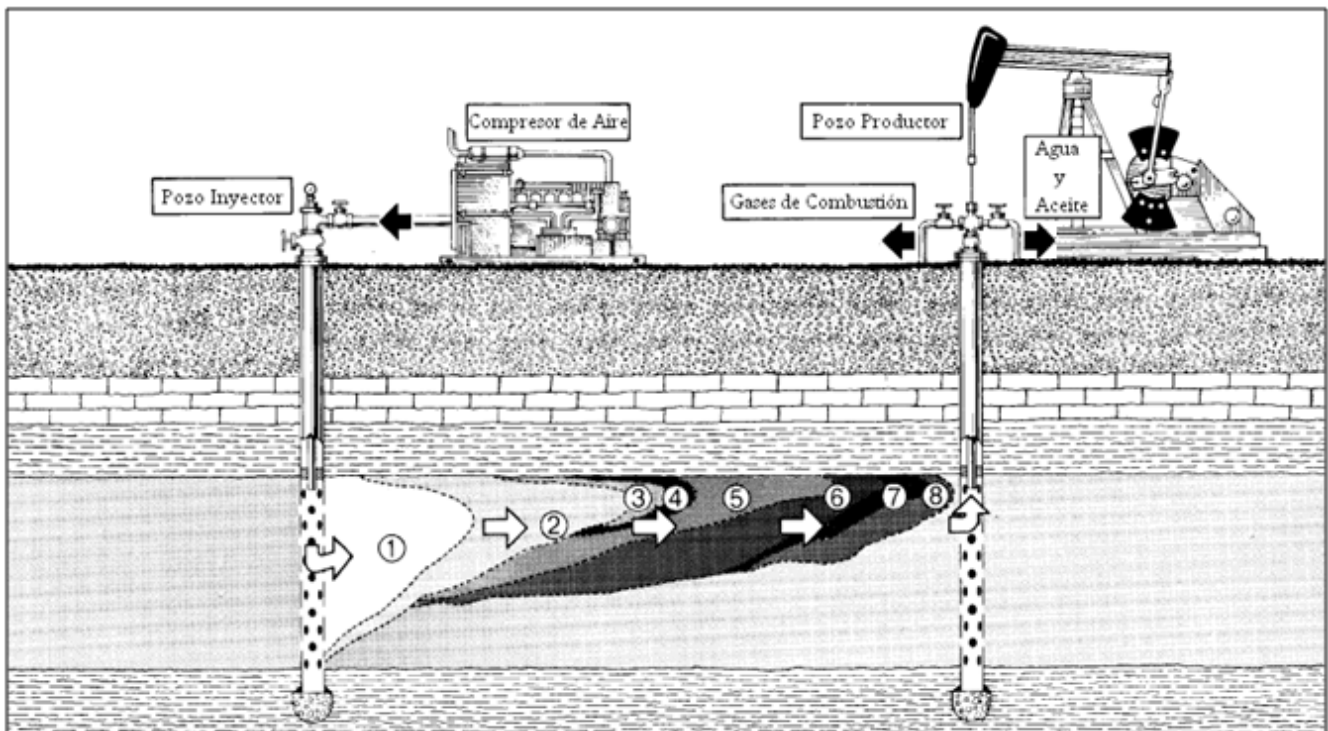


Figura 2.4. Método de Combustión In-Situ.

### 2.1.5. Método THAI (Toe-to-Heel Air Injection).

Es una particularidad del Método de Combustión In-Situ, en la cual se tiene una configuración especial, con un pozo horizontal y uno vertical; este arreglo permite la propagación de un frente de combustión estable a través de la capa de hidrocarburo. La distribución del pozo inyector y del pozo productor mejora la eficiencia de barrido y proporciona una mayor recuperación de crudo.

La disposición horizontal del pozo productor, proporciona una geometría exclusiva de extracción por gravedad y presión, además, la recuperación del crudo ocurre a través de un mecanismo de desplazamiento corto en trayectoria descendente de entre 5 y 10 [m].

El proceso ocurre de la siguiente manera; el crudo inicialmente frío, es calentado debido al calor generado por la cámara de combustión, después, la combustión se alimenta con la compresión de aire, el cual se inyecta hacia el fondo del pozo vertical (de inyección), en cuyo extremo se encuentra la *punta (Toe)* del pozo horizontal. La cámara de combustión se expande a medida que se comprime e inyecta una mayor cantidad de aire. El frente de combustión se mueve hacia el *talón (Heel)* del pozo horizontal, o sea, hacia sitios de menor presión.<sup>7</sup>

La Figura 2.5 muestra el esquema general del Método THAI; en ella se pueden distinguir diferentes zonas: zona quemada, frente de combustión, zona de coque, zona de crudo móvil y zona de crudo frío. Los fluidos producidos (gas, vapor, crudo) pasan por la zona de crudo móvil, y por ende son arrastrados bajo un flujo forzado a la sección expuesta del pozo productor horizontal; el hidrocarburo drena principalmente por gravedad.

La estabilidad del Método THAI depende de dos factores clave:

- a) Una zona de quemado de alta temperatura (450 a 650 °C).
- b) Un sello en el pozo productor horizontal, que prevenga que el gas se canalice desde atrás del frente de combustión hacia el pozo productor horizontal; el efecto de sello dinámico se crea cuando la temperatura cerca del pozo horizontal comienza a incrementarse.<sup>8</sup>

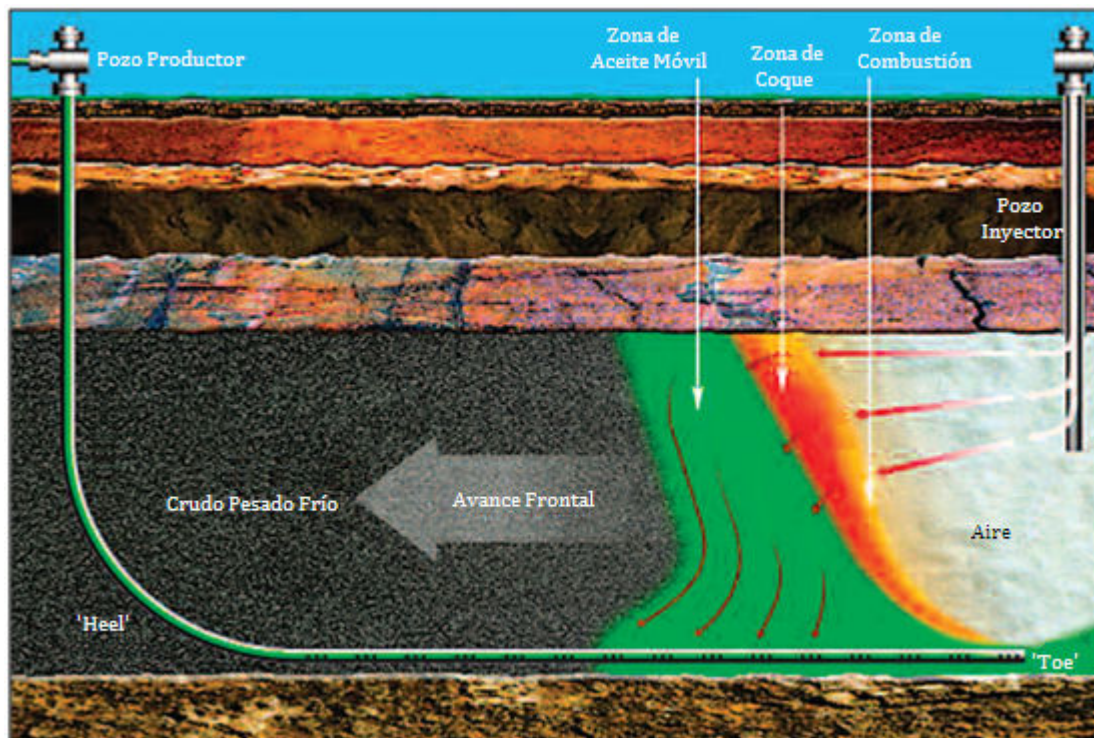


Figura 2.5. Método Toe to Heel Air Injection (THAI).

Las ventajas principales del Método THAI son:

- Mejora la gravedad específica, de 11 a 26 °API en promedio.
- No deteriora el medio ambiente.
- Requiere menos energía.
- Genera gases como nitrógeno, los cuales se pueden comercializar.
- Requiere menos instalaciones en superficie.
- La recuperación promedio es del 80% del aceite original in-situ.

Algunos proyectos experimentales, explotan en zonas productoras de 20 [m] de espesor, pero es posible que el Método THAI sea eficaz hasta con espesores de 6 [m]. Una de las principales desventajas, es que el costo de los pozos puede ser alto; aunque el método puede ser rentable incluso a precios menores de \$30 dólares por barril.<sup>9</sup>

### 2.1.6. Sistemas Calentadores de Tubería.

Los calentadores de tubería están diseñados para ser instalados dentro de la tubería de producción y son utilizados para el calentamiento del fondo del pozo. El fluido que está siendo producido entra en contacto directo con los componentes conductores de estos calentadores, efecto que permite el aumento de la temperatura del fluido. Existen diferentes principios de calentamiento, aunque el método mas utilizado es el de generación de vapor.

Los sistemas *DHT (Down Hole Tool)* son sistemas diseñados para generar vapor en el fondo del pozo y de esta forma aumentar la temperatura de los crudos pesados, reduciendo así la viscosidad de los mismos y ayudando a prevenir la precipitación de sus componentes pesados. Estos sistemas están conectados a una fuente de potencia en la superficie por medio de un cable eléctrico y pueden ser colocados tanto en pozos verticales como en horizontales.<sup>10</sup>



**Figura 2.6. Calentador de Tubería con Sistema DHT.**



## 2.2. Métodos de Producción en Frío.

Los métodos de producción en frío, son aquellos que no requieren de un aumento en la temperatura del hidrocarburo para facilitar su flujo, también son conocidos como métodos de producción convencional; se pueden utilizar cuando la viscosidad del crudo, a condiciones de yacimiento, es suficiente como para permitir que fluya a regímenes económicos. Algunos de los métodos que se emplean son: inyección de diluyentes, uso de bombas de fondo (bombeo mecánico, bombeo de cavidades progresivas o bombeo electrocentrífugo), producción en frío de crudos pesados con arenas, e inclusive, en algunos casos se han utilizado combinaciones de los anteriores; por ejemplo, el uso de bombeo mecánico con inyección de diluyentes.

### 2.2.1. Extracción de Crudo Asistida con Vapor (VAPEX).

La Extracción de Crudo Asistida con Vapor (VAPEX) es una tecnología relativamente nueva, fue propuesta en 1989 por Butler y Mokrys. El método VAPEX ha sido estudiado extensivamente en laboratorios y en operaciones de simulación, y está siendo sometido a pruebas piloto en Canadá, pero aún no ha sido desplegado en operaciones de campo de gran escala.

El método VAPEX es la versión no térmica análoga al Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD); pues el arreglo de pozos necesario para su aplicación es prácticamente el mismo, dos pozos horizontales paralelos (Figura 2.7). Este método consiste en la inyección a través del pozo superior de solventes hidrocarburos en fase gaseosa (etano, propano, butano, o una mezcla de éstos); los solventes se mezclan en el crudo y reducen su viscosidad, esto permite que el crudo diluido fluya al pozo inferior por segregación gravitacional.<sup>11</sup>

Además del arreglo mostrado en la Figura 2.7, existen diversas configuraciones que pueden ser usadas, incluso se pueden emplear pozos verticales para la inyección de los solventes. La separación entre los pozos inyectoros y productores será dictada por la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento.

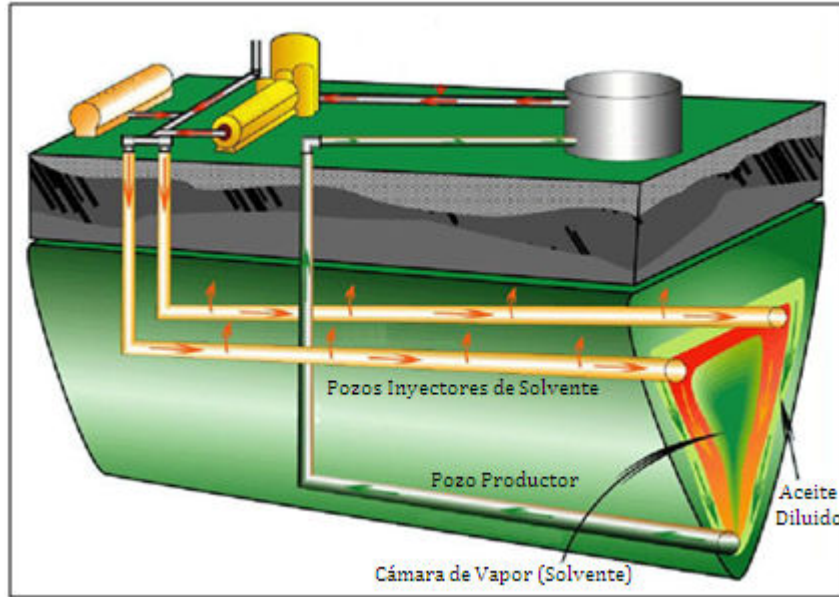


Figura 2.7. Arreglo de Pozos del Método VAPEX.

El uso de solventes en estado gaseoso en lugar de solventes líquidos crea un mayor mecanismo de empuje por segregación gravitacional debido a la gran diferencia de densidades entre el crudo pesado y el solvente gaseoso, garantizando de esta forma, una eficiencia mayor de desplazamiento (Figura 2.8). Del mismo modo, la cantidad residual de solventes será menor con aquellos en fase gaseosa que con los solventes en estado líquido.

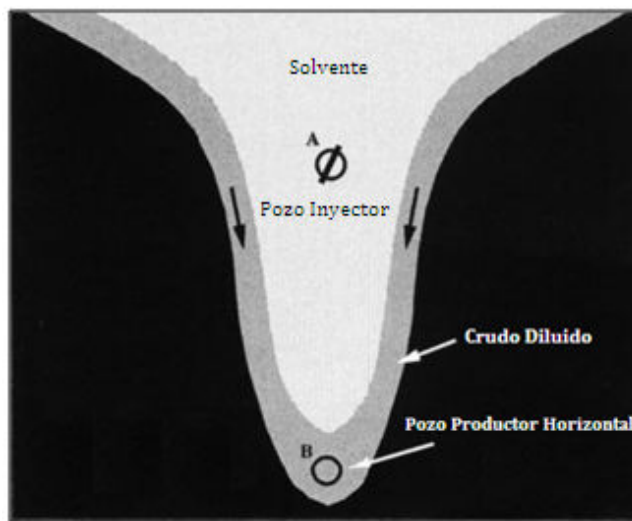


Figura 2.8. Vista Frontal de un Yacimiento con el Método VAPEX.

El objetivo de este proceso es mantener los solventes en fase gaseosa el mayor tiempo posible; por lo tanto, para evitar la licuefacción de los solventes en cualquier punto del yacimiento, la presión debe ser menor que la presión de vapor de éstos. Dado lo anterior, es claro que la presión y temperatura del yacimiento juegan un papel muy importante en la selección del solvente.<sup>12</sup>

La principal ventaja del VAPEX consiste en que los costos de energía son muy bajos comparados con el SAGD, pero con un ritmo de producción mas bajo. Un par de pozos con SAGD puede tener una vida productiva de entre 5 y 8 años, mientras que con VAPEX podría extenderse por décadas. Si las condiciones son apropiadas, el método VAPEX podría ser aplicado en yacimientos más profundos, donde los métodos de inyección de vapor no son prácticos.<sup>13</sup>

### **2.2.2. Inyección de Diluyentes.**

El método de inyección de diluyentes consiste en inyectar un agente químico o incluso un hidrocarburo ligero, para mezclarlo con el crudo pesado proveniente del yacimiento. El objetivo más importante de la inyección de diluyentes es disminuir la viscosidad, logrando con ello mejorar la movilidad del fluido producido y reduciendo las pérdidas de presión por fricción.

Inicialmente, el diluyente se inyectaba en la cabeza del pozo, reduciendo la viscosidad en la línea de producción; sin embargo, una nueva técnica ha sido desarrollada en campos del este de Venezuela, en la cual el diluyente es inyectado en el fondo del pozo, reduciendo la viscosidad a lo largo del aparejo de producción. La inyección de diluyente en el fondo, se puede realizar a través de una tubería capilar, que va de la cabeza del pozo al fondo del mismo; o inyectando el diluyente a través del espacio anular.

La inyección por espacio anular es recomendada para la producción de crudos pesados y normalmente se acompaña con la instalación de una bomba en el fondo. El diluyente en el fondo del pozo crea una zona de mezclado, que propicia una mayor afluencia hacia la bomba, aumentando de este modo, la eficiencia de bombeo.

Recientemente se realizó una prueba en un campo en el noroeste de Alberta, Canadá, en donde se utilizó un químico denominado *Proflux®* desarrollado por *Oilflow Solutions*. La formación productora aportaba aceite de entre 10 y 12 °API con una viscosidad que va de 45,000 a 65,000 [cp]. Este químico se bombeó en tres pozos horizontales; después de un periodo de prueba de 12 días, el primer pozo mostró un incremento de 115% en la producción, pasando de 48 a 103 [bls/día]. El segundo y el tercero con incrementos del 60 y 40% respectivamente. La viscosidad de los fluidos producidos disminuyó hasta alcanzar valores de entre 150 y 400 [cp].<sup>14</sup>

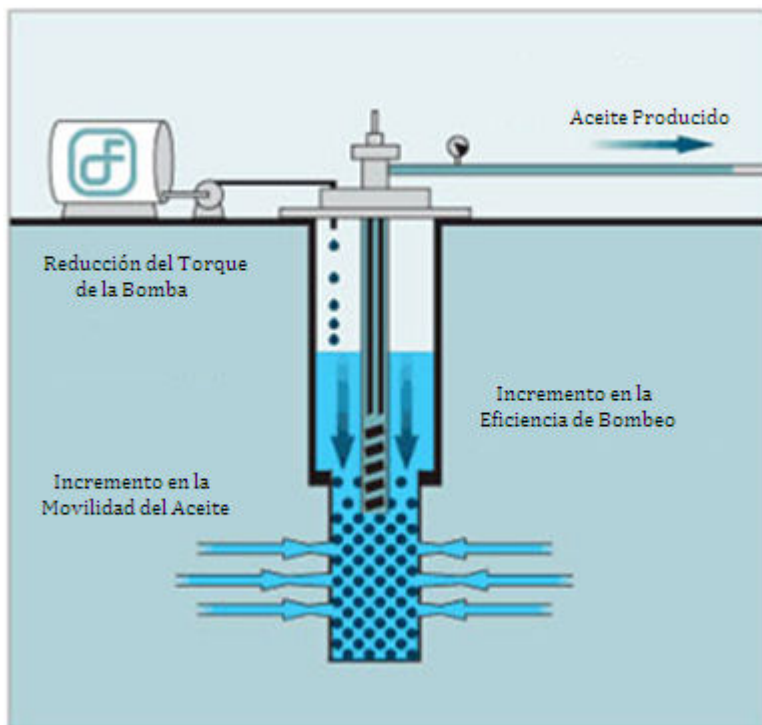
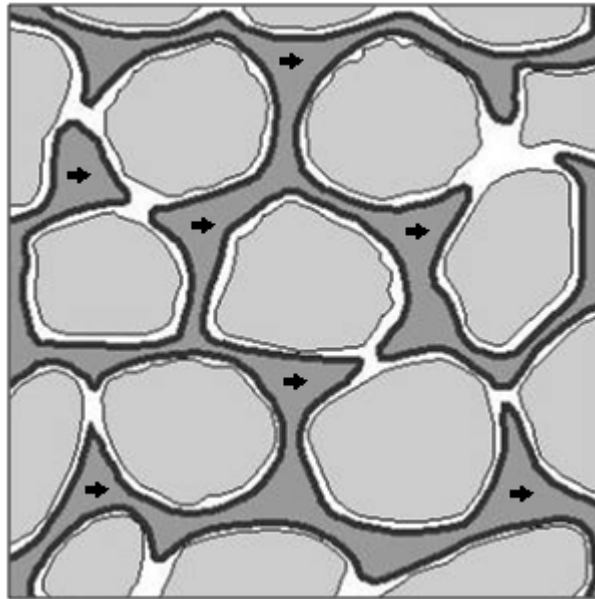


Figura 2.9. Inyección de Diluyentes por Espacio Anular.

### 2.2.3. Método de Estimulación con Ondas Elásticas.

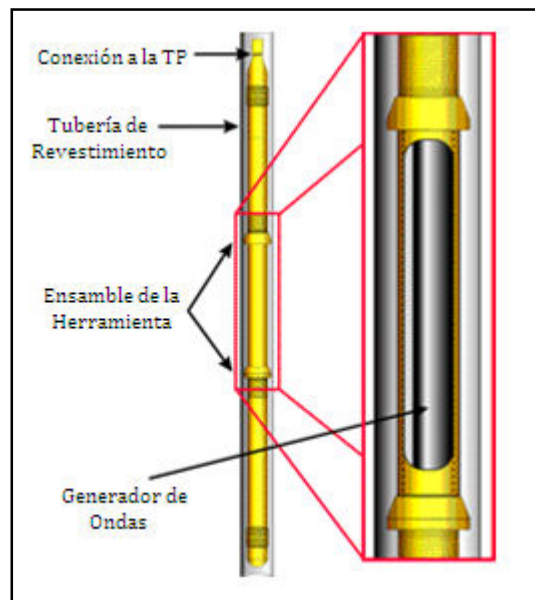
La aplicación de ondas elásticas en la producción de hidrocarburos es una técnica que tiene sus orígenes hacia 1954. El gran avance de la tecnología sísmica ha permitido que se desarrollen diversos métodos de producción de crudo con base en el efecto de este tipo de ondas en el medio poroso; estos estudios han cobrado particular importancia en el desarrollo de nuevas alternativas de extracción de crudos pesados.

Las fuerzas gravitacionales y capilares son las principales responsables del movimiento de los fluidos en el yacimiento (Figura 2.10). Las fuerzas gravitacionales se reflejan en la diferencia de densidades de las fases que saturan la formación; mientras que las capilares juegan un papel preponderante en el flujo a través del medio poroso, pues rigen el comportamiento de la fase mojanante del sistema y consecuentemente, el comportamiento de las permeabilidades relativas a cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento.<sup>15</sup>



**Figura 2.10. Las Fuerzas Capilares y Gravitacionales Rigen el Movimiento de los Fluidos en el Yacimiento.**

A pesar de que no se ha definido a detalle el efecto que tienen las ondas elásticas en el medio poroso, se sabe que causan alteraciones de las fuerzas capilares, las cuales a su vez, están asociadas a incrementos en la producción. De acuerdo con estudios de laboratorio, se cree que el incremento en el gasto de aceite se debe principalmente a la disminución de su viscosidad, pues se ha observado que al exponer muestras de crudo a un campo acústico por un periodo de entre 30 y 60 minutos, la viscosidad del aceite disminuye aproximadamente entre 20 y 25%, aunque gradualmente vuelve a su valor original tras un periodo de 120 horas.



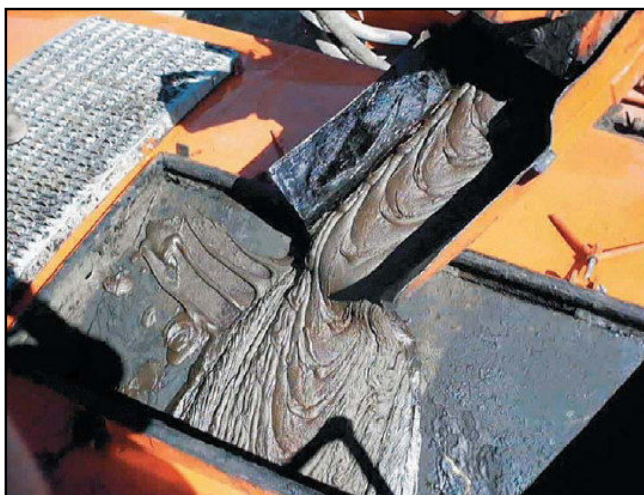
**Figura 2.11. Herramienta Vibratoria Utilizada en la Estimulación con Ondas Elásticas.<sup>16</sup>**

En 1999, China National Petroleum Corporation (CNPC) realizó una prueba en el campo Shengli para determinar el efecto de un método sísmico en la producción de crudos pesados. El campo aportaba crudo pesado de 14 a 17 °API, con viscosidades de 1,000 a 6,000 [cp]; el área estimulada por la herramienta utilizada se extendía 7 [km<sup>2</sup>], abarcando un total de 23 pozos. Los resultados de la prueba fueron alentadores pues se logró una reducción de 21% en la viscosidad, y el factor de recuperación aumento de 18.2 a 41.8% cuando la viscosidad del crudo disminuyó de 3,000 a 1,500 [cp].<sup>17</sup>

#### 2.2.4. Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS).

La Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (*Cold Heavy Oil Production with Sands*, CHOPS), es un método de producción primaria, con un amplio rango de aplicación en yacimientos productores de crudo pesado con viscosidades de entre 50 y 15,000 [cp]. Se usa el término *frío* debido a que no es necesaria una fuente de calor externo para extraer el aceite.

En el método CHOPS la arena es producida en grandes cantidades con el fin de estimular una mayor área de drenaje para el crudo. La producción de arena incrementa la movilidad del fluido y forma *cavidades* o zonas de alta permeabilidad alrededor del pozo; el gas y el aceite se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables. En la Figura 2.12 se puede observar una muestra de aceite y arena, producida con el método CHOPS.



**Figura 2.12. Muestra de Crudo con Arena Producida con el Método CHOPS.**

La tecnología CHOPS es uno de los métodos más atractivos para la producción de crudos pesados; ha sido usado en Canadá, Venezuela, Omán, China, entre otros países. En los siguientes capítulos se desarrollará la teoría y aplicaciones de la Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas, explicando su origen, sus principios básicos y su desarrollo.

### 2.3. Referencias Capítulo II.

1. Farouq, Ali. Heavy Oil Recovery-Principles, Practicality, Potential and Problems. Billings, Montana. SPE 4935, 1974.
2. Flores, Tania. Procesos de Recuperación Mejorada Aplicada a Aceites Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.
3. Hong, K.C. Recent Advances in Steamflood Technology. International Thermal Operations Heavy Oil Symposium. Bakersfield, California. SPE 54078, 1999.
4. Alboudwarej, Hussein, et. al. La Importancia del Petróleo Pesado. OilField Review 2006.
5. Revana, Karthik, et. al. Optimization of Cyclic Steam Stimulation under Uncertainty. Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Texas, U.S.A. SPE 107949, 2007.
6. Doraiah, Adabala, et. al. In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC A Success Story. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Kingdom of Bahrain. SPE 105248, 2007.
7. Greaves, Malcolm, et. al. New Air Injection Technology for IOR Operations in Light and Heavy Oil Reservoirs. University of Bath, England. SPE 57295, 2002.
8. Xia, Tian, et. al. Injection Well - Producer Well Combinations in THAI *Toe-to-Heel Air Injection*. Alberta Research Council, Calgary, Canada. SPE 75137, 2002.
9. Xia, Tian, et. al. Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection. University of Bath, England, SPE 65524, 2000.
10. Olvera, Oswaldo, et. al. Sistemas y Dispositivos Especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.



11. Butler, Roger, et. al. Solvent Analog Model of Steam-Assisted Gravity Drainage. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, 1989.
12. Das, Swapan, et. al. VAPEX: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE Journal, SPE 50941, 1998.
13. Heavy Oil Unleashing Potential. Exploration and Production Magazine, 2006.
14. Moon, Ted. Heavy Oil Gets Boost from Low-Viscosity Technology. Journal Petroleum Technology Online, SPE 2008.
15. Beresnev, Igor. Elastic-Wave Stimulation of Oil Production: A Review of Methods and Results. Society of Exploration Geophysicists, 1994.
16. Jackson, Susan. Advances in Seismic Stimulation Technologies. Department of Energy, National Petroleum Technology Office, 2001.
17. Guo, Xiao, et. al. High Frequency Vibration Recovery Enhancement Technology in the Heavy Oil Fields of China. SPE Journal, SPE 86956, 2004.



### CAPÍTULO III. PRODUCCIÓN EN FRÍO DE CRUDOS PESADOS CON ARENAS (CHOPS).

Este tercer capítulo presenta la parte medular de la presente investigación, pues analizará los conceptos fundamentales del método CHOPS que permitirán comprender las mejoras obtenidas con su implementación. Esta sección está destinada a los procesos físicos que ocurren a nivel yacimiento, los cuales explican el comportamiento de los gastos de producción de aceite, arena, agua y gas obtenidos en superficie. Una vez sentadas estas bases se contará con las herramientas necesarias para entender y adaptar esta tecnología a las condiciones de un campo en particular.

Este nuevo método de *producción primaria* de crudos pesados tiene sus orígenes en los yacimientos de arenas no consolidadas de Canadá, en donde actualmente miles de pozos están produciendo mediante este procedimiento. La técnica consiste en lo siguiente, en vez de impedir la entrada de arena al interior del pozo mediante la terminación del mismo con empacamientos de grava, *liners* ranurados, filtros, entre otros; se estimula el ingreso de la arena por medio de técnicas especiales de disparos de producción y estrategias de suabeo durante la terminación.

Se dice que es un método de *producción primaria* porque los yacimientos se explotan con su energía natural, es decir, los mecanismos activadores de la producción provienen de la expansión del gas en solución y del efecto vertical del esfuerzo de sobrecarga. La tecnología CHOPS requiere de pozos verticales ( $<45^\circ$ ) que produzcan grandes cantidades de arena junto con el aceite; comúnmente este tipo de pozos producirán un alto porcentaje de arena durante su etapa inicial de explotación, con valores por arriba del 40% del volumen total producido, pero generalmente este porcentaje disminuirá hasta alcanzar valores de entre 1 y 10% tras estar produciendo durante varias semanas o meses. Los proyectos CHOPS requieren de infraestructura que pueda lidiar con grandes cantidades de arena durante todas las etapas de explotación, ésta es una característica radicalmente distinta respecto a los procesos convencionales de producción. Asimismo, dentro del yacimiento ocurren procesos físicos totalmente ajenos a los análisis convencionales de predicción del comportamiento del flujo a través del medio poroso, como la formación de espuma en el aceite, la redistribución de esfuerzos en la formación, el flujo de cuatro fases, entre otros. Debido a la producción masiva de arena, se crean zonas de permeabilidad alterada en la vecindad del pozo, afectando positivamente las condiciones de flujo en el yacimiento. El aumento en la capacidad de flujo en el medio poroso se debe principalmente a cuatro razones:

- Si los granos de arena se pueden mover, las permeabilidades relativas a cada una de las fases presentes en la corriente mejorarán.
- Entre más arena se produzca, el aumento de la permeabilidad en la vecindad del pozo será cada vez mayor, este fenómeno simulará la existencia de un radio de pozo más grande.
- La producción continua de arena no permitirá la aparición de bloqueos por finos o por depósito de asfaltenos y parafinas, imposibilitando de esta manera la existencia del factor de daño en la vecindad del pozo.
- El gas liberado del aceite no generará una fase continua, es decir, no existirá coalescencia de las pequeñas burbujas de gas, por el contrario, éstas viajarán inmersas en la corriente de aceite, generando un empuje interno en la misma, el resultado de este fenómeno se conoce como aceite espumoso.

La alteración de las condiciones de flujo en el yacimiento, debida a los factores arriba señalados, resulta en un aumento del gasto de producción de aceite comparado con los valores obtenidos cuando se impide la entrada de arena al aparejo de producción. Actualmente se ha entendido por completo que en la producción de crudos pesados, la terminación de un pozo con técnicas convencionales de bloqueo de arena redundará en gastos muy bajos de producción, de entre 5 y 10 [bls/día]. La productividad de un pozo con CHOPS puede llegar a ser 10 o 20 veces mayor, alcanzando ritmos de producción de hasta 200 [bls/día], pasando de una recuperación del volumen de aceite original del 2% con las técnicas convencionales, a valores de entre 12 y 20% con el método CHOPS.

El aumento en la producción de crudo pesado antes mencionado, también se puede alcanzar con la perforación de pozos horizontales de largo alcance, con longitudes de la sección horizontal de cientos de metros; sin embargo, el costo de este tipo de pozos es de 3 a 5 veces mayor que la perforación de pozos verticales, además que los costos de las intervenciones son mucho más elevados. Los beneficios de esta tecnología han sido ampliamente aprovechados por la industria de los crudos pesados en Canadá, pues de los 2.2 millones de barriles que produce diariamente ese país, aproximadamente el 20%, correspondiente a 450,000 barriles, provienen de la Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS).

### 3.1. Orígenes del Método CHOPS.

Los primeros descubrimientos de crudo pesado en Canadá se realizaron al este de la ciudad de Alberta, en el área de Lloydminster a finales de 1920, en el denominado *Cinturón de Aceite Pesado Canadiense* (Figura 1.10). En aquellos años se utilizaban bombas reciprocantes para producir ese aceite, pero eran sumamente limitadas debido a la baja velocidad que alcanzaba el crudo de alta viscosidad en la tubería de producción, estas condiciones adversas resultaban en gastos de producción muy bajos; hacia el fin de su fase productiva, la mayoría de los pozos producían entre 10 y 15 [bls/día] y el factor de recuperación rara vez excedía el 2% del aceite original in-situ.

Además de la baja producción, los operadores tuvieron que lidiar con pequeñas cantidades de arena produciéndose junto con el aceite (cerca del 1% en los aceites más viscosos); pronto aprendieron que los pozos que continuaban produciendo arena tendían a elevar sus gastos de producción, y que al intentar instalar filtros, empacadores de grava, etc., provocaban una pérdida casi total en la producción. La producción de arena comenzó a generar problemas, los operadores esparcían los desechos de arena en las carreteras locales, provocando que en algunos lugares el espesor de la capa formada sobrepasara los 1.5 [m].

El crecimiento y desarrollo de la *metodología de producción del aceite pesado junto con la arena* (más tarde CHOPS), estuvieron estancados durante casi 50 años, ya que la cantidad de contaminantes que se generaban provocaba que los márgenes de ganancias fueran siempre bajos; además que la demanda de crudo pesado era muy baja debido a que la mayoría de las refinerías no lo aceptaba.

El fuerte incremento en los precios del aceite en los años 70's y 80's condujo a un gran interés en los recursos del *Cinturón de Aceite Pesado Canadiense*, estimados actualmente en un poco más de  $12 \times 10^9$  [m<sup>3</sup>]<sup>1</sup>. Muchas compañías internacionales fueron atraídas al área, implementándose todo tipo de técnicas de fracturamiento hidráulico, incluso se intentó inyectar gravas del tamaño de un chícharo a la formación para mejorar la permeabilidad en la zona vecina del pozo, pero todos estos intentos fallaron. Algunas veces los pozos se estimulaban con grandes baches de vapor o agua sobrecalentada para incrementar la movilidad del crudo cerca de la vecindad del pozo, la producción mejoraba por algunos días, pero después regresaba a sus bajos valores originales.

La llegada de las bombas de cavidades progresivas en la década de los 80's revolucionó la industria del aceite pesado en Canadá. La primera bomba de este tipo tuvo un tiempo corto de vida, pero con un mejor control de calidad y continuos avances en su construcción, su vida útil se alargó, se redujeron los problemas y su aceptación fue amplia casi 10 años más tarde. El bajo gasto que entregaban las bombas no fue una limitante para los operadores, y en el periodo de 1990-1995 cambiaron su visión de la administración de un pozo; la arena comenzaba a verse como una ganancia, ya que más arena significaba más aceite.

El objetivo de las terminaciones y las estrategias para intervenir este tipo de pozos llegaron a ser cada vez más claras, buscando en todo momento los medios necesarios para mantener el flujo de arena; estos avances provocaron que campos viejos e inactivos pudieran ser rehabilitados con márgenes de ganancias mucho más rentables.

Los gastos cada vez mayores de crudo y por consiguiente de arena (entre 2 y 8% en la mayoría de los pozos con CHOPS), generaron un nuevo conjunto de problemáticas; la producción de más desechos provocó que su eliminación fuera primordial, con esto surgió la llamada *microingeniería de desechos*, que desarrollaba mejores métodos para minimizar el impacto al medio ambiente que provocaban los desperdicios generados.

El método CHOPS es una nueva tecnología de producción que está creciendo rápidamente; nuevos y mejores métodos están surgiendo, tales como estrategias óptimas de intervención o reacondicionamiento de pozos, diferentes prácticas para la eliminación de la arena, la implementación combinada de la tecnología CHOPS con métodos de recuperación secundaria o sistemas artificiales de producción para incrementar las ganancias de los proyectos.

Dado que recientemente se han alcanzado bajos costos de operación (entre \$4.00 y \$7.00 por barril)<sup>2</sup>, respecto a años anteriores, y que el requerimiento de energía de esta tecnología prácticamente es cero, el interés en el método CHOPS ha cobrado particular importancia en los últimos años, pues representa una opción sumamente atractiva para la explotación del enorme potencial de los crudos pesados a nivel mundial.

### 3.2. Estado del Arte en el Mundo.

Es necesario aclarar que el uso del método CHOPS sólo ha sido ampliamente aceptado en Canadá, aunque en diferentes regiones del mundo se ha probado su efectividad con resultados variados. Canadá es uno de los mayores productores de aceite pesado en el mundo; este crudo se obtiene de miles de pozos relativamente poco profundos, localizados principalmente en el *Cinturón de Aceite Pesado Canadiense*, ubicado entre las regiones de Alberta y Saskatchewan, y cubre áreas más pequeñas al oeste y al suroeste del depósito de arenas bituminosas en la región de *Cold Lake*.

Canadá produce cerca de 574,000 [bls/día] de crudo pesado, de los cuales, 360,000 [bls/día] se producen en la región de Alberta y el resto se obtiene en campos de la región de Saskatchewan. De la producción total de Alberta cerca del 90%, unos 320,000 [bls/día], se extraen con el uso del método CHOPS, donde el promedio de producción de cada pozo es de 70 [bls/día].

En algunos pozos con CHOPS, la producción se ha alcanzado debido a la implementación de un *Sistema Artificial de Producción*. El Bombeo de Cavidades Progresivas (por sus siglas en inglés PCP) es el sistema más utilizado en los yacimientos de crudo pesado con CHOPS, debido a que las altas densidades y viscosidades presentes en el fluido dificultan su extracción. En Canadá, desde 1979 se ha utilizado este sistema artificial de producción, ya que la bomba de cavidades progresivas puede levantar fluidos con alta viscosidad y alta densidad, así como operar con altas producciones de gas en solución, además son generalmente más baratas, requieren menos energía para su funcionamiento y no generan problemas de erosión en comparación con las bombas centrífugas.

En varios campos de China se han realizado pruebas del método CHOPS. En el campo Liahoe, localizado en la provincia de Liaoning, se probó la utilidad del mismo en yacimientos con características no tan favorables como en campos canadienses, debido principalmente a que son yacimientos en etapas avanzadas de explotación o que han sido previamente sometidos a procesos de inyección de vapor. Los resultados no han sido favorables, pero actualmente se está evaluando la factibilidad de la combinación de CHOPS con el Bombeo de Cavidades Progresivas, con el objetivo de alcanzar ritmos de producción que sean económicamente rentables.

Por otro lado, en 2001 inició un proyecto de explotación con CHOPS en el campo Jilin, al noroeste de la ciudad de Songyuan en China; los yacimientos involucrados producen en arenas con un alto contenido de arcillosidad a una profundidad promedio de 300 [m]. Los resultados han sido satisfactorios, en esta región los pozos con esta tecnología producen entre 15 y 40 [bls/día], y a pesar de que los gastos de producción son modestos comparados con los pozos de Canadá donde se obtienen cerca de 70 [bls/día], la producción es mucho mayor que la que se obtenía con terminaciones libres de arena o con la implementación de cualquier método térmico.<sup>3</sup>

El campo Taobao ha estado produciendo un crudo viscoso de 1,850 [cp] con una baja cantidad de arena desde hace ya varios años, de un yacimiento ubicado en el oeste de la provincia de *Songliao Basin*, al norte de China. El primer pozo inició su producción el 13 de agosto de 1997 usando Bombeo de Cavidades Progresivas, se obtuvo una producción de entre 25 y 30 [bls/día], durante casi 16 meses; hasta marzo de 2001 el campo contaba con 71 pozos productores de crudo, de los cuales 22 producen bajo el método CHOPS, de éstos, 11 pozos fueron especialmente diseñados para CHOPS y los otros 11 pozos que anteriormente eran convencionales, se reacondicionaron para ser pozos CHOPS. Los pozos del campo Taobao alcanzaron un gasto de producción de casi 65 [bls/día] después de la implementación del método CHOPS.

En otra parte del mundo, desde 1999 se han realizado estudios para analizar la factibilidad de implementar la tecnología CHOPS en el campo Patos-Marinza en Albania; aunque no fue sino hasta el año 2002 que se inició formalmente en 12 pozos, en el bloque *Marinza Enterprise* localizado en la parte norte del campo. De los pozos, 10 mostraron incrementos de producción, debido a que se les realizaron también intervenciones que incluían la instalación de Bombeo de Cavidades Progresivas; para 2004 el número de pozos aumentó hasta 28, incrementando la producción total del campo hasta 4,400 [bls/día], en ese momento la producción acumulada con el método CHOPS había alcanzado casi 5 millones de barriles.

No obstante que en la actualidad el 20% de la producción total diaria de Canadá, proviene de pozos con CHOPS, su uso ha estado limitado a ciertas regiones del orbe como Venezuela, Oman, Rusia y la ya mencionada China. Lo anterior se atribuye principalmente a la naturaleza no-convencional de los mecanismos de producción, la dificultad de realizar pronósticos de producción acertados y la necesidad de estrategias de manejo y tratamiento de la arena producida por medio de instalaciones superficiales que puedan hacer frente a los altos volúmenes generados con este método.



### 3.3. Propiedades Típicas de un Yacimiento con CHOPS.

La producción de crudos pesados con el método CHOPS, se obtiene de cuerpos de areniscas no consolidadas (*Unconsolidated Sandstones*, por sus siglas en inglés, *UCSS*) con ausencia de una zona cercana de agua móvil; un estrato *típico* tiene un espesor de 5 a 12 [m], con tamaños de grano entre medios y finos, regularmente está depositado a profundidades de entre 500 y 650 [m]. Los intervalos productores normalmente están separados por cuerpos de limos y lutitas arcillosas espaciados regularmente de 30 a 90 [m]; estos yacimientos tienen porosidades de 28 a 32% y dependiendo del tamaño de grano, la mayoría de los yacimientos con CHOPS tienen una permeabilidad promedio de 1 a 4 [Darcy]. La medida de los granos de arena es de entre 80 y 150 [micrones]. La saturación *típica* en el espacio poroso es cercana al 87% de aceite y 13% de agua congénita que contiene 60,000 partes por millón de sal disuelta; es importante señalar que por lo regular al principio de la explotación de un yacimiento con CHOPS, no hay gas libre en los poros de la arena.

La presión inicial del yacimiento ( $P_i$ ) es aproximadamente de entre 600 y 900 [ $lb/pg^2 abs$ ], comúnmente estos yacimientos son de baja presión. En muchos casos, el aceite se encuentra con una buena cantidad de gas disuelto, la temperatura del yacimiento es de entre 20 y 25 [°C], y la viscosidad del aceite se encuentra en el rango de 1,000 a 12,000 [cp] (viscosidades muy altas se consideran inadecuadas para este método). La Tabla 3.1 muestra un resumen de las propiedades características de un yacimiento con CHOPS.

**Tabla 3.1. Características Típicas de un Yacimiento con CHOPS.**

Espesor de la capa de arena [m]	5 – 12
Profundidad [m]	500 – 650
Permeabilidad de la formación [Darcy]	1 – 4
Porosidad [%]	28 – 32
Presión inicial del yacimiento [ $lb/pg^2 abs$ ]	600 – 900
Temperatura del yacimiento [°C]	20 – 25
Viscosidad [cp]	1,000 – 12,000
Saturación de aceite [%]	87
Saturación de agua [%]	13
Salinidad [ppm]	60,000

### 3.4. Comportamiento Típico de un Pozo con CHOPS.

Los pozos con CHOPS muestran una gran variación en sus historias de producción, dependiendo de un amplio rango de factores que se discutirán a continuación; los principales aspectos típicos de un pozo con CHOPS son:

- Cuando un nuevo pozo comienza su producción, los cortes de arena son muy grandes, aproximadamente de un 40% del volumen total producido (VTP).
- Durante un periodo que puede ser corto o largo (varios días o meses), el alto gasto de producción inicial de arena, decae de manera gradual, hasta estabilizarse en un valor constante de entre 1 y 10%, dependiendo de la viscosidad del aceite.
- El pozo alcanza su máxima producción de aceite varios meses después de que se alineó a la batería, y gradualmente comienza a decaer conforme los efectos del abatimiento de presión del yacimiento empiezan a manifestarse.
- La aportación continua de gas (generalmente no medida) caracteriza a toda la producción con CHOPS, pues en la superficie se obtiene un crudo espumoso cargado con un alto contenido de metano ( $\text{CH}_4$ ).
- A corto plazo, los gastos de producción de aceite y arena fluctúan de una manera caótica; a medida que avanza el tiempo de explotación, los gastos de aceite y arena siguen un comportamiento más estable.
- La intervención a pozos puede provocar el restablecimiento de los gastos de producción de aceite y arena, aunque normalmente, éstos no regresan a los niveles alcanzados en el primer ciclo de explotación.<sup>4</sup>

La Figura 3.1 muestra una gráfica representativa de gasto en el eje de las ordenadas y de tiempo en el eje de las abscisas; la curva marcada con el número 1 representa el comportamiento típico de la producción de aceite de un pozo con CHOPS; la curva número 2 indica el comportamiento de los gastos de arena, es importante notar que después del pico máximo alcanzado, la declinación del corte de arena se presenta de forma gradual; y finalmente, la curva punteada representa la producción de aceite en un pozo con dispositivos que restringen la producción de arena (filtros de arena, empacadores de grava, etc.).

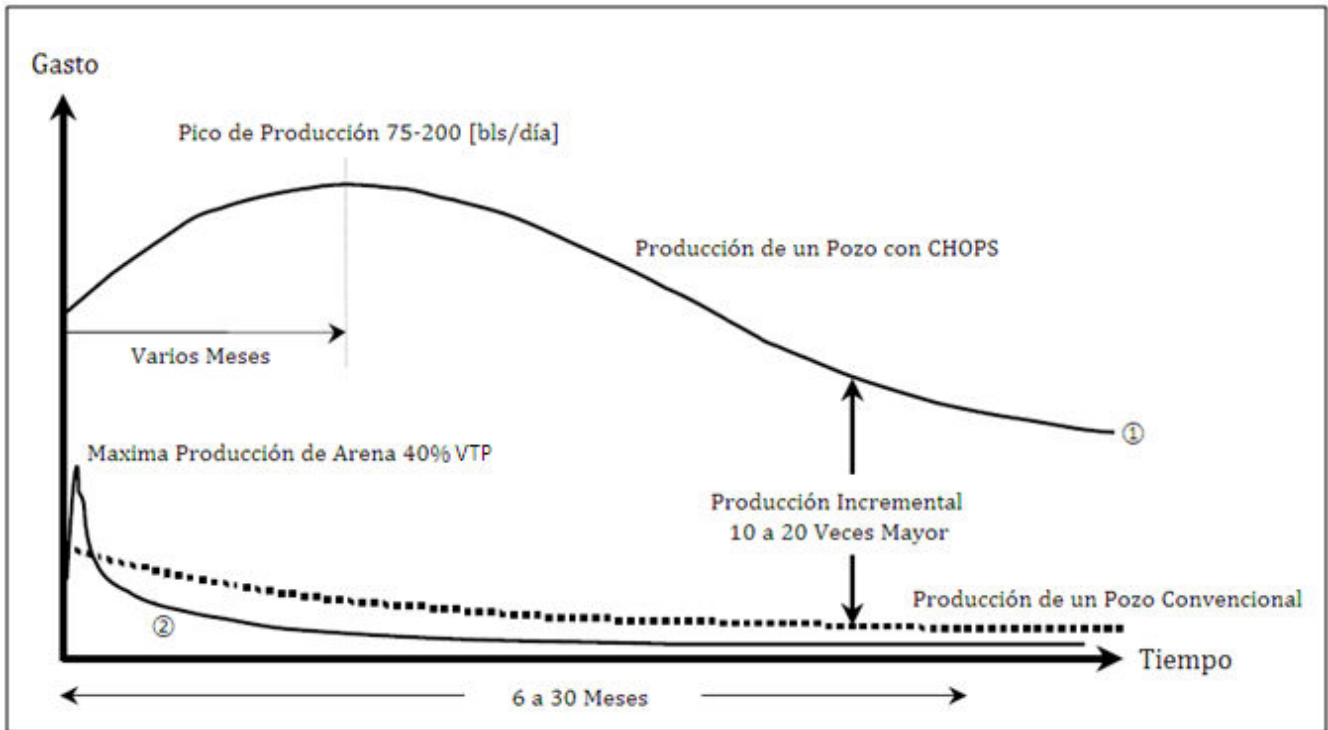


Figura 3.1. Perfiles de Producción de Aceite y Arena de un Pozo Típico con CHOPS.

El flujo del líquido en un pozo con CHOPS es diferente al comportamiento en un pozo convencional, debido a que existen al menos dos mecanismos físicos con diferentes efectos y características involucrados en el flujo de la producción hacia el interior del pozo. Los dos mecanismos dominantes compiten durante toda la vida de explotación del pozo, mientras uno incrementa la productividad debido al mejoramiento de la capacidad de flujo (alta porosidad y alta permeabilidad) en la vecindad del pozo generada por la continua producción de arena; la otra disminuye la productividad debido al abatimiento gradual de la energía propia del yacimiento.

La combinación de estos dos efectos proporciona un pico en la producción, seguido de una declinación gradual, ya que el abatimiento de la energía del yacimiento, comienza a dominar con el paso del tiempo. En la realidad, existen al menos 4 mecanismos involucrados en el flujo de la corriente hacia el interior de un pozo con CHOPS, los cuales se describirán a detalle más adelante.

La Figura 3.2 muestra una gráfica de gasto contra tiempo, que representa los efectos provocados por algunos mecanismos físicos que actúan en un yacimiento típico con CHOPS.

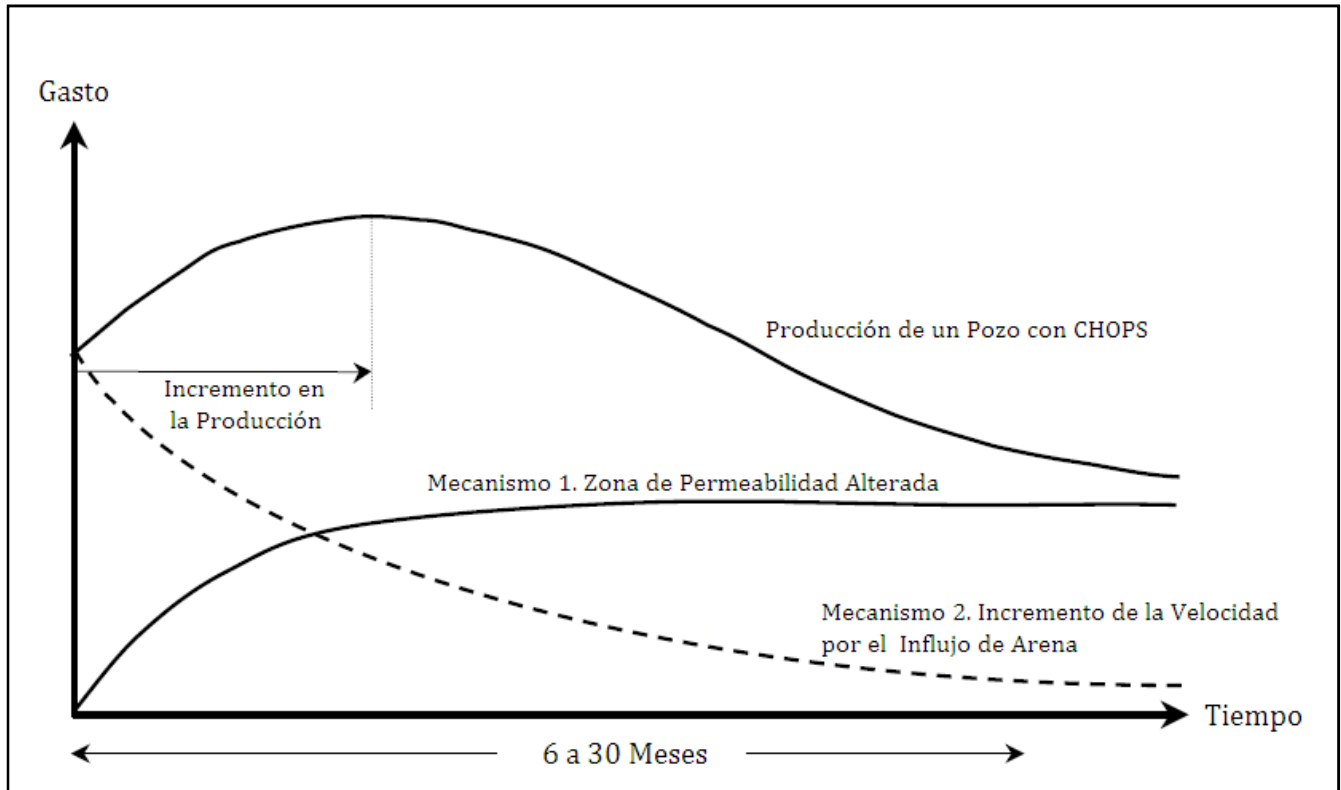


Figura 3.2. Efecto de Dos Mecanismos Físicos sobre la Producción de un Pozo con CHOPS.

### 3.5. Comportamiento de la Producción con CHOPS.

La predicción de la producción de pozos con CHOPS continúa basándose en consideraciones prácticas obtenidas de datos de campo, ya que hasta hoy, no existen modelos teóricos que permitan realizar predicciones previas del comportamiento de los gastos de aceite y arena (los modelos prácticos existentes se calibran con datos actuales de campo, antes de realizar predicciones confiables); por lo tanto el papel que juega la experiencia es de vital importancia.

La experiencia reside en las actividades de miles de ingenieros, técnicos y operadores de campo, en decenas de compañías operadoras y de servicios. Existen diferentes puntos de vista acerca de cuáles son las *mejores prácticas posibles* para el manejo de pozos con CHOPS, esto provoca que la filtración y la presentación de conocimientos empíricos y prácticos resulte mucho más difícil que la exposición de un modelo teórico; un reporte de este tipo, podría estar incorrecto y falto de detalle en algunos casos. En particular, las compañías pequeñas han generado y desarrollado la mayoría de las nuevas tecnologías para crudo pesado, basándose en la experiencia adquirida en la operación de las mismas; es claro que la práctica diaria con CHOPS, ha sido concebida y perfeccionada en el campo y no en un laboratorio o frente a una computadora; desafortunadamente, muchas de estas prácticas no han quedado debidamente documentadas.

#### 3.5.1. Perfiles de Producción.

La Figura 3.3 presenta un perfil de producción de un pozo típico con CHOPS, para tres ciclos de producción, sus características principales son las siguientes:

- Al inicio de la producción de un pozo con CHOPS, se manifiesta inmediatamente el flujo de aceite y arena. La fracción de arena inicial es bastante alta, cerca de un 40% del volumen total producido; el gasto elevado inicial de arena en el yacimiento es dependiente de la viscosidad, una baja viscosidad provocará cerca de un 20% de arena; una alta viscosidad alcanzará un máximo de 50% del volumen total producido (aceite, arena y agua).
- Los gastos de arena tienden a declinar en pocas semanas o meses, hasta alcanzar valores de entre 1 y 10% del volumen total producido.

- En aceites más viscosos, mayores a 2,000 [cp], los gastos de arena iniciales pueden llegar a ser de 10 a 20% durante varios meses, hasta llegar a un gasto constante de 2 a 6%, que se mantendrá por varios meses o tal vez por varios años.
- Generalmente, el gasto de aceite se incrementa durante un periodo de varios meses, alcanzando un pico de producción de un 30 a 60% mayor que el gasto de producción inicial. En los mejores pozos, se llega a alcanzar un gasto de hasta 300 [bls/día], pero comúnmente los gastos fluctúan entre 120 y 250 [bls/día].
- Después de alcanzar el pico de producción, los pozos normalmente muestran una declinación gradual en la producción. Para evitar una rápida declinación, se emplean estrategias de bombeo que pueden mantener la productividad del pozo por varios meses o incluso por varios años.
- Al finalizar un periodo de producción, que puede durar uno o varios años, el gasto puede llegar a niveles tan bajos como de 10 a 20 [bls/día], por lo que comúnmente se realiza una intervención al pozo (ver página 101), con el objetivo de restablecer un alto gasto de producción.
- Al término de la intervención al pozo, en los casos de mayor éxito, el comportamiento es similar al primer ciclo de producción; aunque generalmente, el comportamiento del pozo no rebasa el pico de producción del primer ciclo.

Se tienen registros de que cerca del 85% de los pozos, siguen una historia de producción como la descrita arriba; sin embargo hay muchas excepciones, por ejemplo:

- Casos en los que la producción inicial de arena no es posible (5% de los pozos), usualmente asociados a yacimientos marginales con alto contenido de lutitas.
- Casos donde la prematura entrada de agua es masiva. Esto parece ser altamente dependiente del campo y de la posición del pozo con respecto a las zonas de saturación de agua; pozos más cercanos al fondo del acuífero, presentan un riesgo mayor a la temprana conificación del agua.

- Casos donde la producción de aceite declina durante las fases iniciales de producción de arena, lo cual, normalmente, viene acompañado de un incremento gradual en la producción de agua.
- Casos donde los perfiles de producción son anómalos por causas desconocidas, como cementación ligera de la arena que hace difícil desestabilizarla, demasiada pérdida de circulación forzando al material a entrar al yacimiento durante la perforación, o por el uso excesivo de cemento durante la cementación de la tubería de revestimiento, etc.

En la Figura 3.3 se muestran tres ciclos de producción, las líneas punteadas verticales representan intervenciones realizadas al pozo para restablecer los gastos de aceite; a pesar de los esfuerzos realizados, es sumamente complicado recuperar los gastos obtenidos en las etapas tempranas de explotación. Cabe resaltar que el gasto caótico de aceite mostrado en el tercer ciclo se puede presentar en cualquier etapa de explotación del pozo, pues el aporte de granos de arena a la corriente varía en intervalos cortos de tiempo.

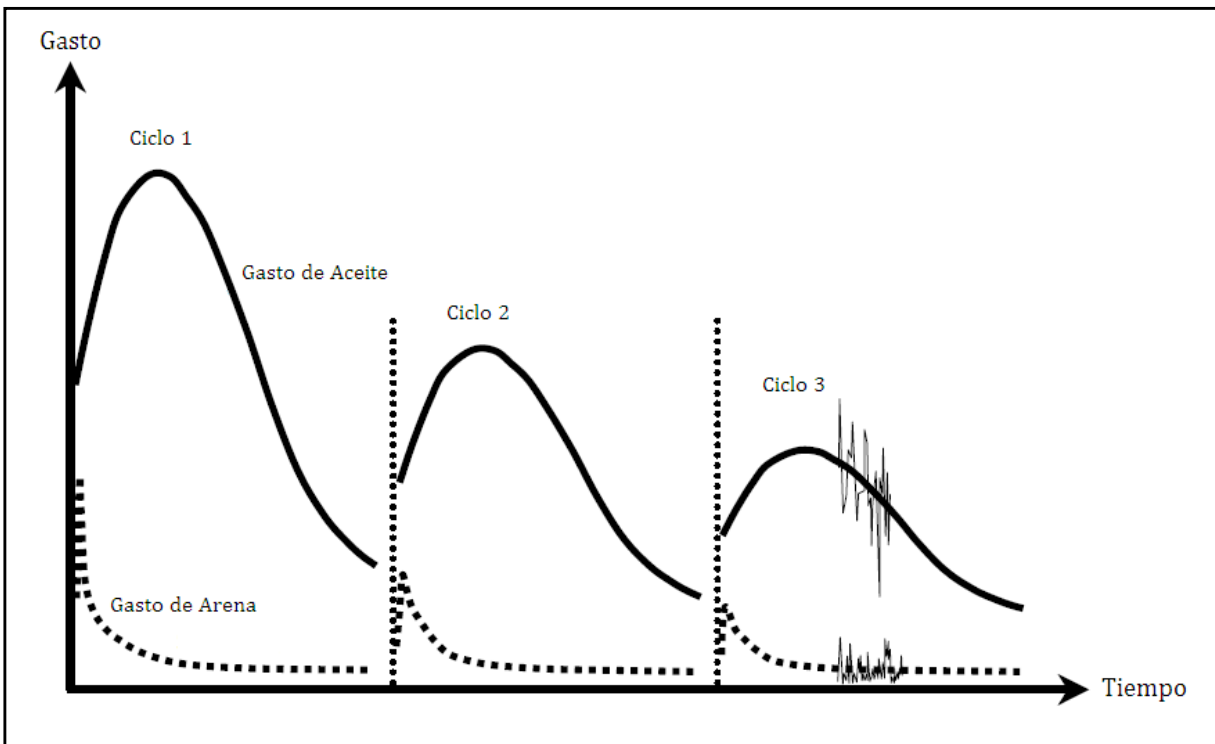


Figura 3.3. Perfil de Producción de un Pozo con CHOPS, con Tres Ciclos de Producción.

Debido a diferentes razones, un pozo con CHOPS puede experimentar problemas o caídas en su productividad, por tal motivo, como ya se mencionó, se requiere realizar intervenciones a los mismos para restablecer un nivel económico de producción de aceite. A un pozo con CHOPS se le pueden realizar un cierto número de intervenciones durante su vida productiva, y cada intervención normalmente aumenta la producción de aceite y arena, aunque los niveles obtenidos van disminuyendo con cada uno de estos ciclos; algunos pozos pueden producir durante varios años sin la necesidad de una intervención.

La Figura 3.4 muestra el comportamiento de algunos pozos con CHOPS que presentan diferentes dificultades en su producción, la línea continua representa el gasto de aceite y la línea punteada el corte de agua.

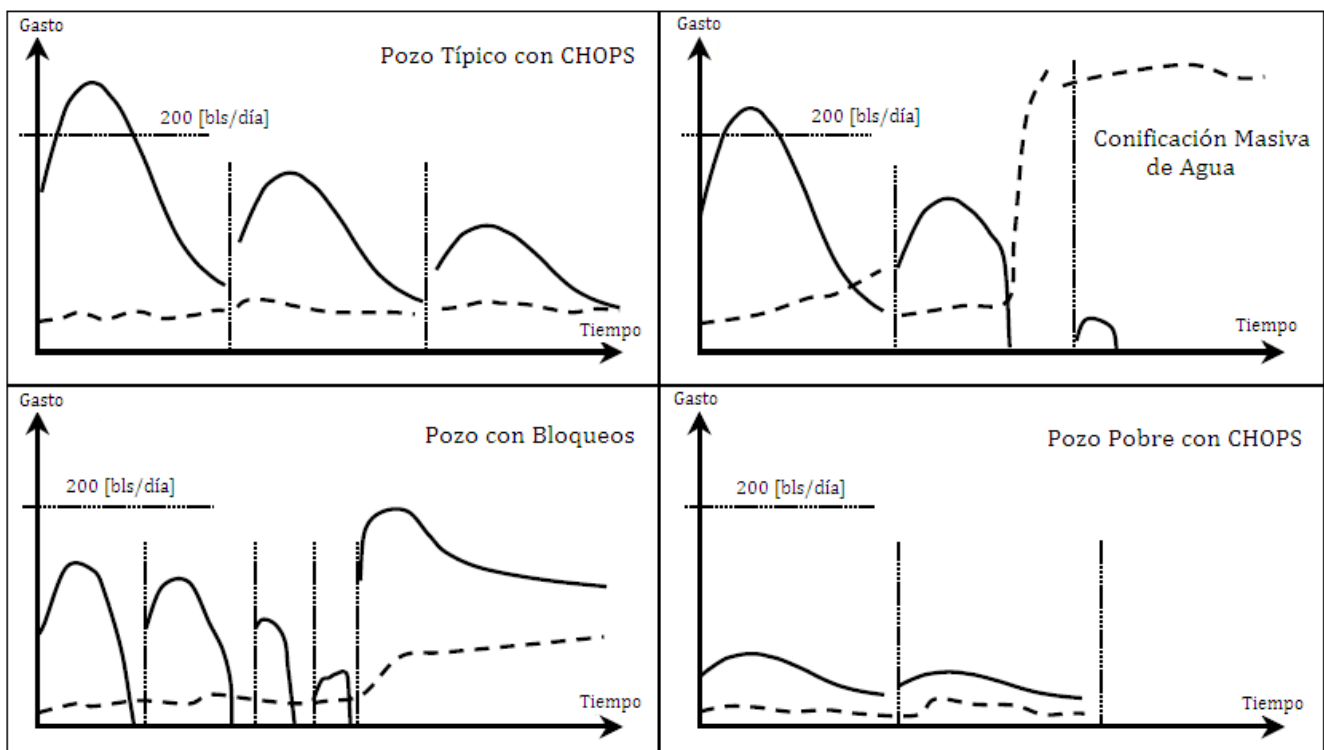


Figura 3.4. Dificultades que se Pueden Presentar en la Producción de Pozos con CHOPS.



La entrada de agua es un factor común en la declinación de la productividad de un pozo, razón por la cual, uno de los criterios para la selección de yacimientos adecuados para CHOPS, es la ausencia de una zona de agua móvil; el ingreso del agua puede ser rápido, y en poco tiempo (algunos meses) se pueden alcanzar porcentajes de producción del 100%, o puede ser un proceso más lento, con un incremento gradual en la producción de agua durante varios años.

A pesar de las altas caídas de presión asociadas al efecto de los diferentes mecanismos físicos de producción del CHOPS, algunos yacimientos con esta tecnología se caracterizan por ser pozos productores que operan por décadas sin incrementos significantes en los cortes de agua (en general, cuando existen altas caídas de presión, es más propicio que se presente el fenómeno de conificación del agua). En estos casos, se puede afirmar que el agua activa está completamente ausente, o que se encuentra tan lejos, que las caídas de presión nunca la alcanzan.

Hasta ahora, no es posible realizar predicciones rigurosas, ya sean analíticas o empíricas, acerca del comportamiento del pozo con respecto al corte de agua, y es que, a pesar de que se hacen cuidadosos estudios geológicos y petrofísicos, sigue existiendo una gran incertidumbre sobre la ubicación de las zonas de agua móvil. Los mejores pozos con CHOPS, quizá por arriba del 5%, pueden alcanzar un nivel de producción de más de 630,000 barriles de aceite durante su tiempo total de vida; aunque el promedio de producción para todos los pozos (incluyendo aquellos que nunca fueron exitosos) está en el rango de 160,000 a 250,000 barriles.

Se considera como *buenos* pozos a aquellos que producen menor cantidad de agua, pero existen casos excepcionales donde algunos pozos pueden mantener una producción de aceite rentable por muchos años, aún cuando los cortes de agua sean del 25 al 40%. Varias compañías que tienen que hacerle frente a la entrada de agua, han estado experimentando con la inyección de ésta como método de recuperación secundaria, aunque generalmente esto trae efectos benéficos en menor escala, extendiendo la vida de los pozos por pocos meses o hasta un año.<sup>5</sup>

### 3.6. Gastos Típicos de Producción de Arena en Pozos con CHOPS.

Los pozos con CHOPS producen una gran cantidad de arena durante los primeros días de su vida productiva. Dado lo anterior, los campos en etapas tempranas de explotación producen mucha más arena que en etapas avanzadas; esto se podría generalizar en la mayoría de las ocasiones, pero cuando un pozo es reacondicionado para manejar volúmenes mayores de sólidos en la corriente, por ejemplo al pasar de Bombeo Mecánico a Bombeo de Cavidades Progresivas o al redisparar algún intervalo productor con técnicas más agresivas, las tasas de producción de arenas serán mucho mayores.

El parámetro más crítico en la producción de arena es la viscosidad; en base a la experiencia adquirida en la producción de pozos en Canadá, se puede afirmar que entre más viscoso es el aceite mayor será el volumen de arena que se tendrá que manejar en superficie. Cabe señalar que no existe una expresión analítica que modele el comportamiento de la relación entre estos dos factores, por lo que empíricamente se generó una curva a partir de datos de diferentes campos a lo largo de varias regiones de Alberta y Saskatchewan (Figura 3.5).

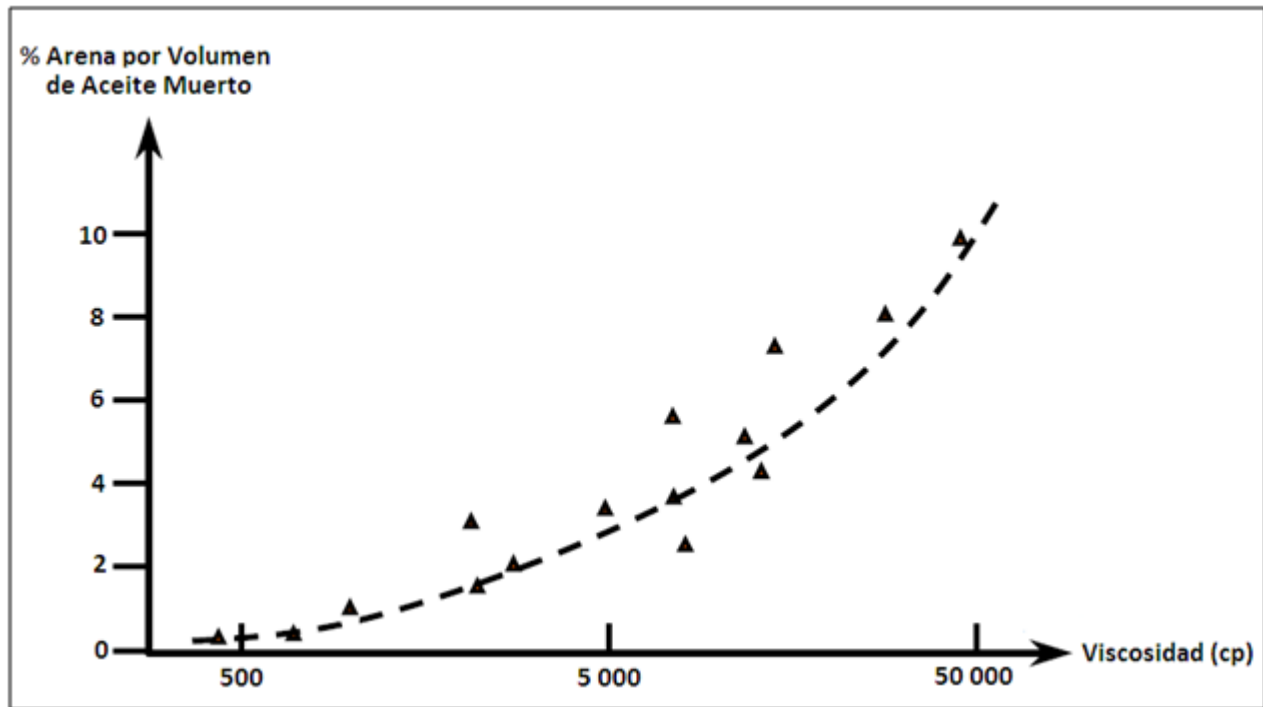


Figura 3.5. Relación entre la Viscosidad y el % Arena por Volumen Total Producido.

La Tabla 3.2 muestra algunos valores recolectados para la generación de la curva antes presentada.

**Tabla 3.2. Valores de Viscosidad y % Arena Producida en Algunos Campos de Canadá.**

<b>Campo</b>	<b>Viscosidad [cp]</b>	<b>% Arena por Volumen Total Producido</b>
Pelican	200	0.5
Amber	1,000	1
Lindbergh	9,000	4
Elk Point	5,000	4
Frog Lake	15,000	6
North Primrose	40,000	10
Lloydminster	10,500	6

Las relaciones antes citadas se pueden utilizar para dimensionar las capacidades requeridas del equipo de manejo y tratamiento de las arenas en superficie; por ejemplo, un campo con 200 pozos produciendo cada uno de ellos un promedio de 75 [bls/día] de crudo pesado con una viscosidad de 2,000 [cp], debe contar con equipos e instalaciones que puedan lidiar con un volumen de arena de 18 a 30 [m<sup>3</sup>/día] y un total anual de entre 6,000 y 10,000 [m<sup>3</sup>/año].

En yacimientos productores de crudo de alta viscosidad como los pertenecientes al Campo Lindbergh, al norte de Alberta, la producción promedio de cada uno de los 500 pozos, es de 45 [bls/día] de aceite con una viscosidad de 9,000 [cp], en estas condiciones se debe contar con la infraestructura suficiente para tratar un total de arena de 50,000 [m<sup>3</sup>/año].

Debido a las diferencias que existen en los cortes de agua, la productividad de los pozos y los métodos de medición de los volúmenes de arena producidos entre un campo y otro, se recomienda que los gastos de arena sean referidos al volumen de aceite muerto, aunque muchos operadores utilizan como base el gasto bruto producido. Comúnmente, el volumen de arena se mide en los tanques de almacenamiento y se relaciona con el gasto de aceite a condiciones estándar que se reporta durante las operaciones de medición de pozos en superficie.

### 3.7. Mecanismos Físicos Involucrados en la Producción de Arena.

En el yacimiento existen diferentes mecanismos físicos responsables del influjo continuo de arena; este fenómeno, como ya se mencionó, es la razón principal del incremento en los gastos de producción de aceite. Los mecanismos involucrados en este proceso afectan en diferentes escalas y con diferentes efectos, a continuación se enlistan los más importantes de ellos.

- Las fuerzas gravitacionales, provistas principalmente por los esfuerzos verticales generados por el peso de los estratos suprayacentes, ayudan a desprender los granos de arena de la formación productora.
- Los gradientes de presión propios de los fluidos del yacimiento generan el flujo de la corriente que arrastra o suspende los granos de arena desprendidos de la roca.
- El flujo de aceite espumoso, generado por el empuje de las burbujas de gas inmersas en la fase líquida, ayuda a mantener los sólidos suspendidos y aumentar la velocidad de la corriente, esto último debido a la expansión de las burbujas de gas.

La componente de la energía gravitacional actúa sobre todo el yacimiento; el efecto de arrastre de la arena ocurre a nivel granular, cuando los gradientes generados por los fluidos desprenden los granos de las formaciones con un bajo o prácticamente nulo esfuerzo de confinamiento, para incorporarlos a la corriente que fluye hacia el interior del pozo; a una escala intermedia, es decir en la vecindad del agujero, el aceite espumoso tiene un importante efecto sobre la velocidad de flujo.

Una vez iniciada la producción de un pozo con CHOPS, se comienzan a generar *cavidades* en la zona vecina del pozo; es importante señalar que el término *cavidad* se refiere a un volumen donde el esfuerzo matricial es nulo o donde no existen contactos grano a grano, es decir, el término no implica que el espacio esté vacío, pues éste se encuentra lleno de arena suspendida en una mezcla de aceite, agua y pequeñas burbujas de gas. El esfuerzo generado por el peso de los sedimentos suprayacentes (esfuerzo de sobrecarga) y la presión ejercida por el flujo de la corriente, actúan sobre las paredes de las cavidades.

El esfuerzo generado por los estratos suprayacentes juega un papel muy importante en los procesos de desestabilización y dilatación. La cavidad y la parte sólida que rodea las paredes de la misma, sólo pueden estar sometidas a pequeños esfuerzos de sobrecarga [ $\sigma_{sc}$ ], por lo que en las regiones más alejadas del pozo, los esfuerzos de sobrecarga se verán afectados, intentando compensar la disminución existente en la vecindad del agujero; la Figura 3.6 esquematiza la redistribución de los esfuerzos de sobrecarga.

Debido a esta redistribución, la zona virgen se encuentra sometida a un esfuerzo de sobrecarga mayor, y esta concentración no puede ser mantenida, por lo que en esta zona ocurrirá debilitamiento, dilatación y cizallamiento, que conducirán al desprendimiento de los granos de arena. Así, la rigidez de la sobrecarga causa deformaciones, lo que provoca la continua redistribución de esfuerzos hacia la periferia de las cavidades.

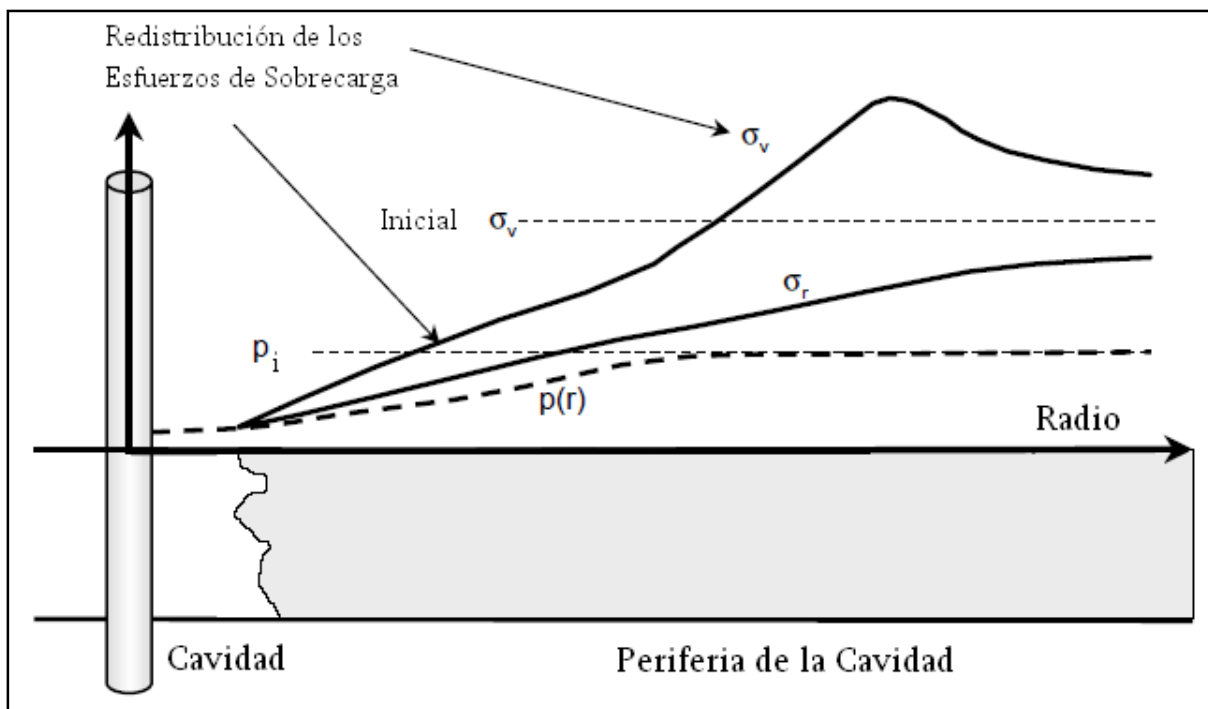
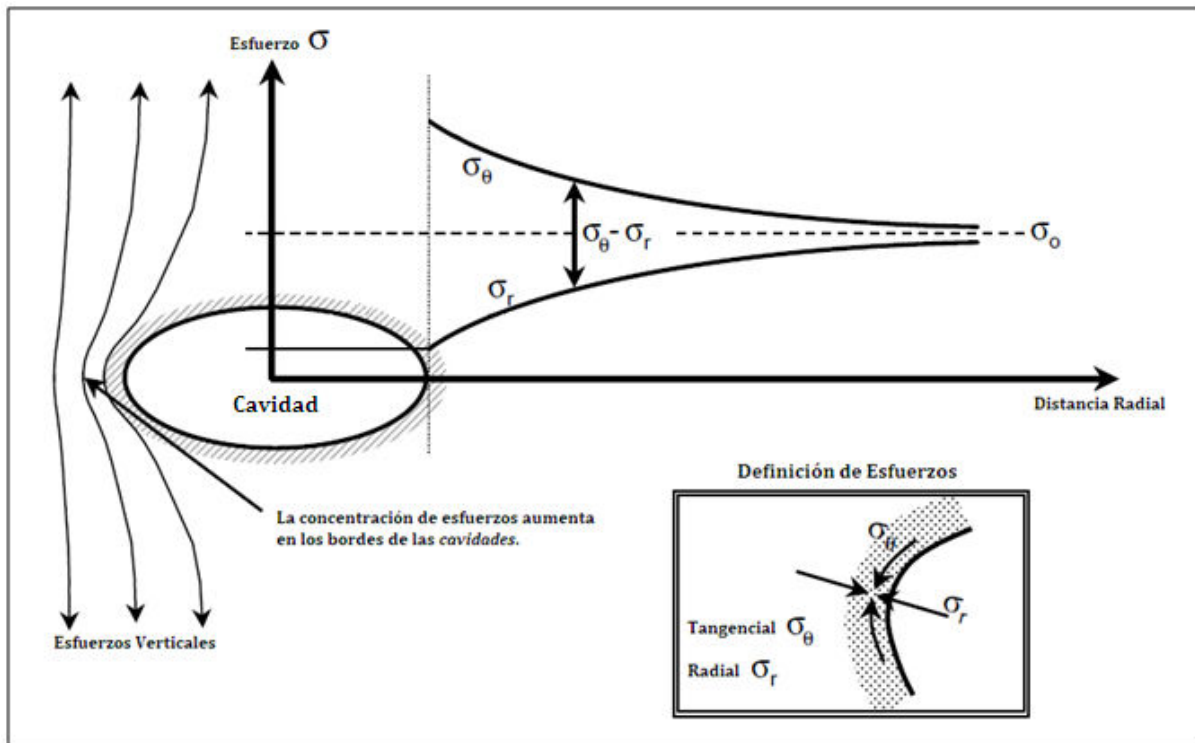


Figura 3.6. Redistribución del Esfuerzo de Sobrecarga.

En la parte sólida que rodea las paredes de la cavidad, el esfuerzo radial disminuye y el esfuerzo tangencial aumenta, provocando un incremento en el esfuerzo cortante y una disminución del esfuerzo de confinamiento; ambos efectos producen que la formación *intacta* ceda y sus granos de arena comienzan a desprenderse (Figura 3.7).

A medida que los granos de arena continúan desprendiéndose, el esfuerzo de confinamiento disminuye gradualmente debido a que la carga lateral que ejercían los sedimentos no existe más. El aumento en el esfuerzo cortante asociado a este fenómeno provoca que en la zona cercana a la cavidad, los granos se dilaten o expandan y comienzan a reacomodarse; debido a lo anterior, la porosidad  $[\Phi]$  aumenta hasta en un 25% del valor original. A pesar de este aumento drástico en la porosidad, en esta zona los sedimentos aún permanecen como una masa sólida, esto debido principalmente al efecto del esfuerzo compresivo generado por el peso de los estratos superiores; cabe señalar que entre mayor sea la diferencia del esfuerzo tangencial  $[\sigma_\theta]$  y el esfuerzo radial  $[\sigma_r]$ , la dilatación de los granos será mayor, provocando que estos cedan más fácilmente.



**Figura 3.7. La Alteración de los Esfuerzos Radial y Tangencial alrededor de la Cavidad, Provoca que la Formación Consolidada Comience a Ceder.**

Durante la producción de un pozo con CHOPS, todas las propiedades petrofísicas del yacimiento cambian; el aumento de la porosidad generado por la dilatación y reacomodo de los sedimentos genera un cambio significativo sobre los valores de las permeabilidades absolutas y relativas, esto último conlleva a una redistribución de las saturaciones de los fluidos. Estos cambios se reflejan en la formación de zonas con diferentes propiedades físicas; en la vecindad del agujero se crea una zona de licuefacción, seguida de una región conocida como zona de cedencia y finalmente la zona virgen de la formación (Figura 3.8).

En la zona de licuefacción, se pueden encontrar valores de porosidad de entre 48 y 52%, estos porcentajes tan altos indican que no existen más los esfuerzos en los contactos grano a grano; es decir, los sedimentos se encuentran completamente suspendidos en la corriente que fluye hacia el pozo. Dado lo anterior, los esfuerzos en esta región solo se generan por la presión ejercida por los fluidos, pues el esfuerzo matricial es nulo. En la parte final de esta zona, se forma un *frente de licuefacción* en donde se presenta la transición del estado cuasilíquido al estado sólido.

La zona de cedencia se refiere a las regiones más cercanas a las paredes de las cavidades, en ella aún existen fuerzas de cohesión que permiten considerar que se encuentra en estado sólido. Como se explicó previamente, el esfuerzo de sobrecarga genera la dilatación y reacomodo de los granos, provocando un aumento en la porosidad, la cual puede alcanzar valores de entre 35 y 44%. La ausencia de los esfuerzos laterales generada por el desprendimiento de los sedimentos que se incorporan a la corriente provoca que a medida que aumenta la cantidad de arena producida por el pozo, las fronteras de la zona de cedencia se vayan alejando de la vecindad del pozo, afectando gradualmente una porción mayor de la zona virgen de la formación.

Finalmente la zona virgen de la formación es aquella que no ha sido afectada por el cambio en el esfuerzo cortante, es decir, se mantienen los valores originales de porosidad; esta parte de la formación se encuentra separada de la *zona alterada* por una región de transición en donde se presenta el cambio de un comportamiento plástico a un comportamiento dúctil. La extensión de cada una de estas zonas varía de un pozo a otro, y su verdadera extensión solo podría ser calculada corriendo un registro de porosidad en agujero entubado.<sup>6</sup>

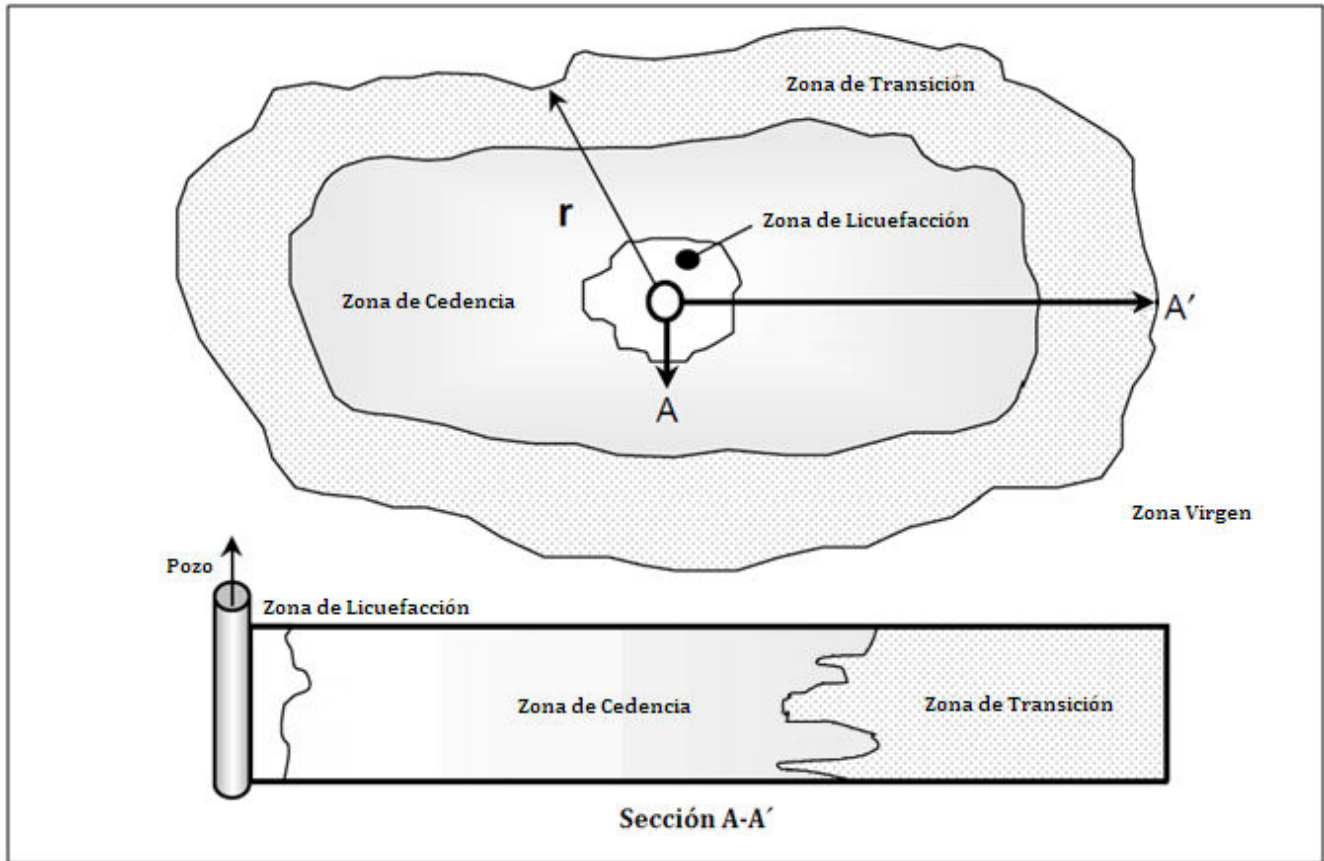


Figura 3.8. Zonas Formadas en un Pozo con CHOPS después de un Período de Producción.



### 3.8. Mecanismos Mejoradores de la Capacidad de Flujo en el Medio Poroso.

El aumento en los gastos de producción de aceite de un pozo con CHOPS está asociado a cuatro mecanismos que alteran las condiciones originales del yacimiento y que mejoran la capacidad de flujo a través del medio poroso.

- El flujo de arena hacia el pozo incrementa la movilidad general de los fluidos.
- La producción continua de arena genera mayor permeabilidad en las zonas vecinas del pozo.
- Las burbujas de gas inmersas en la corriente, generadoras del denominado aceite espumoso, aumentan la velocidad de flujo hacia el pozo.
- Si la arena se produce continuamente se eliminan los efectos de daño por el depósito de fracciones pesadas, por bloqueo de sólidos o depósitos minerales.

#### 3.8.1. Incremento de la Velocidad de Darcy con la Producción de Arena.

En un análisis convencional del flujo a través del medio poroso, la Ley de Darcy (Figura 3.9) permite conocer la velocidad de flujo  $[v]$ , asociada a un diferencial de presión  $[\Delta P]$  generado por el paso de un fluido de viscosidad  $[\mu]$  a través de una sección de longitud  $[\Delta L]$ ; en esta relación se introduce una constante de proporcionalidad propia del medio poroso conocida como permeabilidad  $[k]$ . La ecuación general de la Ley de Darcy está expresada en la Ecuación 3.1.

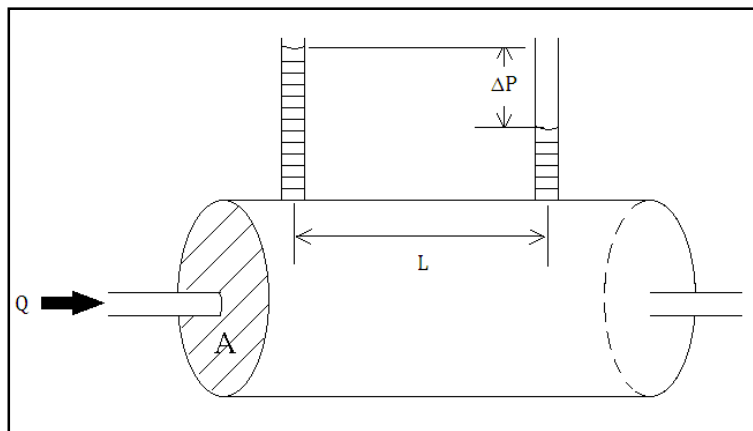


Figura 3.9. Ley de Darcy para Flujo a través de Medios Porosos.

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dL} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

La expresión anterior es válida cuando la matriz del medio poroso es inmóvil, pero cuando se analiza el caso de la producción utilizando CHOPS, es necesario aclarar que en la *zona de cedencia*, la matriz del medio poroso, en este caso los granos de arena, son móviles. Debido a lo anterior, la velocidad de Darcy debe ser reevaluada como la velocidad diferencial entre la velocidad del fluido [ $v_f$ ] y la velocidad de los granos de arena suspendidos en la corriente que viaja hacia la zona de licuefacción [ $v_s$ ].

$$v_f - v_s = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dL} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

De la Ecuación 3.2, se puede deducir que el movimiento de los granos de arena incrementa directamente la velocidad de la fase líquida para una diferencial de presión dada. Como se mencionó anteriormente, al principio de la explotación de un pozo con CHOPS los cortes de arena pueden superar el 40% del volumen total producido; el movimiento masivo de arena en esta etapa, es prácticamente el responsable del aumento en la capacidad de flujo en el sistema, y dado que la cantidad de arena producida disminuye con el tiempo, este efecto decrece gradualmente.

Debido a la alta viscosidad de los crudos pesados, la velocidad de los granos de arena suspendidos [ $v_s$ ] es prácticamente la misma que la velocidad del fluido [ $v_f$ ]. Dado lo anterior, si reordenamos la Ecuación 3.2, podemos identificar que la presencia de una fase sólida en la corriente disminuye significativamente la caída de presión a través del medio poroso; este efecto es la principal razón del aumento en los gastos de producción con el método CHOPS.

$$\frac{dP}{dL} = -\frac{\mu}{k_p} \cdot (v_f - v_s) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

### 3.8.2. Desarrollo de una Zona de Permeabilidad Alterada.

A medida que los granos de arena son desprendidos de la formación e incorporados a la corriente que fluye hacia el pozo, se crean *cavidades* alrededor de la zona vecina del pozo; como se mencionó con anterioridad, estos espacios no están vacíos, por el contrario se encuentran llenos de una mezcla de aceite, agua, gas y sólidos suspendidos. En esta región se presentan cambios en los valores de porosidad por la dilatación de los sedimentos, esto redunda en cambios sustanciales en la distribución de las saturaciones y de las permeabilidades.

La región antes señalada, es conocida como *zona de permeabilidad alterada*; debido a que esta región crece en función de la producción continua de arena, el pozo se comporta como si existiera un incremento en su radio respecto al tiempo. Esta premisa no implica que la zona alterada posea fronteras uniformes y bien definidas, más bien se comporta como el modelo presentado en la Figura 3.10.

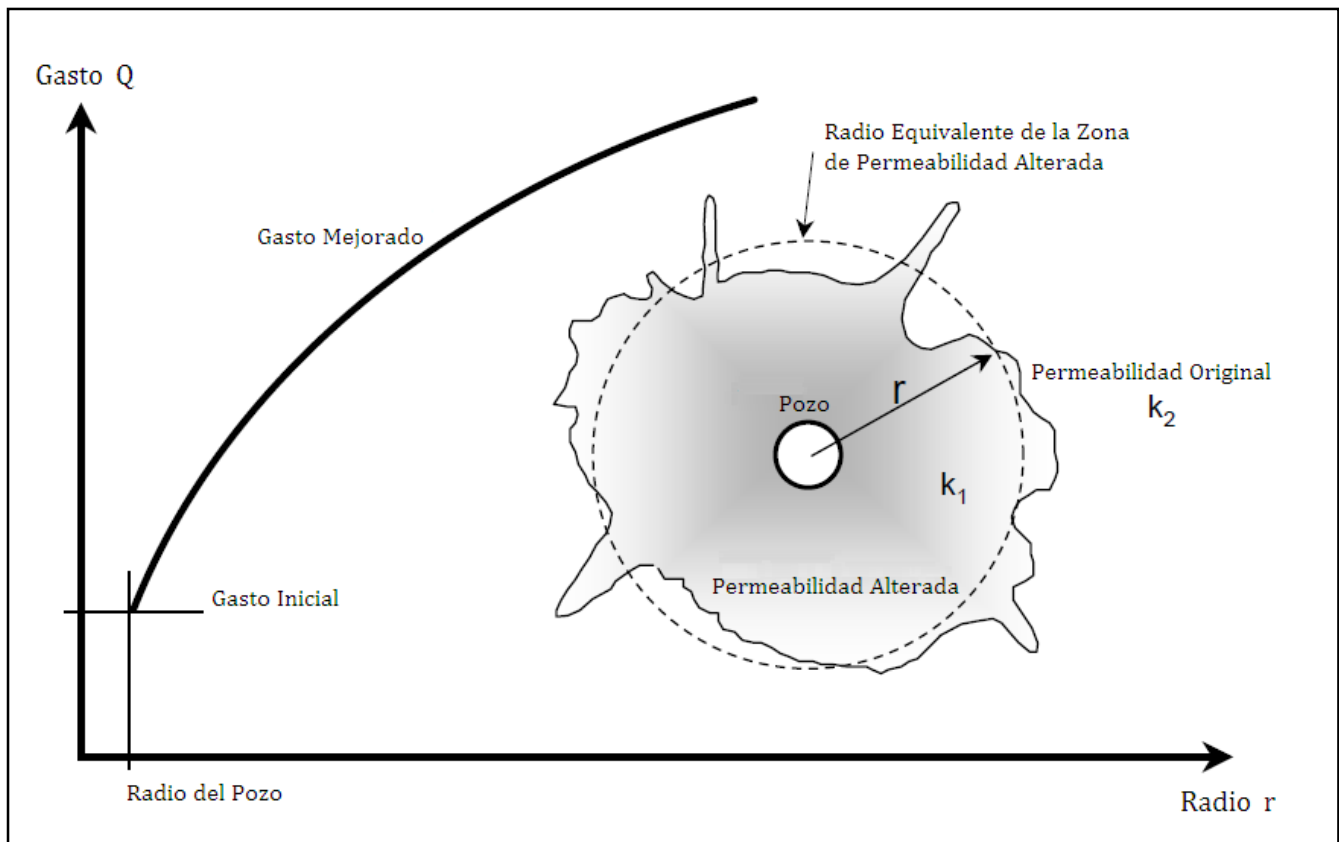


Figura 3.10. Zona de Permeabilidad Mejorada en la Vecindad del Pozo.

El cálculo del valor de la permeabilidad en la zona alterada es sumamente complicado, debido a que la variación de la porosidad no es uniforme; por esta razón, es preferible expresar la mejora en la capacidad de flujo en términos del gasto incremental. Considerando que la permeabilidad en la zona alterada es mucho mayor que en la zona virgen, el incremento en el gasto de producción puede ser expresado de la siguiente forma:

$$Q = Q_i \cdot \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (\text{Ec. 3.4})$$

En la Ecuación 3.4, el gasto inicial  $[Q_i]$  se obtiene con el radio del pozo  $[r_w]$ , el gasto incremental entonces depende del radio de la zona alterada  $[r]$ ; como se observa en la Figura 3.10 este radio corresponde a una distancia equivalente, pues la zona alterada no posee fronteras uniformes ni bien definidas. Una forma empírica pero muy útil para el cálculo del radio de la zona alterada se basa en la suposición de que un yacimiento típico con CHOPS, tiene una porosidad original de 30%, en la zona de cedencia el valor de la porosidad incrementa hasta 35%; entonces por cada metro cúbico de arena que se produce, la zona alterada corresponde a un volumen del yacimiento equivalente a entre 15 y 20  $[m^3]$ , por lo tanto, si se conoce el espesor de la arena productora se puede determinar para ese yacimiento en particular el radio donde la permeabilidad ha sido alterada.<sup>7</sup>

### 3.8.3. Formación del Aceite Espumoso.

Debido al abatimiento de presión en el yacimiento, el gas que se encuentra originalmente disuelto en el aceite se libera en forma de burbujas; la particularidad de los yacimientos con CHOPS es que estas burbujas no se juntan (coalescencia) para formar una fase continua de gas, por el contrario, viajan inmersas en la corriente; a medida que el flujo avanza hacia el pozo y su gradiente de presión disminuye, las burbujas se expanden.

La expansión de las burbujas actúa como un mecanismo interno de empuje, pues aumenta la velocidad de la corriente en la vecindad del pozo. Debido a que las burbujas no forman una fase continua, no existe la posibilidad de la conificación de gas, por lo tanto los valores de la relación gas-aceite (RGA) permanecerán constantes durante un periodo de tiempo largo que incluso puede llegar a ser de varios años.

La corriente de aceite repleta de burbujas de gas se conoce como aceite espumoso y se origina en la región conocida como *zona de inducción*. Además del aumento en la velocidad de flujo por la expansión de las burbujas de gas, la aparición de éstas actúa sobre el desprendimiento de los granos en la zona de cedencia. Asumiendo que las burbujas de gas se liberan en el interior de un poro sujeto a un gradiente de presión ejercido por los fluidos contenidos, la burbuja de gas se puede mover y bloquear la garganta del poro, reduciendo de esta forma la capacidad de flujo en el medio poroso, por consiguiente el gradiente de presión en el interior del poro aumentará a tal grado que la formación se desestabilizará, provocando que los granos se desprendan y se incorporen a la zona de licuefacción (Figura 3.11).

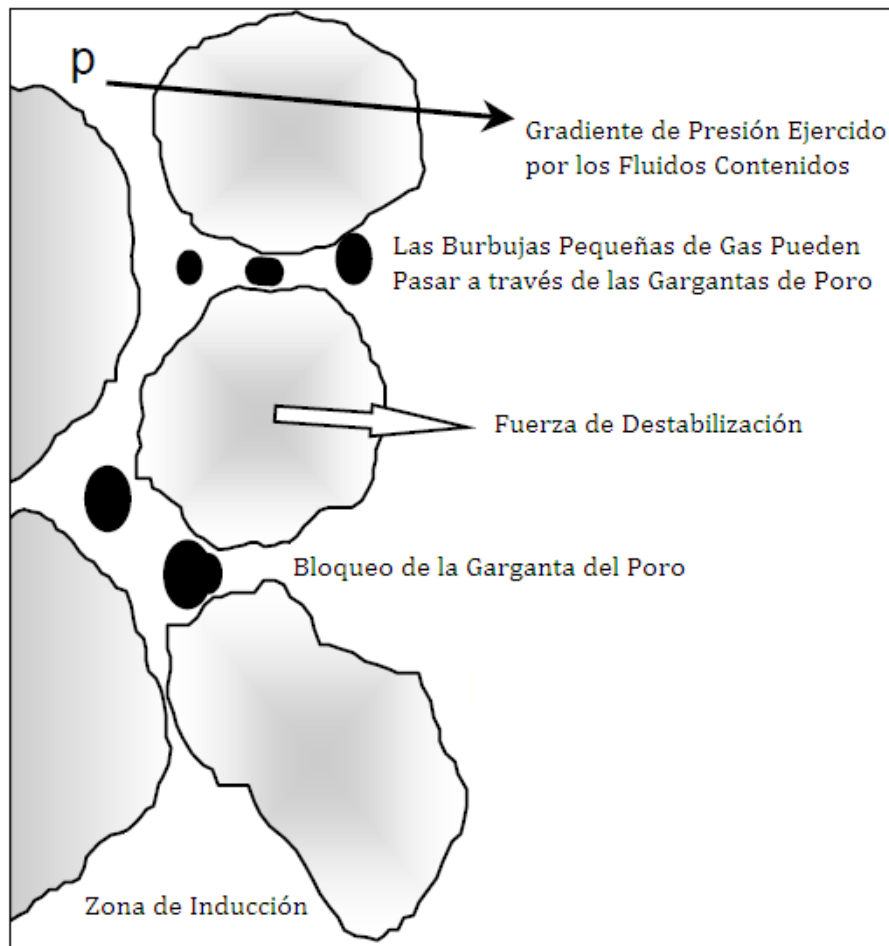


Figura 3.11. Desprendimiento de los Granos de Arena por Acción de las Burbujas de Gas Liberadas.

El efecto del bloqueo de las gargantas de poro por las burbujas de gas, sólo desprende los granos de arena que previamente cedieron ante el cambio en el esfuerzo cortante, pues es seguro que sin el efecto del esfuerzo de sobrecarga y la falta de esfuerzos laterales, el gradiente de los fluidos contenidos en el poro no sería suficiente para neutralizar las fuerzas de cohesión de los sedimentos.

La Figura 3.12 muestra la distribución de presiones alrededor de un pozo con CHOPS. En la vecindad del pozo está la zona de licuefacción, en esta región los valores de la permeabilidad son muy altos debido a los mecanismos antes discutidos, por tanto, los gradientes de presión son muy bajos. En la zona de inducción, el abatimiento de presión es mucho más marcado debido principalmente al bloqueo de las gargantas de poro. Finalmente al final de la zona de inducción se encuentra la zona intacta o con condiciones vírgenes, en esta región los gradientes de presión vuelven a ser muy bajos.<sup>8</sup>

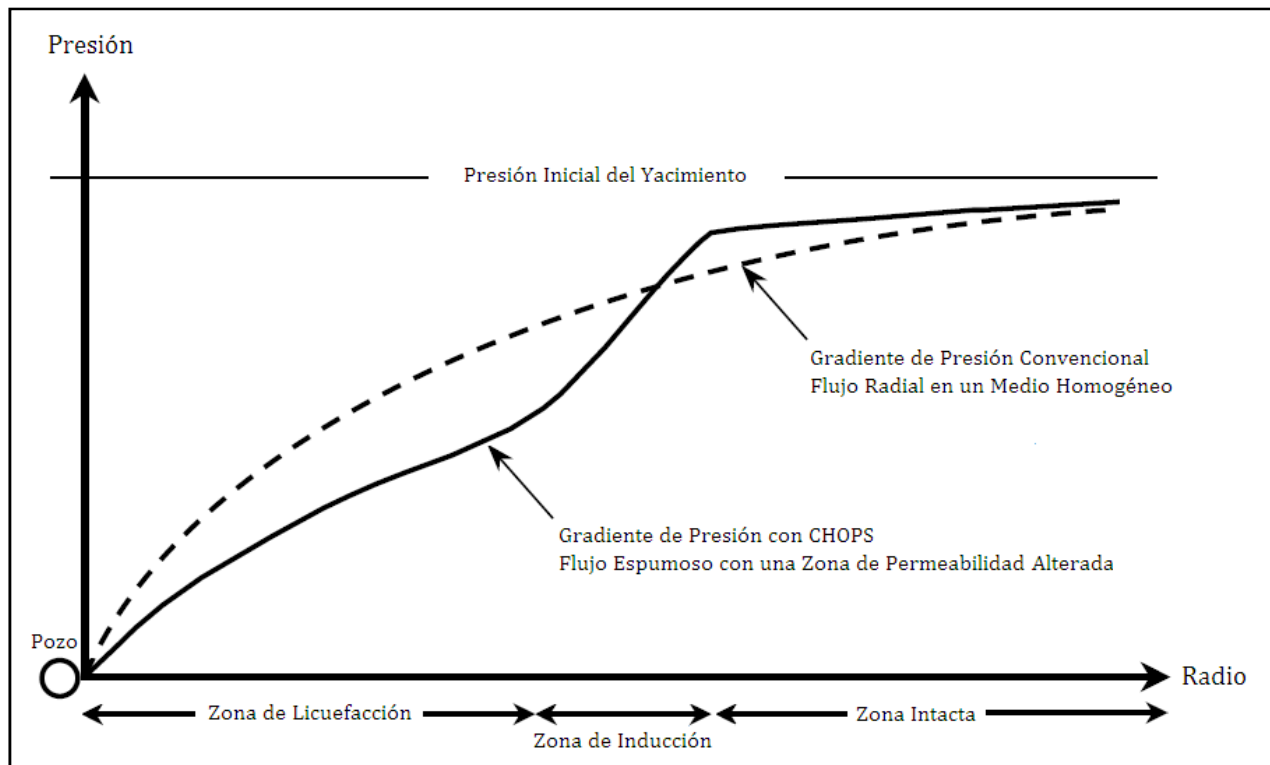


Figura 3.12. Distribución de Presiones alrededor de un Pozo con CHOPS.

### 3.8.4. Eliminación del Efecto de Daño.

El abatimiento de presión en el yacimiento provoca la precipitación de los componentes pesados del crudo; en un proceso de explotación convencional el depósito de las fracciones semisólidas como los asfaltenos y las parafinas puede llegar a bloquear las gargantas de los poros, provocando una reducción en la permeabilidad. La obturación de los canales de flujo no está limitada al depósito de componentes pesados, el arrastre de minerales siliciclásticos y la depositación de ciertos minerales presentes en el agua de formación, pueden ser otro factor importante sobre este fenómeno. Si la arena es cinemáticamente libre, como en un pozo con CHOPS, entonces los bloqueos en las gargantas de poro y el incremento en el gradiente de presión ejercido por los fluidos permitirán eliminar constantemente estas obturaciones, justo como sucede con el bloqueo por las burbujas de gas explicado anteriormente. Además de esto, la dilatación y reacomodo de los granos de arena permiten *ensanchar* los canales de flujo, así que es poco probable que se obturen las gargantas de poro por depositación de sólidos.

A pesar de no ser la mejor definición, se podría decir que un pozo con CHOPS posee una zona con un daño negativo masivo, puntualizando que para fines de la ingeniería petrolera, un daño positivo implica la obturación de los canales de flujo y un daño negativo se refiere a un incremento en la permeabilidad en la vecindad del pozo.<sup>9</sup> La Figura 3.13 representa la influencia del efecto de daño sobre los gradientes de presión en el medio poroso.

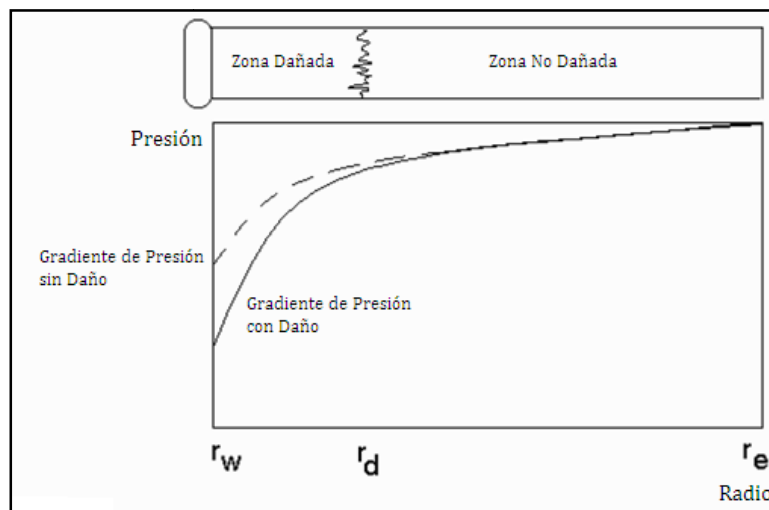


Figura 3.13. Influencia del Efecto de Daño sobre el Gradiente de Presión en el Medio Poroso.

### 3.9. Referencias Capítulo III.

1. National Energy Board of Canada. Conventional Heavy Oil Resources of the Western Canadian Sedimentary Basin. Canada 2001.
2. Wang, Yalong, et. al. An Integrated Reservoir Model for Sand Production and Foamy Oil Flow During Cold Heavy Oil Production. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Venezuela. SPE 69714, 2001.
3. Song, Zhengyu, et. al. Cold Production of Thin-Bedded Heavy Oil Reservoir in Henan Oilfield. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, China. SPE 50885, 1998.
4. Dusseault, Maurice, et. al. A New Workover Tool for CHOP Wells. Petroleum Society of Canada, Annual Technical Meeting, Alberta 1999. Paper Number 99-77.
5. Dusseault, Maurice. CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Porous Media Research Institute, University of Waterloo, Canada 2000.
6. Geilikman, Mikhail. Sand Production and Yield Propagation around Wellbores. Petroleum Society of Canada, Annual Technical Meeting, Alberta 1994. Paper Number 94-89.
7. Dusseault, Maurice, et. al. Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils. Porous Research Institute, University of Waterloo, Canada 1998.
8. Wang, Yalong. Sand Production and Foamy Oil Flow in Heavy Oil Reservoirs. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, California. SPE 37553, 1997.
9. Dusseault, Maurice, et. al. Skin Self-Cleaning in High Rate Oil Wells Using Sand Management. SPE International Symposium of Formation Damage Control, Louisiana. SPE 58786, 2000.



## CAPITULO IV. PRÁCTICAS TÍPICAS EN UN POZO CON CHOPS.

Este cuarto capítulo presenta las prácticas más comunes que se realizan principalmente en los pozos con CHOPS de Canadá, actividades perfeccionadas a través de la experiencia y que han permitido optimizar esta tecnología. El manejo y tratamiento de la producción en superficie es quizá el aspecto más importante en términos económicos en un proyecto con CHOPS, razón por la cual en este capítulo se analizará con especial énfasis. Al finalizar esta sección se podrán identificar cuales son las complicaciones inherentes a este método, esto último redundará en el reconocimiento de las áreas de oportunidad que podrían ser la base de futuros análisis.

La Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas, es un método de producción de hidrocarburos que genera grandes cantidades de arena, si a esto se le suma que la densidad del crudo provoca grandes pérdidas de presión en el pozo, ocasionando bajos volúmenes de producción y en los casos más drásticos el cierre del pozo por presiones igualadas, es necesario adicionar energía extra al pozo con ayuda, por ejemplo, de un Sistema Artificial de Producción.

La práctica diaria en pozos con CHOPS en Canadá ha mostrado que el uso de esta tecnología combinada con el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas es el medio más viable para producir este tipo de campos, ya que las características de estos pozos como poca profundidad, baja energía, altos cortes de arena, etc., son adecuadas para este sistema de levantamiento artificial. Aunque en los yacimientos de Canadá el sistema más conveniente es el Bombeo de Cavidades Progresivas, no quiere decir que esto se puede generalizar a todos los pozos con CHOPS en el mundo, ya que para elegir un Sistema Artificial de Producción se deben tomar en cuenta ciertos parámetros técnicos como la desviación del pozo, presión del yacimiento, relación gas-aceite, densidad del fluido a producir, profundidad, producción de arena, temperatura, entre otros, así como la determinación de la rentabilidad (beneficios económicos) del proyecto.

A continuación se describen algunas ventajas y desventajas concernientes a los Sistemas Artificiales de Producción que podrían ser instalados en pozos con CHOPS, tomando en cuenta las condiciones presentes en los mismos. Asimismo, la Tabla 4.1 presenta las características típicas de un pozo con CHOPS, mientras que la Tabla 4.2 muestra el resumen de los rangos de aplicación de los sistemas analizados en la siguiente sección.

a) **Bombeo Electrocentrífugo.** Este sistema de producción no es bueno para manejar los altos cortes de arena presentes en los pozos con CHOPS, ya que la bomba se puede dañar fácilmente. Aunque este sistema puede producir altos gastos de producción, los pozos con CHOPS manejan gastos bajos por lo que no resulta conveniente, además los costos de instalación, operación y mantenimiento son muy altos.

b) **Bombeo Hidráulico (Tipo Pistón y Jet).** El principio de operación de este sistema es la inyección de un fluido al pozo, el cual actúa como *fluido motriz* para desplazar al crudo; generalmente el fluido inyectado es agua, y dado que una de las condiciones para utilizar este método de producción es la ausencia de zonas de agua móvil para evitar la producción de grandes cantidades de agua, este sistema no es muy recomendable ya que al utilizar el agua como fluido de inyección, los costos de producción de crudos aumentan considerablemente por el tratamiento, separación y eliminación del agua de la mezcla producida.

c) **Bombeo Mecánico.** En general, este sistema de producción involucra bajos costos de implementación, operación y mantenimiento, lo que representa una ventaja frente a otros sistemas, pero tiene una limitación importante: el Bombeo Mecánico no es capaz de manejar cantidades considerables de producción de arena, ya que ésta ocasiona severos problemas de abrasión en la bomba de succión, así como problemas operativos en las válvulas viajera y de pie.

d) **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El Bombeo de Cavidades Progresivas es un sistema fácil de instalar, con bajos costos de operación en comparación con los demás sistemas, es capaz de manejar grandes volúmenes de arena y es recomendable para profundidades someras; una desventaja es que no es apto para pozos muy desviados.

Tabla 4.1. Características Típicas de un Pozo con CHOPS.

Profundidad	Temperatura	Gasto de Aceite	Corte de Arena	Contenido de Gas Libre	Viscosidad del Aceite	Densidad del Aceite
500 - 650 m	20 - 35 °C	120 - 250 BPD	Hasta 40%	Mínimo	1,000 - 12,000 cp	< 15 °API

Tabla 4.2. Rangos de Aplicación de los Sistemas Artificiales de Producción Candidatos a Pozos con CHOPS.

PARÁMETRO	Bombeo Mecánico	Cavidades Progresivas	Bombeo Hidráulico Pistón	Bombeo Hidráulico Jet	Bombeo Electrocentrífugo
Profundidad de Operación	30 - 4,800 m	<b>600 - 2,000 m</b>	2,200 - 5,100 m	1,500 - 4,600 m	300 - 4,600 m
Volumen de Flujo	5 - 5,000 BPD	<b>5 - 5,000 BPD</b>	50 - 4,000 BPD	300 - 15,000 BPD	200 - 30,000 BPD
Temperatura de Operación	38 - 288 °C	<b>24 - 150 °C</b>	38 - 260 °C	38 - 260 °C	38 - 204 °C
Manejo de Gas	Regular a Bueno	<b>Bueno</b>	Aceptable	Bueno	Pobre a Regular
Manejo de Sólidos	Regular a Bueno	<b>Excelente</b>	Pobre	Bueno	Pobre a Regular
Densidad del Fluido	> 8 °API	<b>&lt; 45 °API</b>	> 8 °API	> 8 °API	> 10 °API
Aplicación Costa Afuera	Limitado	<b>Bueno</b>	Bueno	Excelente	Excelente

#### 4.1. Combinación de CHOPS con Bombeo de Cavidades Progresivas.

El Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) es un sistema artificial de producción utilizado principalmente para la adición de energía a pozos que producen crudo pesado y que además tienen cortes de arena elevados; en general este sistema funciona con una bomba de cavidades progresivas instalada en el fondo, la cual eleva el aceite desde una zona cercana a los disparos de producción hasta la superficie. Surgió hace poco más de treinta años, y en la actualidad es ampliamente utilizado a nivel mundial; de acuerdo a las características de los pozos con CHOPS, es el medio más conveniente para ayudar a que la producción de los mismos pueda llegar a la superficie.

El sistema consta de un motor superficial y una bomba subsuperficial que está compuesta por un rotor con forma de hélice, mismo que gira dentro de un estator; el estator es conectado a la tubería de producción, y normalmente, por medio de una sarta de varillas, se transmite el movimiento rotatorio del motor superficial a la bomba. A medida que el rotor gira excéntricamente en el estator, una serie de cavidades son formadas progresivamente en el interior de la bomba; el resultado es un flujo de desplazamiento positivo, con un gasto de descarga que depende del tamaño de las cavidades, la velocidad del rotor y la presión diferencial a través de la bomba.<sup>1</sup>

La Figura 4.1 esquematiza un sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas con los principales dispositivos subsuperficiales que lo componen.

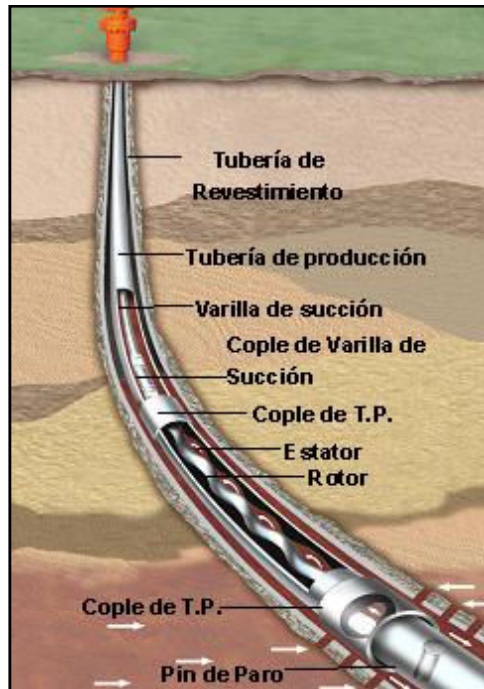


Figura 4.1. Esquema del Bombeo de Cavidades Progresivas.<sup>2</sup>

El estator es modelado por medio del elastómero; la vida útil de la bomba depende de la selección del tipo de elastómero, por lo que el diseño del sistema estará concentrado en la selección de éste; a continuación se enlistan algunas ventajas y desventajas de la aplicación de este sistema.

#### **Ventajas del BCP.**

- Baja inversión de capital.
- Bajo consumo de energía.
- Cuenta con bombas que pueden manejar fluidos con alto contenido de sólidos.
- Óptimo para la producción de aceites viscosos.

#### **Desventajas del BCP.**

- Vida útil corta debido a problemas relacionados con el elastómero.
- Poca profundidad, máximo 2,000 [m].

#### 4.1.1. Desarrollo del Bombeo de Cavidades Progresivas.

A finales de 1920, un profesor francés llamado René Moineau desarrolló el concepto de la bomba de cavidades progresivas, la cual consistía en un rotor excéntrico helicoidal, que se encontraba girando en un estator externo, formando agujeros helicoidales semejantes a dos hélices juntas, esto se puede ver en la Figura 4.2. El arreglo y la disposición de estos componentes generaban *huecos* aislados, uno tras otro (progresivos), a lo largo de todo el sistema rotor-estator. La bomba desarrollada por el profesor Moineau transportaba fluidos en estas cavidades en una sola dirección; en sus inicios, estas bombas fueron ampliamente utilizadas como bombas de superficie, especialmente para el bombeo de mezclas viscosas.

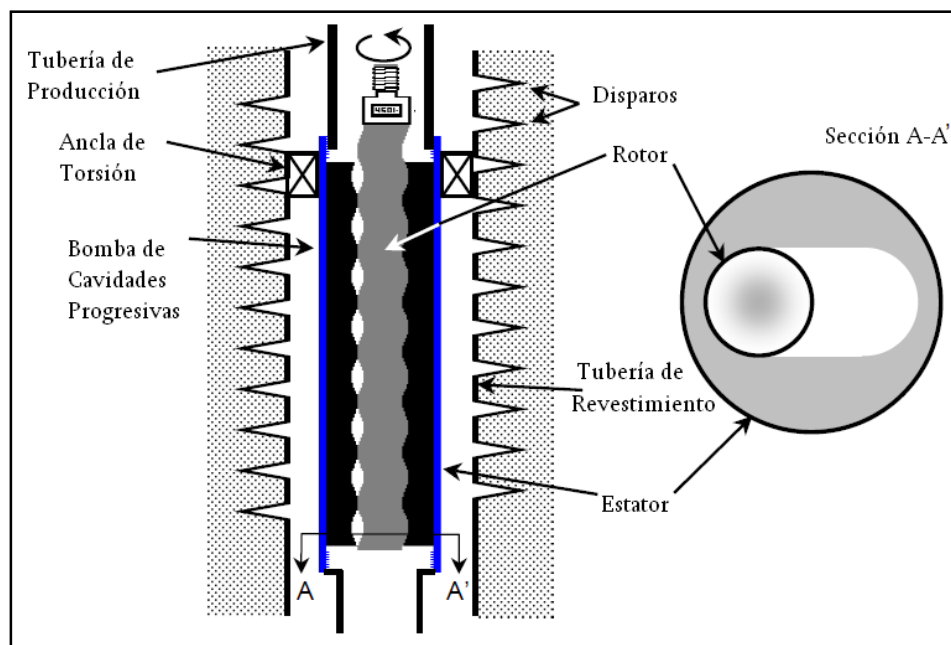


Figura 4.2. Esquema de la Bomba de Cavidades Progresivas.

Las primeras bombas de cavidades progresivas utilizadas en Canadá, fueron instaladas en 1979 en pozos de crudo pesado con alto contenido de arenas; el promedio de vida de estas bombas era de 3 a 6 meses, y poco a poco, con los avances en el diseño, nuevas tecnologías y selección de materiales adecuados, estos periodos se fueron alargando hasta alcanzar promedios de vida de entre 15 y 20 meses.

Debido a la densidad presente en los crudos pesados, a las altas viscosidades y a los gastos de producción de arena en pozos con CHOPS, se analizó la posibilidad de implantar un Bombeo de Cavidades Progresivas de acuerdo a los beneficios que proporciona. Las ventajas de este sistema asociadas a la producción de crudo pesado en pozos con CHOPS son las siguientes:

- La bomba puede levantar fluidos de alta viscosidad con gran concentración de sólidos entre 45 y 50%, como los producidos al inicio de producción de un pozo con CHOPS.
- La bomba puede operar con altas producciones de gas, pero sólo en forma de espuma y no como gas libre.
- Debido a la baja velocidad de rotación generada por la bomba, comparada con la de una bomba centrífuga, se evita la formación de emulsiones.
- Las bajas velocidades en la bomba evitan la erosión del acero, aunque indudablemente se generarán problemas de abrasión en el rotor.
- En general, las bombas son relativamente más baratas, así como la energía requerida para su funcionamiento.

Algunas desventajas que deben tomarse en cuenta cuando se operan bombas de cavidades progresivas en pozos con CHOPS son:

- Si la bomba opera durante mucho tiempo *en seco*, es decir, que este trabajando con grandes baches de gas, esto provocará daños a la bomba y baja o nula producción de crudo.
- Existirá daño en el elastómero de la bomba si se llega a introducir en ella, un grano de arena de tamaño considerable o alguna pieza de metal que accidentalmente haya quedado en el pozo por alguna operación previa.

#### 4.1.2. Problemas del BCP Asociados a la Producción de Arena.

Existen algunos problemas que afectan el desempeño de la bomba de cavidades progresivas, los cuales se presentan día a día en el campo, por ejemplo, como el fluido es de alta viscosidad, la bomba debe operar continuamente entre 250 y 300 [rpm], debiendo alcanzar una eficiencia de desplazamiento mayor al 90%, sin embargo, este desempeño va disminuyendo gradualmente por la presencia de sólidos.

A continuación se presentan algunos de los problemas más comunes en pozos con CHOPS que cuentan con bombas de cavidades progresivas.

- En los primeros periodos de producción de pozos con CHOPS es cuando se producen los gastos más altos de arena, lo que disminuye la velocidad del rotor a valores tan bajos de entre 30 y 50 [rpm].
- En pozos inclinados (mayor a 30°) la arena contenida en el fluido, provoca alta abrasión y la velocidad de rotación disminuye por la fricción con las paredes de la tubería.
- La composición del fluido producido (agua, aceite, arena, gas) no es constante, por lo que en un pozo con CHOPS, el contenido de arena puede subir en segundos de 2 a 10%, después, gradualmente disminuye para alcanzar su nivel original.
- En un pozo inclinado con ausencia de movimiento en la varilla, la fricción a lo largo de la pared de la tubería provocará la depositación de arena.
- Si la bomba deja de trabajar por algún tiempo, la arena podría depositarse, dificultando su puesta en operación.
- El bloqueo por arenas es más probable en pozos con CHOPS que empiezan a producir agua de una manera súbita; esto se debe a que un incremento repentino en el corte de agua (y al mismo tiempo de la cantidad de gas), puede incrementar rápidamente la velocidad de depositación, lo que conducirá a que la bomba se apague y se bloquee, necesitándose después una intervención al pozo para ponerlo a producir.
- Una de las principales razones que ocasionan fallas en las bombas, es que éstas operen sin entrada de líquidos, es decir, que solo estén bombeando aire o gas.

#### 4.2. Problemas de Erosión Asociados al Transporte de Arena en las Líneas.

Los problemas de erosión son comunes en pozos convencionales de aceite o gas cuando presentan influjo de sólidos; en estos casos, la erosión puede ocurrir en la tubería de revestimiento, en la tubería de producción o cuando las arenas entran en los disparos a muy alta velocidad. Puede ocurrir erosión en estranguladores, en las instalaciones superficiales, en las líneas de flujo e inclusive en el separador.

En la producción de crudo pesado, los problemas asociados a erosión por arenas no existen; esto se debe a las siguientes razones:

- Las velocidades de flujo en pozos con CHOPS son generalmente muy moderadas, por lo tanto el flujo del grano de arena es lento, comparado por ejemplo, con las altas velocidades que se pueden encontrar en pozos de gas.
- La viscosidad de la mezcla de crudo, agua, arena y burbujas de gas que se produce, sirve para mitigar los efectos inerciales que podrían causar la erosión de codos, coples, uniones  $T$ , etc.
- La temperatura se encuentra entre los 15 y 35 °C en los crudos producidos en Canadá, entonces no existen problemas relacionados a altas temperaturas.
- La presencia de burbujas de gas en el líquido es suficiente para lograr que el fluido producido se comporte como un fluido altamente compresible, por lo tanto no habrá erosión.
- La elevada viscosidad del crudo provoca la suspensión de los granos de arena, con esto se realiza un buen transporte de sólidos a superficie.
- Una vez en superficie, la mezcla de crudo pesado, fluye hacia el tanque de almacenamiento, pero no se generan problemas, ya que el crudo no recorre más de 20 [m] hasta llegar a su destino.



A pesar de que no se presentan problemas de erosión, si existen los problemas de abrasión, los cuales se desarrollan en la tubería de producción debido a que al momento de producirse el giro de las varillas, éstas atrapan las partículas de arena contra la pared de la tubería, provocando la abrasión tanto en la pared como en los coples. Por lo tanto, el tiempo de vida de la tubería de producción es más corto que en pozos de aceite convencional, y entonces para extender su vida útil, la tubería es rotada regularmente para reducir el desgaste excesivo en un solo punto; también se colocan plásticos especiales (*mangas*) en lugares específicos para reducir el desgaste de las articulaciones de las varillas, como en zonas donde la curvatura del pozo es crítica.

#### **4.2.1. Transporte de Arena en Líneas de Flujo.**

Debido a la ausencia de erosión, excepto el desgaste por abrasión en la tubería de producción, existen pocos incidentes en las líneas de flujo de pozos con CHOPS. Las razones son similares a aquéllas que inhiben la erosión; la velocidad de asentamiento de las partículas es bastante baja en fluidos espumosos y viscosos, y aún más en líneas de flujo de baja presión, donde no se crea turbulencia, ni se desarrollan problemas por generación de ondas en la corriente.

Las concentraciones típicas de arena son de 2 a 6%, entonces si se llega a presentar un corte en el suministro de energía a la bomba, las instalaciones superficiales del pozo no sufrirán taponamiento, y cualquier depositación de arena en el fondo de la línea de flujo es fácilmente re-suspendida una vez reiniciado el flujo por acción de la viscosidad. Solamente cuando las concentraciones de arena son de 20 a 25%, los cortes en el suministro de energía son las causas más comunes de bloqueo en líneas de flujo, aunque sin mayores consecuencias.

Existen muchos problemas por bloqueo de las líneas de flujo en los pocos pozos horizontales con CHOPS. Esto se encuentra relacionado con las muy bajas velocidades del fluido en la región inicial del pozo (*punta*), lo cual, combinado con las diferencias de elevación que a veces se presentan, provoca que se pueda depositar arena en los *valles* y eventualmente se empiece a bloquear lentamente.

### 4.3. Medición en Superficie de Pozos con CHOPS.

La medición de los fluidos producidos (aceite, gas y agua) es una actividad fundamental en cualquier proyecto de explotación de hidrocarburos; estimaciones económicas, evaluación de rentabilidad de proyectos, asignación de presupuestos en una empresa o incluso en un país, están basados en la información obtenida de esta actividad. La trascendencia de estos datos exige que las operaciones de medición arrojen resultados con una exactitud razonable.

La compleja naturaleza de la mezcla que se extrae de un pozo con CHOPS hace mucho más difícil la interpretación de los resultados obtenidos con diferentes técnicas de medición de pozos; el uso de separadores convencionales, separadores multifásicos de última generación, la medición en tanques de almacenamiento, etc., no han podido resolver esta problemática. Los obstáculos en la medición están asociados principalmente a la presencia simultánea de arena, gas, aceite espumoso y agua; esto, sumado a la alta viscosidad de los crudos pesados convierte a esta actividad en un proceso por demás complicado.

En la medición de pozos con CHOPS son dos los métodos que ofrecen resultados confiables, el primero consiste en la toma frecuente de muestras en la corriente de flujo para determinar los porcentajes de cada una de las fases presentes en la misma, y posteriormente se puedan utilizar para realizar la calibración de los medidores de flujo multifásico; en la siguiente sección se describirá más a detalle el uso de este tipo de medidores. La segunda es una técnica que se utiliza para determinar la producción de un conjunto de pozos con CHOPS alineados a una misma estación de separación, puesto que consiste en la suma de las cantidades registradas en los *tickets* emitidos cada vez que un *camión cisterna* carga crudo de los tanques de almacenamiento de estas instalaciones. Cabe señalar que este último método es el más utilizado por las compañías canadienses, pues cuando los camiones cisterna cargan el aceite, éste ya no contiene más gas en solución y se ha separado ya la mayor cantidad de agua de la mezcla. Es importante remarcar que la medición individual de los pozos aún representa un gran problema para el desarrollo de la tecnología CHOPS, debido a ello, muchas compañías en todo el mundo continúan renuentes a la aplicación de la misma, ya que la evaluación de los proyectos de este tipo todavía tienen un alto grado de incertidumbre.

#### 4.3.1. Medidores de Flujo.

En pozos con CHOPS, el uso de los medidores de flujo es muy limitado, pues la corriente multifásica obtenida de su producción requiere el uso de dispositivos que permitan determinar volúmenes de cada una de las fases presentes en la misma. Los diferentes tipos de medidores que se utilizan actualmente en las operaciones de medición de pozos en superficie han resultado inoperantes ante las condiciones de la mezcla producida; la principal limitante es que medidores como el de coriolis o el de rayos gamma necesitan calibrarse con datos de los porcentajes de participación de cada una de las fases, esta información proviene del análisis de muestras tomadas de la línea de flujo; pero estas relaciones de participación no se pueden tomar como constantes, ya que el contenido de arena, agua y gas fluctúa en periodos muy cortos de tiempo, que pueden llegar a ser incluso de minutos.

La Figura 4.3 esquematiza los resultados de un conjunto de muestras tomadas para determinar el contenido de arena en la corriente de un pozo con CHOPS en la región de Lloydminster, se puede observar claramente el comportamiento irregular de las lecturas, los puntos de muestreo (estrellas) representan el resultado de mediciones realizadas cada cuatro horas con el método de centrifugación, se puede estimar una tendencia del comportamiento de las lecturas representada por los puntos rojos de la Figura. Es importante señalar que el pozo fue monitoreado en el periodo en el cual el corte de arena permanecía casi constante, es decir, al estabilizarse después de alcanzar su pico de producción.

El comportamiento irregular del flujo de arena se asocia principalmente al efecto de los mecanismos de producción descritos en el capítulo 3, por tanto la variación de los resultados se debe a que la acción de los mecanismos puede llegar a no ser constante y por consiguiente el aporte de granos a la corriente varía con respecto al tiempo. En general estas variaciones no representan un problema si se desea modelar el comportamiento de un pozo con CHOPS en un intervalo largo de tiempo, pues las aproximaciones promedio tienen una exactitud razonable, pero si los datos se requieren para la calibración de los medidores de flujo, no se puede utilizar un valor constante, pues para ello se tendría que obtener una gran cantidad de muestras, lo que resultaría incosteable. En la actualidad, muchas compañías están intentando desarrollar un sistema automatizado de medición en superficie que pueda superar la limitante que el comportamiento dinámico de los porcentajes de participación de cada una de las fases representa.

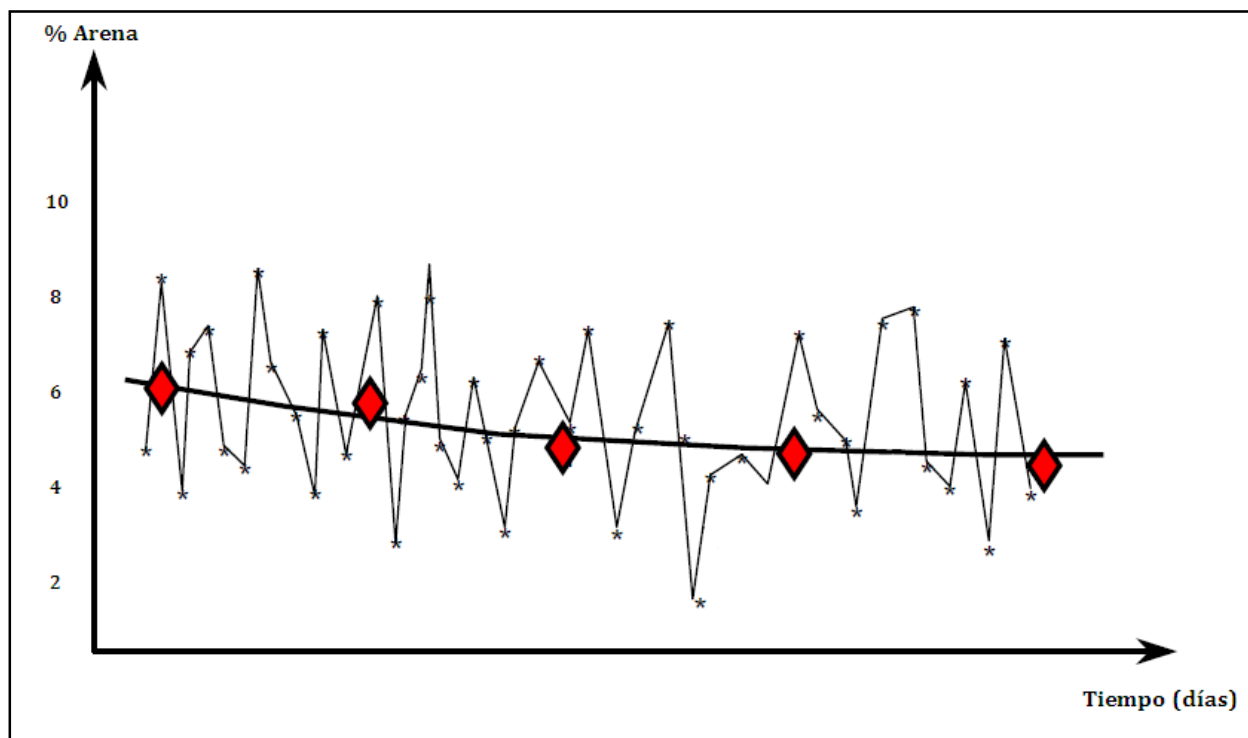


Figura 4.3. Comportamiento Irregular de la Producción de Arena en un Pozo de Lloydminster, Canadá.

En la mezcla extraída de un pozo con CHOPS, el gas no puede ser separado inmediatamente del líquido debido a que se encuentra disperso en forma de pequeñas burbujas, sumada esta condición a que la velocidad con la que se libera el gas de la corriente es muy baja, han impedido la aparición de una técnica de medición en tiempo real. Es decir, el contenido volumétrico de gas en la corriente no es constante, por lo que la calibración de cualquier medidor de flujo es prácticamente imposible.

La dificultad de cuantificar los gastos de producción de gas puede ser claramente ilustrada si se recolecta una muestra de la corriente de flujo en una botella. Por ejemplo, una muestra de 250 [cm<sup>3</sup>] de la mezcla colocada en una botella de un litro, podría pesar entre 150 y 200 [g] debido a las burbujas de gas atrapadas; a medida que estas se expanden, el volumen puede llegar a aumentar hasta 400 [cm<sup>3</sup>]. La presión en el interior puede aumentar sustancialmente; después de muchas horas y una vez que la coalescencia de las burbujas de gas se presente, el volumen de la mezcla disminuirá. El equilibrio real entre el líquido y el gas no puede ser alcanzado sino hasta después de un día o dos, dependiendo de la viscosidad y la temperatura de la mezcla.<sup>3</sup>

### 4.3.2. Muestreo del Gas.

La determinación de la relación gas-aceite (RGA) de los fluidos producidos en un pozo provee información importante que puede ser muy útil en la predicción del comportamiento de los fluidos en el yacimiento. En pozos con CHOPS los valores de esta relación permanecen constantes por una buena cantidad de años debido a la presencia del aceite espumoso y al tardado proceso de liberación del gas; este comportamiento constante indica que no se está formando una fase continua de gas en la vecindad del agujero, mientras esto suceda, la expansión del gas en solución continuará funcionando como un mecanismo de producción sumamente eficiente. Los cambios en la relación gas-aceite (RGA) pueden ser usados para monitorear el comportamiento a largo plazo de un pozo con esta tecnología y en su momento decidir apropiadamente si es necesario realizar intervenciones a los mismos.

La mejor forma de medir el contenido de gas es utilizando una estación de muestreo en superficie; a las muestras obtenidas se les permite alcanzar el equilibrio de fases antes de cualquier intento de medición, es decir, una vez tomadas se espera un largo periodo de tiempo hasta que puedan ser analizadas; esta técnica es el único medio factible y confiable para determinar valores de la relación gas-aceite de un pozo con CHOPS. Los laboratorios encargados del análisis de las muestras deben enfrentar las complicaciones que las mezclas obtenidas de este tipo de pozos implican, una técnica comúnmente usada es la adición de diluyentes para reducir el tiempo en el que se alcanza el equilibrio.

El comportamiento caótico de la producción de arena ha sido ampliamente estudiado, pero en cuestión del gas, no existe un análisis detallado de su comportamiento. Se pueden colocar medidores de gas en los tanques de almacenamiento para obtener mediciones promedio de un determinado periodo de tiempo y de esta forma obtener valores razonables de la relación gas-aceite para el mismo. Esta información puede ser valiosa para monitorear el comportamiento de un conjunto de pozos con CHOPS, aunque difícilmente servirá como referencia para evaluar un pozo en específico. El campo de la medición y muestreo del gas es un área de oportunidad en la optimización de un proyecto con CHOPS, pues a pesar de que las mejoras tienen que ser a un costo reducido por el estrecho margen de ganancia de los crudos pesados, se pagarán solas gracias al aumento en la calidad de la información que permitirá tomar decisiones acertadas en la administración de proyectos de este tipo.

#### 4.3.3. Muestreo de Sólidos y Agua (BS&W).

Las mediciones del contenido de arena y agua de un pozo con CHOPS son cruciales para la administración del mismo, a pesar de que sus valores varían continuamente debido al comportamiento caótico de la producción, su monitoreo en un intervalo de tiempo determinado dictaminará una posible intervención al pozo. Como se mencionó previamente, aún no se ha implementado un sistema automatizado para determinar los porcentajes de participación de la fase sólida y el contenido de agua en la fase líquida, razón por la cual el muestreo en superficie y el análisis de las muestras continúa siendo el método más razonable para el monitoreo sistemático de sus comportamientos.

Existen dos métodos para determinar el contenido de sólidos de una muestra de un pozo con CHOPS. El primero utiliza tubos graduados en forma cónica en los cuales se coloca un pequeño volumen de la muestra, ésta se agita y posteriormente se centrifuga por un lapso de tiempo determinado por la viscosidad del aceite producido, después la arena se deposita en el fondo del tubo; el objetivo es separar las fases en el interior del recipiente para poder leer directamente el contenido volumétrico de cada una de ellas. El segundo método consiste en determinar el porcentaje en peso de la fase sólida en la corriente, en este caso se utiliza un volumen de mezcla mucho mayor, pues entre más grande sea éste, más representativa será la muestra; en esta técnica se adiciona un solvente a la mezcla, el cual permite el depósito de la arena limpia en el fondo del muestreador, después ésta se extrae y se seca para posteriormente pesarse, el resultado es referenciado al peso total de la mezcla (aceite, agua y sólidos) y de esta forma se pueda expresar en porcentaje; finalmente este valor se relaciona con los datos de densidad de las fases, que en el caso de los pozos con CHOPS permanecen prácticamente constantes, esta relación permite calcular el volumen de arena producido en ese intervalo de tiempo específico.

Por otro lado, el agua se mide a través de varias técnicas, la más común implica el uso del mismo medidor volumétrico que para la arena; en un pozo con CHOPS típico, el corte de agua se mantiene constante por una buena cantidad de tiempo, razón por la cual una práctica muy utilizada es la determinación del nivel de agua en los tanques de almacenamiento de las estaciones de separación, cuando se detecta una irregularidad se procede al muestreo individual de los pozos alineados a esa línea de descarga.

#### 4.3.4. Programa de Medición Recomendado para un Pozo con CHOPS.

A continuación se presenta una metodología basada en la experiencia obtenida en diferentes campos de Alberta y Saskatchewan, cabe señalar que ésta servirá como un punto de comparación para determinar si el proyecto en cuestión se comporta como un pozo o campo *típico* con CHOPS, las decisiones específicas respecto a las técnicas de muestreo y medición dependerán de las características propias del pozo o la región donde se pretenda iniciar la producción con esta tecnología.

- Durante las etapas tempranas de explotación, es decir cuando el corte de arena del pozo continúe en ascenso (normalmente algunas semanas), recolectar una muestra de 150 [cm<sup>3</sup>] cada minuto hasta completar diez, este proceso se deberá realizar diariamente hasta identificar que el gasto de arena comienza a disminuir gradualmente.
- Los contenidos de arena y agua se determinarán con el método volumétrico, a la mezcla se le deberá agregar un desemulsificante antes de someterla a la centrifugación.
- Para el muestreo de gas, se deberá tomar semanalmente una muestra con una celda de vacío y realizarle los correspondientes análisis para la determinación de la relación gas-aceite.
- Una vez detectado el pico de producción de arena del pozo (normalmente algunos meses), el muestreo y la medición del porcentaje de sólidos y agua se realizará semanalmente, y el de gas se hará mensualmente. Esta información será muy útil para la toma de decisiones en cuestión de las intervenciones a pozo.
- Con los datos obtenidos del muestreo, cada dos meses se deberán realizar mediciones en superficie con cualquier tipo de medidor de flujo que pueda ser calibrado con la información actualizada de las características de la corriente.

#### 4.4. Tratamiento de la Producción.

Una de las operaciones más importantes en cuanto a costos se refiere es el manejo de la producción en superficie, que implica la separación, tratamiento y transporte de la producción. Un elemento principal dentro del manejo de la producción, son los separadores verticales por gravedad, que son llamados comúnmente (en Canadá) tanques de almacenamiento, utilizados para separar los diferentes elementos presentes en la mezcla producida por un pozo con CHOPS (Figura 4.4). Cuatro o cinco distintas fases existen en la mezcla de un pozo con CHOPS:

- Gas, el cual es de baja densidad y se libera de lo líquidos en el tanque de almacenamiento.
- Crudo pesado, que contiene una cierta cantidad de gas en solución.
- Agua de la formación, con un contenido de entre 50,000 y 60,000 [ppm] de cloruro de sodio, con una densidad aproximada de 1.04 [g/cm<sup>3</sup>].
- Arena, con un 95% de cuarzo, feldespatos y fragmentos volcánicos silíceos, toda estos granos con una densidad aproximada de 2.65 [g/cm<sup>3</sup>], con menos de 5% de arcilla.

Existe una quinta fase, generada parcialmente por el resultado del flujo y de la acción de bombeo en pozos con CHOPS, una emulsión formada con crudo, agua y arcilla, la cual puede ser más pesada que la fase agua, dependiendo de la cantidad de minerales finos, arcilla y de la cantidad de asfaltenos presentes.

El tiempo de residencia del crudo en un tanque de almacenamiento es aproximadamente de 3 a 5 días para pozos con un promedio de producción de 60 [bls/día] de aceite, 20 [bls/día] de agua y 4 [bls/día] de arena, pero se estima que la segregación se logra en un lapso de 24 horas. Un tanque de gran tamaño que maneja la producción de varios pozos necesita una mayor cantidad de energía para mantener su temperatura, y el tiempo de residencia puede aumentar cerca de un día, lo cual debería ser suficiente para la eficiencia de la separación.



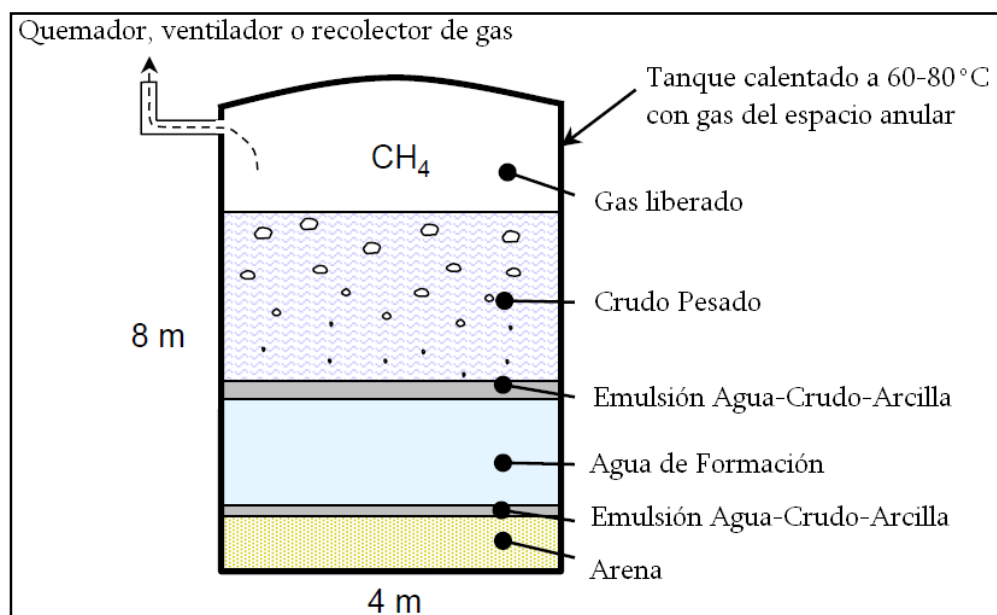


Figura 4.4. Esquema de un Separador Vertical de Producción en Pozos con CHOPS.

#### 4.4.1. Manejo del Agua.

Cuando el nivel de agua producida excede los límites máximos, es retirada en camiones cisterna o se envía por las líneas de flujo a tanques de desechos. Los camiones cisterna transportan el agua de cada pozo (individualmente), a menos que los cortes de agua sean demasiado altos, ya que en este caso se utiliza un gran tanque para varios pozos. Con un gran tanque de almacenamiento y con un corto periodo de tiempo es suficiente para permitir la segregación de la mezcla producida; el agua se limpia parcialmente y se envía en camiones o por tuberías para su tratamiento y/o eliminación. Parte del agua se elimina a través de la reinyección en pozos, ya que existen muchas formaciones que debido a sus características de permeabilidad y disponibilidad es posible reinyectar el agua. El costo para eliminar el agua es sin duda un problema que debe de ser revisado y optimizado día a día, ya que es una parte crucial dentro de la administración de pozos con CHOPS.

#### 4.4.2. Manejo del Gas.

El gas que se libera del crudo pesado en los tanques de almacenamiento es el mismo que se encuentra disuelto a condiciones de presión y temperatura a la profundidad del yacimiento. Este gas en solución varía, desde cantidades pequeñas como 30 [pie<sup>3</sup>/bls] para yacimientos superficiales o de baja presión, hasta cerca de 80 [pie<sup>3</sup>/bls] para yacimientos más profundos de entre 800 y 900 [m]. Durante casi 20 años, una gran cantidad del gas producido era simplemente liberado a la atmósfera, pero se detectó que este gas (normalmente metano) causaba más daño que el dióxido de carbono por lo que muchos operadores desarrollaron métodos para la quema del gas producido. Muchas compañías utilizan parte del gas producido como combustible, por ejemplo, para alimentar los motores utilizados en los sistemas de bombeo de cavidades progresivas o para mantener la temperatura de los tanques de almacenamiento. Es necesario tomar en cuenta que muchos pozos producen cantidades importantes de gas, por lo que su eliminación, transporte, y/o tratamiento se debe de realizar de la manera más eficiente posible, ya que representa una excelente fuente de energía in-situ.

#### 4.4.3. Separación de los Sólidos.

La arena es eliminada de los tanques a través de diferentes métodos estándar, los cuales han ido mejorando debido a que el exceso en la turbulencia que se provocaba, generaba bastante emulsión, que aumentaba los costos de tratamiento y eliminación. No es necesario limpiar completamente la arena del tanque, más bien, el tanque debería ser parcialmente limpiado, para reducir la cantidad de agua y crudo atrapados, para evitar turbulencia innecesaria que podría generar más emulsión.

El método estándar de limpieza de arena por muchos años ha sido, *picar (stinging)* en el fondo del tanque; la técnica funciona de la siguiente manera: una vez que los líquidos han sido removidos del tanque, una estrecha sonda (el aguijón) conectada a una fuente de agua a alta presión, se inserta dentro del tanque, mientras que en otro puerto del tanque, se conecta una línea de vacío de un camión, por medio de esta sonda se inyecta agua para formar una mezcla agua-arena y pueda ser aspirada. La alta presión del agua inyectada tiende a generar condiciones de alto corte, suspendiendo la arena pero también generando pequeñas cantidades de emulsión.

#### 4.5. Tratamiento y Disposición de los Residuos de un Proyecto CHOPS.

El manejo de los grandes volúmenes de desechos generados con esta tecnología es un aspecto crucial en un proyecto con CHOPS, y es el factor que más la distingue de los otros métodos de producción de crudos pesados. En un pozo de estas características, el manejo y disposición de los desechos representa aproximadamente entre el 25 y 30% de los costos operativos totales. Se debe realizar una clara diferenciación entre los términos *tratamiento* y *disposición*, pues el primero implica solo la rehabilitación de los materiales producidos, es decir, sólo se limita a procesar por diferentes métodos los desechos para que sean ecológicamente aceptables; por otro lado *disposición*, se refiere a depositar los desechos hayan o no sido tratados, en algún sitio destinado para esta función.

En general se han desarrollado diferentes técnicas para el manejo de los residuos de la industria petrolera, pero en pocos casos su estudio resulta tan trascendente como en los proyectos CHOPS, razón por la cual durante la planeación de los mismos, se debe prestar particular atención a esta parte. En proyectos ya desarrollados, la optimización del manejo de residuos representa la mayor área de oportunidad para aumentar la rentabilidad de la explotación.

##### 4.5.1. Tratamiento de los Residuos.

Existen diferentes técnicas para el tratamiento de los residuos, las cuales su objetivo principal es separar el aceite residual de los granos de arena; esto se puede lograr por métodos físicos, químicos e incluso biológicos. Dentro de las actividades de tratamiento de residuos también se incluye lo referente a los procesos de limpieza del agua congénita, pero para fines de estudio, únicamente se describirán los procesos utilizados para las arenas.

**a) Lavado en Frío.** El lavado en frío se puede realizar de dos formas, la primera es sumergir las arenas en una solución acuosa con surfactantes y solventes, esta solución se agita hasta que se logra desprender la mayor cantidad de aceite de los granos; en la segunda simplemente se rocían surfactantes sobre los granos de arena intentando disolver el aceite de la superficie de los mismos. En general este tipo de lavado no representa una opción viable, pues se utiliza agua en el proceso, la cual tiene que ser rehabilitada tras su uso.

**b) Lavado Térmico.** El lavado térmico emplea agua caliente para separar el aceite de la arena, esta técnica se puede acompañar de agitación de la mezcla o simplemente esperar a que la segregación gravitacional actúe. A pesar de los altos costos que este proceso implica, en la actualidad se presenta como la mejor alternativa para limpiar las arenas producidas con el método CHOPS, y éstas puedan ser reutilizadas por alguna industria. La efectividad del proceso depende de la mojabilidad de la arena, si es mojada por aceite bastará con temperaturas cercanas a los 50 °C para limpiar casi por completo los granos; por el contrario si es mojada por agua, no importando la temperatura utilizada, el proceso será muy ineficiente.

**c) Descomposición Térmica.** En esta técnica se utilizan hornos para quemar el aceite de los granos de arena, es un proceso sumamente costoso por lo que su aplicación a gran escala luce prácticamente imposible; otro gran inconveniente de este proceso es la gran cantidad de emisiones generadas por la quema de los hidrocarburos, las regulaciones ambientales locales en diferentes regiones de Canadá han prohibido su aplicación.

**d) Celdas de Biodegradación.** Esta tecnología se ha probado en diferentes laboratorios del mundo con resultados satisfactorios; consiste en colocar los desechos en celdas donde se depositan ciertas bacterias a condiciones controladas de temperatura para que descompongan los hidrocarburos residuales; a pesar de la alta eficiencia del proceso, aun no es factible su aplicación en proyectos a gran escala y mucho menos para procesar los grandes volúmenes de desechos generados con el método CHOPS.

**e) Tratamientos Químicos.** La adición de cualquier sustancia que reaccione con el aceite impregnado en los granos de arena es considerado un tratamiento químico, los altos costos asociados a estos agentes hacen esta técnica poco atractiva, aunque estos métodos podrían ser los más eficientes; otra gran desventaja es que después del tratamiento se tiene que lidiar con una gran cantidad de desechos líquidos que en la mayoría de los casos son tóxicos.

#### 4.5.2. Disposición de los Residuos.

Ya sea que los residuos de un pozo con CHOPS hayan sido tratados o no, deben depositarse en lugares específicos para que el impacto ambiental sea mínimo; en este caso la disposición de los residuos engloba tanto los sólidos como los líquidos generados. En Canadá existe una estricta regulación que controla el manejo de estos residuos, por lo que en los últimos años se han desarrollado nuevas técnicas que aunque en un principio son más costosas, representan costos ambientales menores a largo plazo.

**a) Construcción de Caminos.** Esta práctica se remonta a los primeros proyectos de explotación de crudos pesados en Canadá en la década de los 50's; en un principio sólo se esparcían los sólidos generados a lo largo de brechas, el objetivo era crear accesos a las localizaciones petroleras con capas de arena que alcanzaban en algunas ocasiones los 10 [cm] de espesor, sin algún control ambiental; pronto descubrieron que los mantos acuíferos someros se estaban contaminando por esta práctica, razón por la cual las autoridades locales decidieron prohibirla. En la actualidad se utiliza la arena generada para la elaboración de pavimento, en esta nueva modalidad no es necesario el tratamiento previo de los sólidos, pues sólo se mezclan con asfalto y gravas de mayor tamaño. El principal inconveniente de este método de disposición es el pequeño volumen que se puede procesar comparado con los elevados cortes de arena que se producen cada año.

**b) Depósito en Cavernas de Sal.** La técnica consiste en la inyección de los desechos ya sean sólidos o líquidos en depósitos creados artificialmente con la disolución de un domo salino, es decir, antes de inyectar los residuos del método CHOPS, se inyecta una solución de agua dulce para disolver una buena cantidad de sal y poder crear las cavidades que servirán como depósito, comúnmente estas cavernas artificiales tienen un volumen de entre 200,000 y 500,000 [m<sup>3</sup>]. La prácticamente nula permeabilidad del intervalo salino permite aislar por completo los desechos, impidiendo la contaminación de los mantos acuíferos que pudieran estar cerca; además de esta propiedad, la sal es un material muy dúctil, así que después de formada la cavidad, las paredes comenzarán a cerrarse y se mezclarán con los materiales *encapsulándolos*. Desde el punto de vista ambiental, esta práctica es la más conveniente aunque desde el punto de vista económico se tendría que hacer una comparación entre el volumen que se podrá manejar y el costo de acondicionamiento del depósito.

c) **Inyección de los Desechos en un Intervalo Permeable.** En este caso los desechos se inyectan en un intervalo permeable que puede ser un yacimiento abatido o una zona de arena; la técnica es muy similar a un fracturamiento hidráulico, es decir, se realiza una prueba de goteo para evaluar la presión de fractura, posteriormente se inyecta una solución que permite fracturar la formación y comenzar a bombear los desechos en su interior. Cabe señalar que los intervalos candidatos a convertirse en depósitos deben estar rodeados de barreras impermeables para impedir que los posibles contaminantes migren a zonas vecinas (Figura 4.5). Los costos de implementación de los pozos inyectoros son altos pero la principal ventaja son los grandes volúmenes que se pueden procesar por lo que este método resulta ideal para la disposición de los desechos de un proyecto con CHOPS.<sup>4</sup>

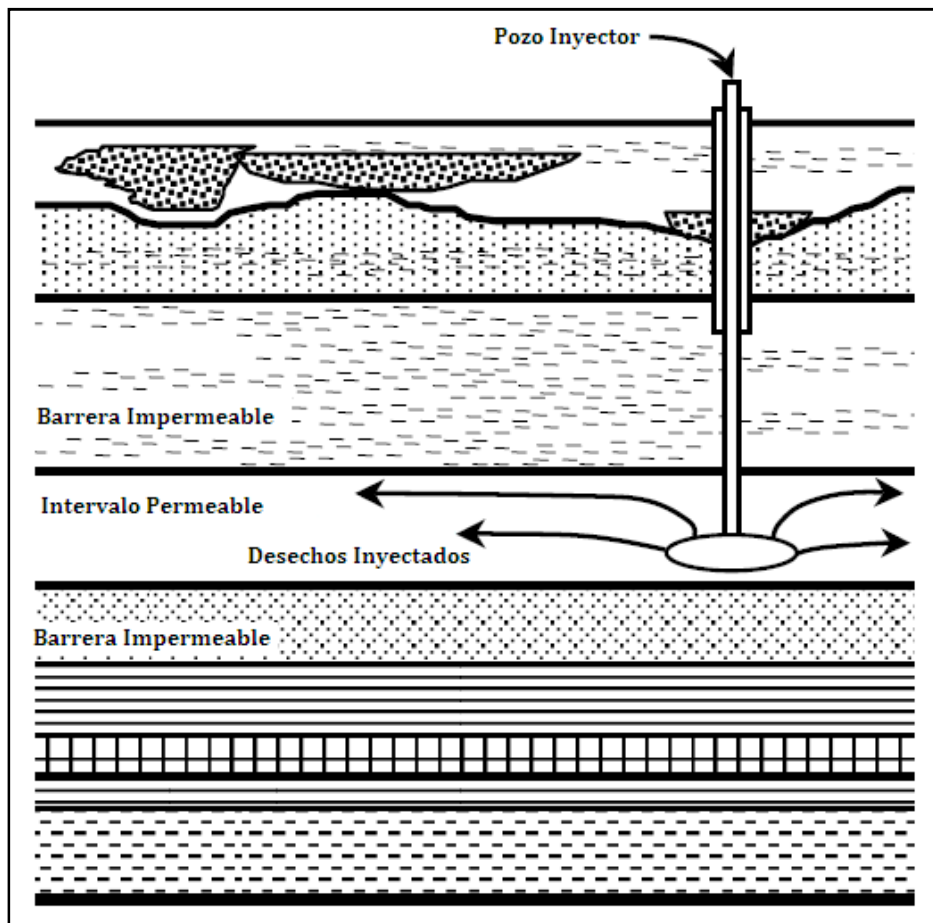


Figura 4.5. Inyección de Desechos en un Intervalo Permeable.

#### 4.6. Intervenciones a Pozos con CHOPS.

Normalmente cuando se realiza la terminación de pozos con CHOPS, la producción se incrementa, para después comenzar a declinar; esta declinación puede ser rápida o lenta, las causas pueden ser mecánicas o relacionadas al yacimiento, es decir, las instalaciones superficiales pueden fallar, puede presentarse bloqueo en la periferia del pozo o simplemente la influencia de yacimientos cercanos.

Las fallas mecánicas pueden ser diagnosticadas fácilmente, por ejemplo, taponamiento en la línea de flujo, ruptura en las varillas (en el caso de pozos con BCP), desgaste en la tubería de producción, mala disposición del ancla de torsión, y algunos eventos que por su obviedad, requieran inmediata atención. Sin embargo, el origen de las causas pueden estar relacionadas a fenómenos del yacimiento, como la repentina producción de baches de arena, presencia de candados de gas, fragmentos de concreto o metal que destruyen el elastómero del estator, excesivos cortes de agua que provocan depositación de arena, deformación de la tubería de revestimiento en forma de ondas (buckling) provocado por sobrecarga en formaciones de cuerpos arcillosos que generan esfuerzo de corte o cizallamiento. Las fallas en los yacimientos implican un gran reto en su diagnóstico, porque la ubicación de éstas es usualmente inaccesible y la toma de información puede ser incompleta, imprecisa o simplemente no puede ser analizada cuantitativamente; malos diagnósticos pueden ocasionar fallas recurrentes y pérdidas en la producción. El origen de este tipo de fallas puede ser:

- Bloqueo cerca del pozo (taponamiento de disparos) o bloqueo a una distancia mayor (sedimentación y recompactación de arena).
- Conificación de agua o gas dentro de la región del pozo.
- Pérdidas de presión por el agotamiento del yacimiento o pérdidas de acceso a aceite *virgen* con alto contenido de gas en solución.

Pocas intervenciones a pozos de baja energía o a corto plazo logran cambios permanentes a las condiciones del pozo o el yacimiento; muchas pueden generar mejoras temporales que podrían parecer técnicas exitosas, pero éstas pueden no ser económicas. Estas experiencias han llevado recientemente, a la implementación y uso de continuas o prolongadas técnicas tradicionales de intervención a pozos, por ejemplo bombeo continuo a superficie, prolongados pulsos de presión, carga continua, etc.

#### 4.6.1. Análisis de la Información.

En pozos con CHOPS los cortes de agua pueden permanecer bajos por varios años, para después incrementar gradualmente, o aumentar repentinamente en pocos días. Las concentraciones de arena inicialmente son altas, cayendo después a valores de entre 1-8% dependiendo de la viscosidad del aceite; sin embargo minuto a minuto y día a día las concentraciones de arena pueden variar caóticamente. El comportamiento del bombeo se ve afectado por las condiciones mecánicas de la bomba y el pozo, pero también por los cambios en la composición de la mezcla que entra a ella, tales como baches de gas o la entrada de altas concentraciones de arena en periodos cortos de tiempo. Un buen diagnóstico requiere del análisis de la información disponible para un cierto número de parámetros del pozo.

Los datos para el análisis deberían ser recolectados por cada pozo, tales como cortes de arena y fluidos (relación arena-aceite, relación gas-aceite, relación agua-aceite), parámetros de bombeo y presiones de bombeo y presiones en el espacio anular.

Cualquier evento anómalo debe ser registrado, así también los detalles de las intervenciones a pozo deben ser documentadas para futuros análisis para optimizar la producción. Los datos deben incluir irregularidades en el bombeo, presiones anormales en el espacio anular, volumen y/o gasto de cualquier fluido adicional a los normales, y deben de incluir información de cualquier cambio en el aparejo de producción. La cantidad de arena limpiada del pozo durante una intervención también debe ser registrada, y se debe utilizar rápidamente un tamiz de arena para detectar trozos de materia extraña, fragmentos de lutitas o desechos causados en la perforación, ya que cualquiera de estos datos pueden ser un diagnóstico.<sup>5</sup>

Una de las preocupaciones principales en el diseño de pozos, es saber si el gasto es lo suficientemente alto para evitar la acumulación de arena, en una especie de *autolimpieza*. Durante la planeación de terminaciones de pozos con CHOPS, es de suma importancia conocer si el gasto dado en el diseño, será adecuado para transportar la arena a superficie, es decir, determinar el gasto crítico para el acarreo de arena, especialmente cuando se utilizan pozos horizontales, donde una cierta cantidad de arena acumulada puede ser suficiente para *matar* al pozo.



En el manejo de la producción de pozos con CHOPS, el gasto crítico es una herramienta muy útil para el análisis de la información disponible, y así diagnosticar el momento adecuado para realizar una intervención a pozos debido a la acumulación de arena. Para prevenir la acumulación de arena en el pozo, la velocidad de flujo del aceite debe ser suficientemente alta para acarrear la arena a la superficie. Para un pozo vertical, la velocidad mínima del aceite requerida, debería ser igual a la velocidad de deslizamiento de la arena más la velocidad propia de los granos. La velocidad de transporte de la arena depende del gasto de producción de la arena, del área transversal del pozo y de la concentración permisible de arena en el pozo.

La Ecuación 4.1 modela el gasto necesario para acarrear una cierta cantidad de arena a la superficie, tomando en cuenta el área transversal del pozo, el corte de arena, velocidad de deslizamiento de la arena y la cantidad de arena máxima permisible.<sup>6</sup>

$$q_c = \frac{86400v_{sl}A}{B_o[5.615-\frac{S_c}{c_s}]} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde  $q_c$  representa el gasto crítico del líquido necesario para acarrear la arena a superficie,  $v_{sl}$  representa la velocidad de deslizamiento de la arena,  $A$  representa el área transversal del pozo,  $S_c$  representa el corte de arena y  $c_s$  representa la cantidad de arena máxima permisible. El gasto crítico es una herramienta sencilla, que al utilizarse adecuadamente proporciona información valiosa en la toma de decisiones efectivas y a tiempo para realizar intervenciones en el momento adecuado.

#### 4.6.2. Tipos de Intervenciones a Pozos.

**a) Intervención a Pozos por causas Mecánicas.** En varias ocasiones se presentan fallas en el fondo o en la superficie del aparato de producción, por lo que es necesaria una intervención; si el problema es en el fondo, todo el equipo debe ser sacado del pozo para solucionarlo. Desgaste en la tubería de producción, varillas rotas y fallas en la bomba son algunos ejemplos de problemas que se presentan. En algunas situaciones, la intervención es realizada intencionalmente fuera del pozo para mejorar el equipo de bombeo, para redisparar el pozo o para acceder a nuevas zonas. Estas actividades también presentan una ventana de oportunidades para optimizar la producción (intervenciones proactivas en lugar de intervenciones reactivas).

**b) Intervención a Pozos por causa de Bloqueos.** La arena llega a bloquear parcial o totalmente al pozo, ya sea por deterioro de la bomba (normalmente por falla del elastómero) o por cambios en la composición de la mezcla. Esto provoca la necesidad de limpiar la arena del pozo, lo cual puede ser logrado simplemente con la inyección de un fluido en el espacio anular, o tal vez sea requerida la completa remoción del segmento de tubería. Las acciones más comunes son el bombeo a superficie, inyección de espuma limpiadora y extracción mecánica de la arena.

**c) Intervención a Pozos por causas Cercanas al Yacimiento.** Los pozos con CHOPS pueden taponarse por que los disparos fueron ineficientes, lo que impide el movimiento efectivo de la arena; entonces, la garganta de poro de la formación se comenzará a bloquear por partículas de arena más pequeñas, por granos finos de minerales o por precipitación de asfaltenos. Se cree que en periodos estables de producción de pozos con CHOPS, solamente un pequeño número de disparos (10 a 15%) se encuentran activos, produciendo arena y crudo, y el resto están tapados. Si la producción es muy pobre, los disparos deben ser abiertos, esto se logra comúnmente con la inyección de fluidos a alta presión, cargas explosivas (disparo a la formación) o con el uso de los *pulsos de presión*.

Se estima que si la producción de arena no inicia cuando el pozo es puesto a producir, es porque no se provocó el suficiente daño a la arena alrededor del pozo, quizá por las pequeñas diferencias litoestratigráficas. Para ello se necesitan procesos que perturben masivamente al yacimiento cerca del pozo, para que la arena comience a fluir y se formen las cavidades. Los *pulsos de presión* han sido bastante exitosos para estos procesos.<sup>7</sup>

#### **4.7. Programa para la Implementación de Pozos con CHOPS.**

Como se ha mencionado a lo largo de la presente investigación, la experiencia ha sido la principal fuente de información para el desarrollo y perfeccionamiento de la técnica CHOPS; razón por la cual es innegable que no se puede generalizar el proceso que debe seguirse para la implementación de un proyecto de este tipo. A diferencia de otros métodos donde se tienen parámetros bien establecidos que permiten generar criterios de escrutinio confiables, esta tecnología tiene que ser probada y evaluada para intentar adaptarla a las características del campo candidato. Debido a lo anterior, el punto de partida para determinar la factibilidad de su aplicación son los datos provenientes de los proyectos exitosos desarrollados en Canadá.

La condición esencial para considerar el método CHOPS como una alternativa viable de explotación es que el intervalo productor debe encontrarse en cuerpos de arenas no consolidadas, que no estén asociados a zonas de agua móvil; partiendo de ello, se deberá realizar una comparación entre las características del campo en cuestión con las propiedades típicas de un yacimiento con CHOPS presentadas en este trabajo, esto con la finalidad de encontrar la mayor cantidad de analogías posibles. Una vez determinadas las similitudes entre los campos típicos canadienses y el posible candidato, el siguiente peldaño resulta crucial para la adaptación de esta técnica en cualquier región del orbe, pues consiste en la identificación de las tecnologías disponibles en el mercado que permitan compensar las diferencias halladas en el paso anterior.

Dada la carencia de modelos teóricos que nos permitan predecir los gastos de producción esperados con la implementación del método CHOPS, es imperante la realización de pruebas piloto en uno o dos pozos para evaluar el comportamiento de la producción de los mismos; y de esta forma poder dimensionar la infraestructura requerida para obtener gastos de aceite que vuelvan económicamente atractivo el proyecto. En este punto se deberá realizar un análisis técnico-económico para determinar el potencial que tiene la implementación de esta tecnología.

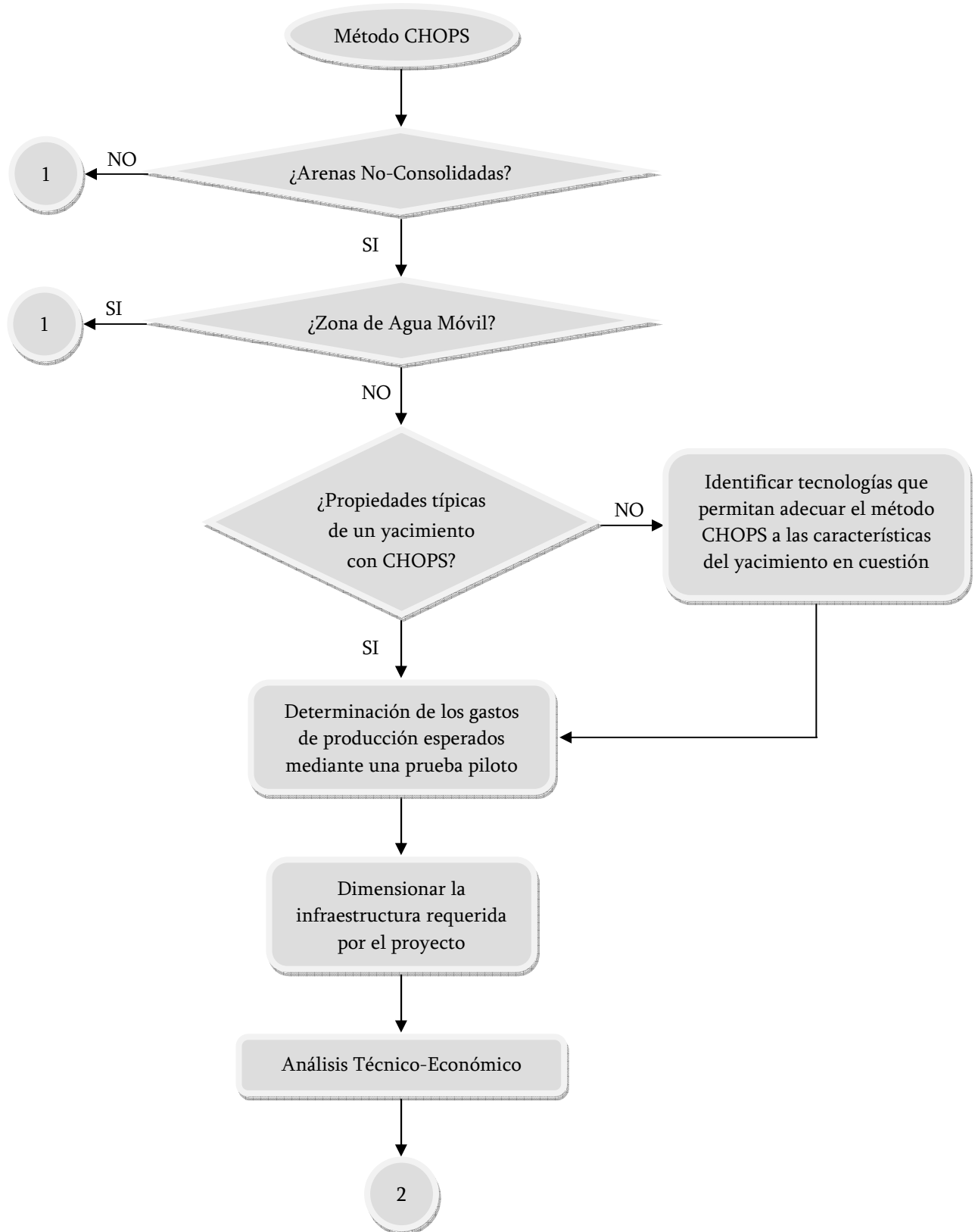
Cabe señalar que la instalación del Bombeo de Cavidades Progresivas es una práctica típica en Canadá, debido principalmente a que se trabaja con pozos de baja energía. Es necesario resaltar que la implementación de un sistema artificial de producción es una condición particular de cada campo candidato, la cual depende de diversas características tanto técnicas como económicas.

Primordialmente la relación entre los gastos de producción esperados con su implementación y los costos de capital del sistema seleccionado es el parámetro más importante que se toma en cuenta para determinar si es necesaria la instalación de un sistema artificial de producción.

Una vez que se ha definido la necesidad de instalar un sistema artificial de producción, se deberá realizar otra prueba piloto para evaluar el comportamiento del pozo con la implementación del mismo; este ejercicio permitirá validar la aplicación de este tipo de tecnología en el campo candidato. De acuerdo a la experiencia, el uso de sistemas artificiales de producción en campos explotados mediante el método CHOPS ha estado limitado a la instalación del BCP, pero es necesario considerar que otro tipo de sistema puede resultar exitoso para una región determinada, por lo que la optimización de su aplicación se logrará de la misma forma que ocurrió con el BCP, a través de la experiencia.

En la etapa posterior a la aplicación de la tecnología resulta primordial encontrar las técnicas de muestreo adecuadas para realizar mediciones confiables, esta actividad es vital para la evaluación del comportamiento del proyecto. El monitoreo continuo de los pozos permitirá diagnosticar la posible necesidad de realizar una intervención; el número y tipo de la misma será dictado por la experiencia obtenida durante la fase de asimilación de la tecnología CHOPS.

En general el siguiente diagrama de flujo puede utilizarse como una buena aproximación para determinar la factibilidad de la aplicación del método CHOPS en cualquier campo del mundo; de la misma forma, si el resultado es positivo, permitirá enunciar los pasos básicos que deben seguirse para la aplicación y desarrollo de esta técnica. Es necesario puntualizar que dada la falta de modelos teóricos que auxilien en la generación de estimaciones confiables, el éxito de la aplicación del método CHOPS dependerá en gran medida de la capacidad de identificar las desventajas de la técnica para las condiciones del campo en cuestión y buscar las tecnologías disponibles en el mercado que las puedan compensar.



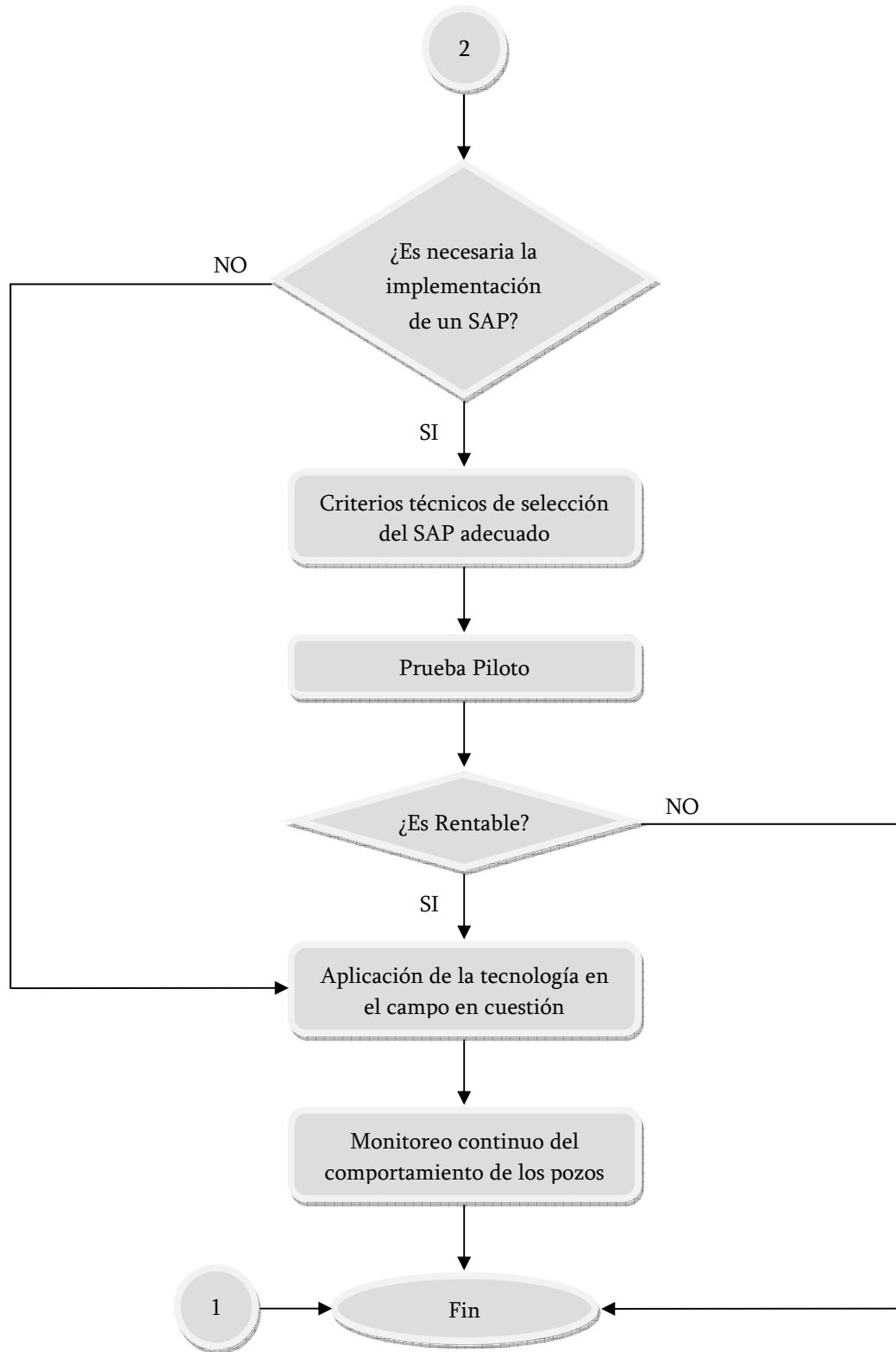


Figura 4.6. Diagrama de Flujo del Programa para la Implementación de Pozos con CHOPS.

#### 4.8. Producción Incremental de Crudo Pesado Necesaria para Compensar las Ganancias Obtenidas con el Crudo Convencional.

En este apartado se analizan los aspectos económicos inherentes a la producción con CHOPS. El objetivo de esta parte del trabajo es estimar el porcentaje de volumen necesario de extracción de crudo pesado para compensar los beneficios económicos equiparables a los del crudo convencional. Una vez que se conocen los principios fundamentales del método CHOPS, así como las prácticas típicas en pozos de producción con esta técnica, ¿cómo saber cuantitativamente (aproximadamente) que la producción de crudo pesado es benéfica en comparación con la de crudos convencionales?

Primero, es necesario recordar que la producción de crudos pesados involucra costos operativos más altos que los convencionales, por lo tanto para realizar tal comparación, y sabiendo que las reservas de crudo pesado son mayores, el análisis se enfocará en conocer aproximadamente cuál es el volumen adicional de crudos pesados para igualar las ganancias generadas con la venta de crudos convencionales. Para empezar se definirán las siguientes variables:

<i>GCP = Ganancias de Crudo Pesado</i>	<i>[dólares/barril]</i>
<i>GCC = Ganancias de Crudo Convencional</i>	<i>[dólares/barril]</i>
<i>VCP = Volumen de Crudo Pesado</i>	<i>[barriles]</i>
<i>VCC = Volumen de Crudo Convencional</i>	<i>[barriles]</i>
<i>CVCP = Costo de Venta de Crudo Pesado</i>	<i>[dólares/barril]</i>
<i>CVCC = Costo de Venta de Crudo Convencional</i>	<i>[dólares/barril]</i>
<i>CPCP = Costo de Producción de Crudo Pesado</i>	<i>[dólares/barril]</i>
<i>CPCC = Costo de Producción de Crudo Convencional</i>	<i>[dólares/barril]</i>

Si se desea conocer la relación en que se producirá más crudo pesado que crudo convencional para equiparar las ganancias, se debe partir de la siguiente igualdad:  $GCP = GCC$ , también se tiene que:  $GCC = CVCC - CPCC$  y que  $GCP = CVCP - CPCP$ . Ahora bien, debido a que los costos de producción y los costos de venta son diferentes en los crudos comparados, el factor que se variará para alcanzar la igualdad deseada, será el volumen producido, esto se representa de la siguiente manera:

$$CVCP - CPCP = CVCC - CPCC \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$VCP * [CVCP - CPCP] = VCC * [CVCC - CPCC] \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Agrupando de la última igualdad los volúmenes de producción de los crudos, se encuentra la expresión que indica la razón de volumen incremental de crudo pesado:

$$\frac{VCP}{VCC} = \frac{CVCC - CPCC}{CVCP - CPCP} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

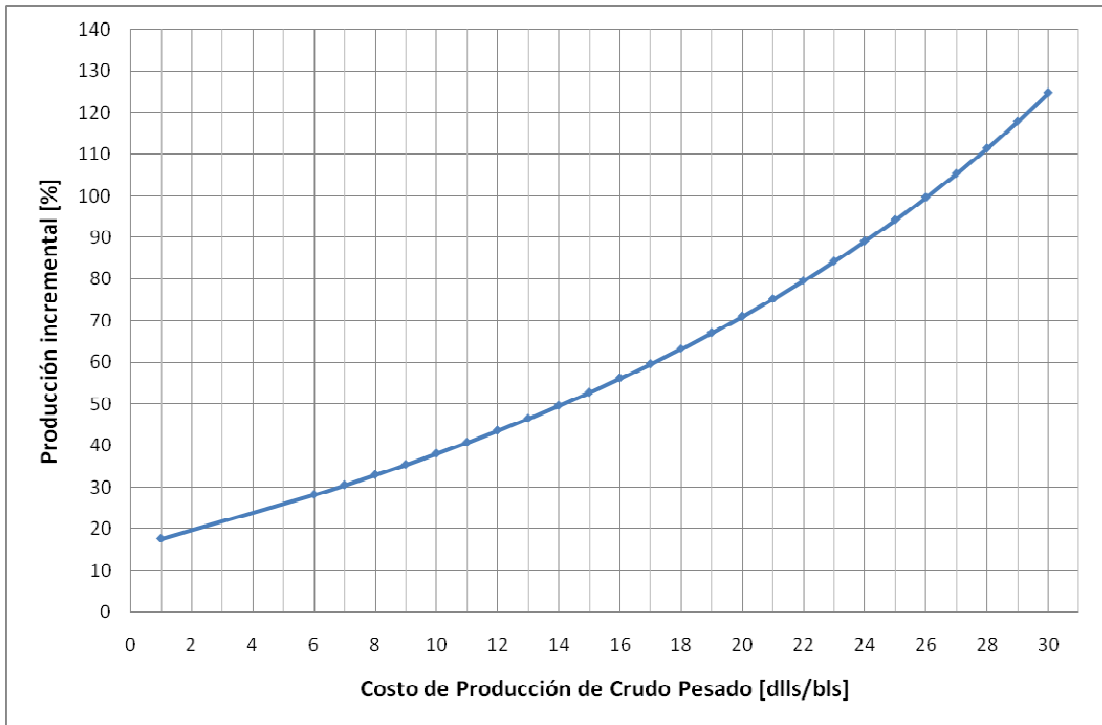
Es necesario aclarar que la Ecuación 4.4 es representativa sólo para un punto en el tiempo, es decir, cada uno de los valores involucrados corresponden a una fecha determinada. En la Tabla 4.3 se muestran los datos utilizados en este análisis, los cuales corresponden a costos de producción de crudo pesado y al porcentaje adicional de producción de crudo pesado, representado por la letra “K”.

**Tabla 4.3. Costos de Producción y Porcentajes de Crudo Pesado.**

Costo de producción Crudo Pesado [dls/bls]	K [%]
1	18
6	28
7	31
8	33
9	35
10	38
12	44
14	50
18	63
20	71
24	89
25	94
30	125

Utilizando los datos de *Costo de Producción de Crudo Pesado* de la Tabla 4.3, y sustituyéndolos en la Ecuación 4.4, se obtiene una gráfica que representa la relación que sigue el costo de producción de crudo pesado y el porcentaje de volumen de producción extra, de crudo pesado para mantener iguales las utilidades respecto al crudo convencional.





**Figura 4.7 Relación del Costo de Producción y el Porcentaje de Producción Adicional.**

En la Figura 4.7 se observa que si el costo de producción es de 8 [dólares/barril], se debería producir cerca de un 32% de volumen extra de crudo convencional, para igualar las utilidades generadas.

Los datos utilizados en este análisis fueron: para los costos de venta de crudo pesado y convencional, el promedio presentado durante los últimos 5 años en crudos de Canadá y para el costo de producción de crudo convencional fue el promedio del valor presentado en México.<sup>8</sup>

#### 4.9. Referencias Capítulo IV.

1. Olvera, Oswaldo, et. al. Sistemas y Dispositivos Especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
2. Villegas, Isabel. Apuntes Sistemas Artificiales de Producción. Capítulo 4 Bombeo de Cavidades Progresivas. Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
3. Dusseault, Maurice. CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Porous Media Research Institute, University of Waterloo, Canada 2000.
4. Dusseault, Maurice, et. al. Disposal of Dirty Liquids Using Slurry Fracture Injection. SPE Exploration and Production Environmental Conference, Texas. SPE 37907, 1997.
5. Dusseault, Maurice, et. al. Workovers Strategies in CHOPS Wells. Petroleum Society of Canada, Journal of Canadian Petroleum Technology Volume 43, September 2004.
6. Guo, Boyun, et. al. Critical Oil Rate and Well Productivity in Cold Production from Heavy Oil Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence. SPE 133172, 2010
7. Dusseault, Maurice, et. al. A New Workover Tool for CHOP Wells. Petroleum Society of Canada, Annual Technical Meeting, Alberta 1999. Paper Number 99-77.
8. eia.doe.gov. U.S. Energy Information Administration 2010.

## CAPÍTULO V. MÉTODO CHOPS EN EL CAMPO PATOS-MARINZA, ALBANIA.

Este último capítulo está destinado a presentar un caso de aplicación de la tecnología CHOPS, se seleccionó un campo fuera de Canadá para ejemplificar la adaptación del método a características específicas de una región. Es claro que la implementación de esta técnica redundará en incrementos significativos de la producción de crudos pesados, objetivo central del presente análisis.

El campo Patos-Marinza se localiza al sur de Albania (Figura 5.1), fue descubierto en 1928 e inició su producción comercial de crudo pesado en la década de los 30's; a pesar de que se le considera uno de los campos más grandes en la parte continental de Europa, pues se estima que posee unos 300 millones de metros cúbicos de aceite original in-situ, no se ha podido explotar su potencial debido a las dificultades que la extracción de crudo pesado representa. Este campo ha estado produciendo bajo explotación primaria por más de setenta años, con un aproximado de 2,400 pozos; el factor de recuperación se estima actualmente en 6%. A mediados de 2004, se comenzó una agresiva campaña de intervenciones a pozos para implementar el método CHOPS en el campo. En las siguientes secciones describiremos este proceso y los resultados obtenidos con la aplicación de esta tecnología.



Figura 5.1. Localización del Campo Patos-Marinza.

### 5.1. Desarrollo Histórico del Campo.

El campo Patos-Marinza fue descubierto en 1928 por *Anglo Persian Oil Company* (actualmente *British Petroleum*) con la perforación del pozo APOC1; el campo ha producido desde entonces con comportamiento primario y alcanzó su máximo histórico de producción a finales de los 50 's con un gasto aproximado de 2,500 [m<sup>3</sup>/día] (Figura 5.2). Para 1971 la producción había declinado hasta unos 700 [m<sup>3</sup>/día]; en el periodo de 1975 a 1991 se implementaron tres grandes proyectos de perforación, principalmente en áreas nuevas de desarrollo, con lo que pudieron recuperar la producción hasta alcanzar los 1,500 [m<sup>3</sup>/día]. Durante los primeros años de los 90 's se probaron diferentes métodos de recuperación mejorada como la inyección de vapor y la inyección de agua caliente con pozos horizontales, los resultados no fueron satisfactorios así que nunca se implementó un proceso de esta naturaleza.

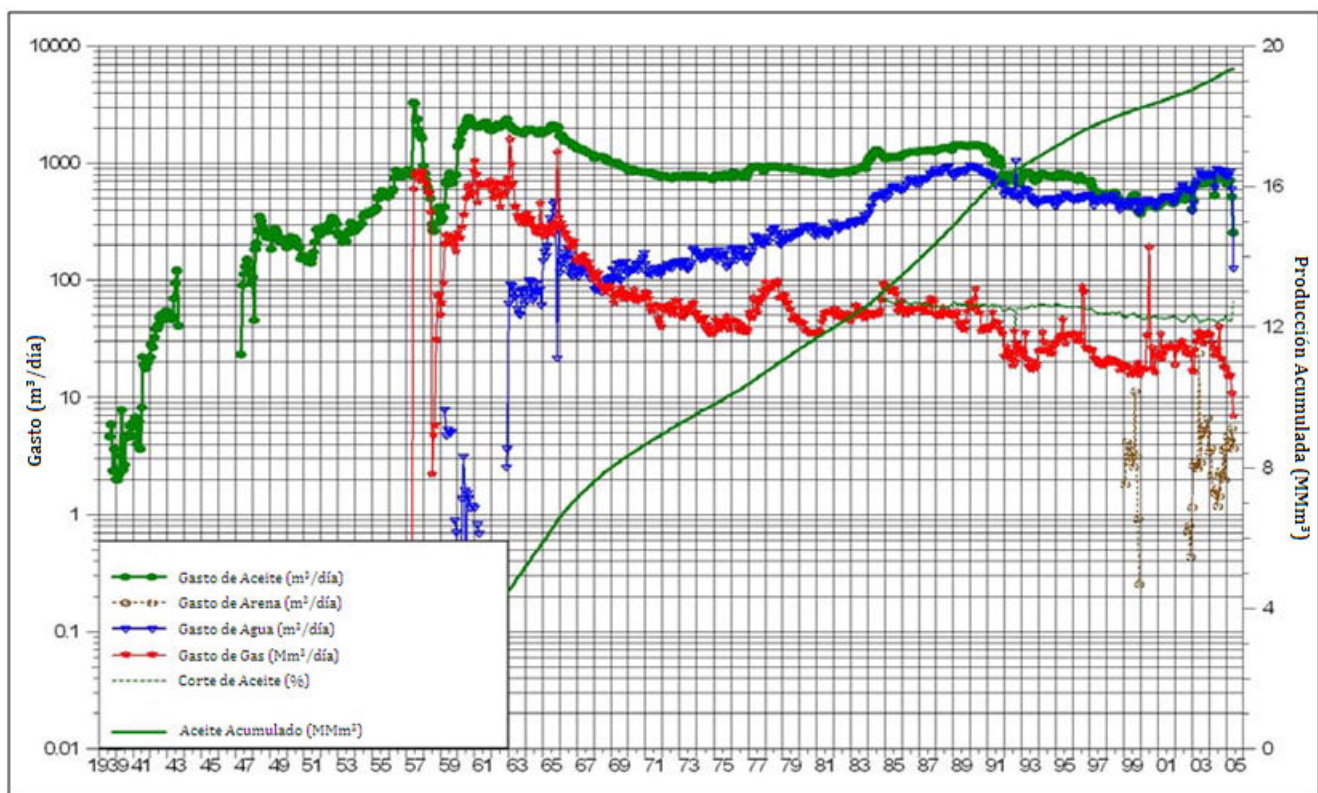


Figura 5.2. Histórico de Producción del Campo Patos-Marinza.

En 1994 iniciaron operaciones conjuntas la compañía nacional *Albpetrol* y el consorcio *Anglo-Albanian Petroleum (AAP)*; para finales de esa década se habían perforado alrededor de 2,400 pozos. Hacia 1999 el gasto de aceite había declinado hasta 425 [m<sup>3</sup>/día] proveniente de 633 pozos que aún estaban en operación, en promedio cada pozo aportaba 0.7 [m<sup>3</sup>/día] equivalente a unos 5 [bls/día].

De 1999 a 2004 se analizó la factibilidad del método CHOPS en este campo, obteniendo resultados variados; se inició con una prueba de 6 meses realizada a 12 pozos en el bloque *Marinza Enterprise* localizado en la parte norte del campo. De los pozos probados, 10 mostraron incrementos de producción como resultado de las intervenciones que incluían la instalación de Bombeo de Cavidades Progresivas. Para 2004 el número de pozos aumentó hasta 28, incrementando la producción total del campo hasta 700 [m<sup>3</sup>/día], en ese momento la producción acumulada de aceite había alcanzado 19.1 millones de metros cúbicos, correspondiente aproximadamente al 6% del aceite original in-situ.

## 5.2. Geología del Campo.

El campo está dividido en dos secciones, la zona norte corresponde a Marinza y la sur a Patos, esencialmente son dos campos diferentes pero comparten una de las tres arenas de las cuales producen (Figura 5.3). Los yacimientos son arenas no consolidadas pertenecientes al Mioceno Superior, del más somero al más profundo las arenas productoras son Gorani (D1), Driza (D2) y Marinza (D3); en conjunto ocupan un espesor bruto de 250 [m] y se encuentran a una profundidad que va de 875 a 1,800 [m]. El ambiente de depositación es marino con canales fluviales y depósitos costeros; la arena Driza contiene la mayor cantidad de reservas del campo y tiene una inclinación de 8 a 13°, el contacto agua-aceite se encuentra a 1,800 [m]. Las características del campo son muy similares a las de los campos canadienses, pero una particularidad es que bajo la arena más profunda se encuentra una formación de carbonatos fracturados del Paleoceno-Eoceno denominada Visoka que también aporta a la producción del campo.

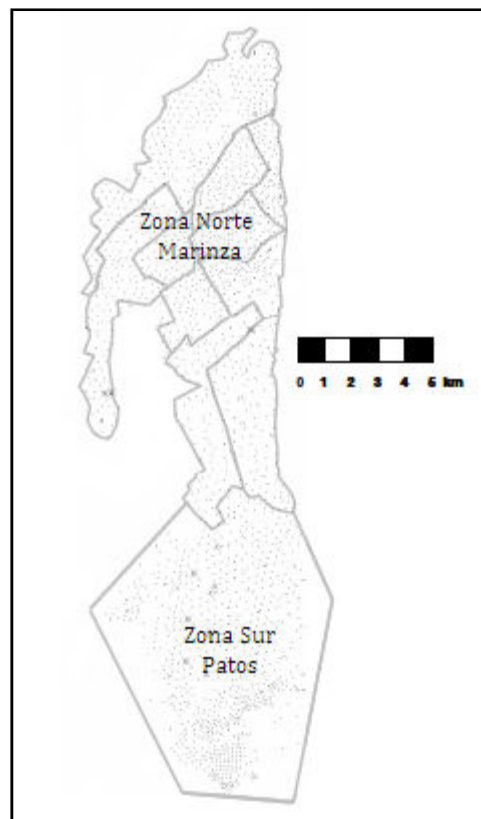


Figura 5.3. Mapa del Campo Patos-Marinza.

### 5.3. Propiedades de la Roca y de los Fluidos.

Los valores de porosidad efectiva están entre 25 y 30%, la permeabilidad varía de 30 a 1,500 [mD] aunque los valores promedio se consideran de 250 a 500 [mD]. La densidad promedio del aceite es de 990 [kg/m<sup>3</sup>], es decir 11 °API y la viscosidad se encuentra en un rango de 1,000 a 100,000 [cp]. La relación gas aceite promedio es de 140 [*ft<sup>3</sup> de gas a c.e. / bl de aceite a c.e.*] y el factor de volumen del aceite es de aproximadamente 1.05 [*m<sup>3</sup> a c.y. / m<sup>3</sup> a c.e.*]. En general la arena Marinza tiene mejores condiciones que Driza, pues la primera aporta aceite de la densidad antes citada, mientras que la segunda produce crudo de 8 °API; el espesor de los intervalos productores es prácticamente el mismo, 25 [m], la porosidad y saturación promedio es de 27% y 73% respectivamente. La presión de los yacimientos tiene un valor promedio de 1,350 [*lb/pg<sup>2</sup> abs*]; en la actualidad solo se ha recuperado el 6% del volumen de aceite original in-situ. La Tabla 5.1 muestra un resumen de las características de la roca y de los fluidos.<sup>1</sup>

**Tabla 5.1. Propiedades del Campo Patos-Marinza.**

Propiedad	Valor Promedio
Densidad del Aceite ( $\gamma_o$ )	11 °API
Relación Gas-Aceite (RGA)	140 [ <i>ft<sup>3</sup> de gas a c.e. / bl de aceite a c.e.</i> ]
Factor de Volumen del Aceite ( $B_o$ )	1.05 [ <i>m<sup>3</sup> a c.y. / m<sup>3</sup> a c.e.</i> ]
Viscosidad del Aceite Muerto ( $\mu_o$ )	10,000 [cp]
Saturación de Aceite [ $S_o$ ]	73 %
Porosidad [ $\Phi$ ]	27 %
Permeabilidad [k]	320 [mD]
Compresibilidad de la Roca ( $c_r$ )	$0.435 \times 10^{-6}$ [ <i>psi<sup>-1</sup></i> ]
Espesor de cada Arena (h)	25 [m]
Presión del Yacimiento ( $P_y$ )	1,350 [ <i>lb/pg<sup>2</sup> abs</i> ]
Temperatura del Yacimiento ( $T_y$ )	40 [°C]
Profundidad Promedio	1,350 [m]
Contacto Agua-Aceite	1,800 [m]

#### 5.4. Pruebas de Laboratorio para la Implementación del Método CHOPS.

En 2001 se realizaron análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT) a muestras de fluidos, y pruebas de agotamiento primario de presión a muestras de núcleos del campo Patos-Marinza. El crudo se limpió y desgasificó para después recombinarlo con metano puro a la temperatura del yacimiento de 40 [°C], para obtener un *crudo vivo* con una relación gas-aceite cerca de 175 [*ft<sup>3</sup> de gas a c.e. / bl de aceite a c.e.*], para su uso en el programa del laboratorio.

En la interpretación de resultados se utilizó un modelo de simulación numérica de *doble porosidad-doble permeabilidad* para intentar imitar un sistema de cavidades en la matriz del yacimiento. En el reporte se halló que el comportamiento del aceite espumoso no sólo varía con el tipo de crudo, viscosidad, temperatura y tipo de gas, etc., sino también esta relacionado fuertemente con la declinación del gasto. Los principales parámetros que se variaron en los análisis de sensibilidad fueron la saturación de gas crítica y la permeabilidad de la cavidad; los resultados indican que la recuperación final del sistema se encontraba en el rango de 14 a 20%. En la matriz del yacimiento, con agotamiento primario convencional, el factor de recuperación fue de entre 6 y 8%, como se esperaba para este tipo de sistema de crudo pesado.

Además, se corrieron simulaciones de Monte Carlo para establecer la distribución probabilística de los factores de recuperación, en el Anexo al final del capítulo se presenta una breve explicación de esta herramienta. La distribución resultante de factores de recuperación bajo, más probable y alto, fueron de 13.8, 15 y 20.7% respectivamente.

#### 5.5. Primeras Pruebas a Pozos (1999) y Desarrollo del Campo de 2002 a 2003.

En 1999 los operadores de *AAP* iniciaron un programa de pruebas del Método CHOPS en la formación Driza. Se instalaron Bombas de Cavidades Progresivas en 12 pozos de la parte norte de la formación, de los cuales 10 exhibieron buenos resultados en el incremento de su producción durante un periodo de 6 meses. El desempeño de 5 de estos pozos (345-M, 989-M, 1317-M, 1524-M y 3013-M) trajo consigo una manera distinta e innovadora de ver la recuperación de crudo en la arena Driza, pues con esto iniciaba la producción en frío de crudos pesados con arenas.



Fue importante el incremento en la producción de estos 5 pozos, ya que registraron gastos en el rango de 10 a 20 [m<sup>3</sup>/día], además los cortes de arena fueron de entre 5 y 20%. La Figura 5.4 ilustra el comportamiento de la producción en las primeras pruebas al pozo 345-M en 1999, además del periodo previo a la instalación de las Bombas de Cavidades Progresivas y la producción después de las actividades realizadas por AAP en 2002-2003 y 2004-2005.

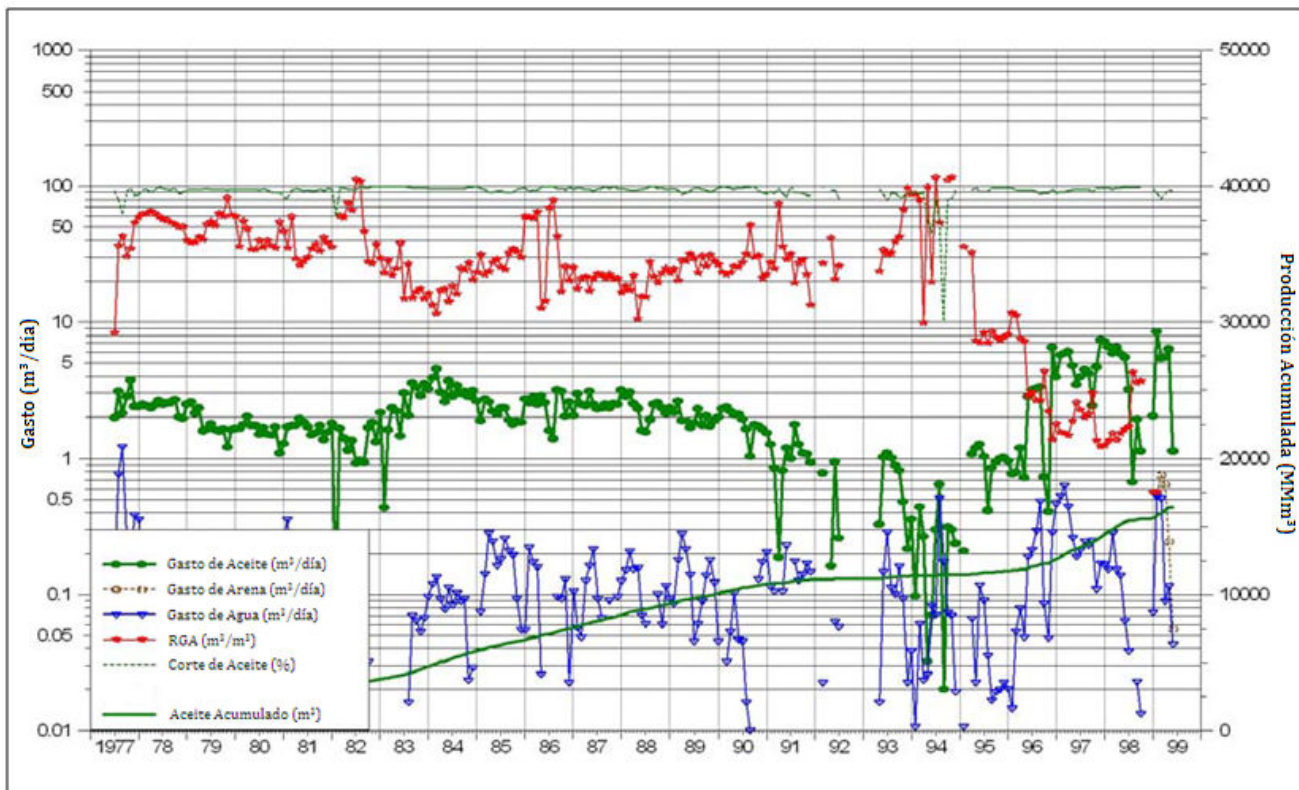


Figura 5.4. Comportamiento de la Producción del Pozo 345-M.

Varios factores fueron decisivos para que se diera el incremento en la producción; uno de ellos fue el número de zonas abiertas al flujo, los pozos 345-M y 1317-M se abrieron en la arena D1 y D5; mientras el pozo 1524-M fue abierto en todas las arenas excepto en la D1; el pozo 989-M se abrió en las arenas D2 y D3, y el pozo 3013-M se abrió en las arenas D1, D2 y D3. Otro factor fue el uso e instalación de las Bombas de Cavidades Progresivas, pues inmediatamente después de su puesta en operación se generó un incremento en la producción de fluidos.

Los datos de producción indican que, a excepción del pozo 345-M al cual se le detectó una falla en la tubería de revestimiento causada por el esfuerzo de colapso, los pozos están presentando un mejor desempeño que el esperado en los preliminares.

No se sabe si el crudo producido por los pozos de prueba proviene de todos los intervalos perforados, pues algunas investigaciones señalan que el comportamiento del crudo espumoso es inducido por una gran turbulencia, entonces se podría esperar que en intervalos perforados más pequeños sería más sencillo promover este comportamiento, mientras que zonas más grandes podrían retardarlo.

Seis meses antes de las pruebas con el método CHOPS (1999), los pozos se cerraron para preparar el plan de desarrollo del campo y el estudio de ingeniería, desde finales de ese año y hasta septiembre de 2002. Antes de que *Saxon* entrara como nuevo operador en julio de 2004, las siguientes operaciones fueron realizadas por *AAP* en la región norte del campo a finales de 2002 y hasta 2003:

- Reactivación de 4 de los primeros pozos de prueba con CHOPS a finales de 2002 en la zona de Driza.
- Reactivación adicional de 2 pozos de prueba a finales de 2003 en la zona de Driza.
- Instalación de Bombas de Cavidades Progresivas en todos los pozos reactivados.
- Perforación de 20 pozos direccionales desde 2 peras y equipándolos con Bombas de Cavidades Progresivas en 2003.
- Construcción de 2 peras para tratamiento y separación de la producción.

## 5.6. Desarrollo del Campo 2004-2005.

En julio de 2004, las operaciones en el campo fueron reestructuradas bajo el mando de un nuevo operador, *Saxon International Energy Ltd.*, trabajando con 20 equipos de intervención. Junto con lo conseguido por *APP*, este cambio gerencial permitió obtener los siguientes beneficios:

- Desde el inicio del programa con pozos CHOPS se ha incrementado la producción hasta cerca de 275 [m<sup>3</sup>/día], en respuesta al incremento en los pozos reactivados.
- Desde el inicio del programa de desarrollo con *Saxon*, el incremento en la producción ha sido en promedio de 180 [m<sup>3</sup>/día].

Enfocándonos específicamente en los pozos con CHOPS, existen 21 que muestran un claro incremento en los gastos debido al comportamiento espumoso del aceite. Estos pozos producen un promedio de 10 [m<sup>3</sup>/día] de crudo, lo que representa un incremento casi 10 veces mayor en comparación con su estado anterior, con un corte de agua estabilizado en 10% y un corte de arena cercano al 1%. La Figura 5.5 muestra una gráfica normalizada del promedio de la producción de arena, agua y crudo, que incluye lo siguiente:

- El éxito en los pozos con CHOPS se ha mostrado estable desde su inicio en 2002; el incremento en la producción ha sido constante, cerca de 10 [m<sup>3</sup>/día] durante casi tres años. La producción acumulada es más pronunciada en los primeros 100 días, periodo en el cual se inicia la producción de arena.
- El corte de arena es más alto en los primeros días de producción, entre un 5 y 10%, pero decrece con el tiempo hasta estabilizarse en 1% después de 200 días.
- La cantidad de aceite acumulado antes de la instalación de las Bombas de Cavidades Progresivas parece no impactar en el potencial de la productividad de los pozos.
- El corte de agua se estabilizó en 10% después de 250 días. Algunos pozos exhibieron cortes elevados de agua, aunque todavía muestran buena producción de arena para continuar aportando los gastos de aceite citados.

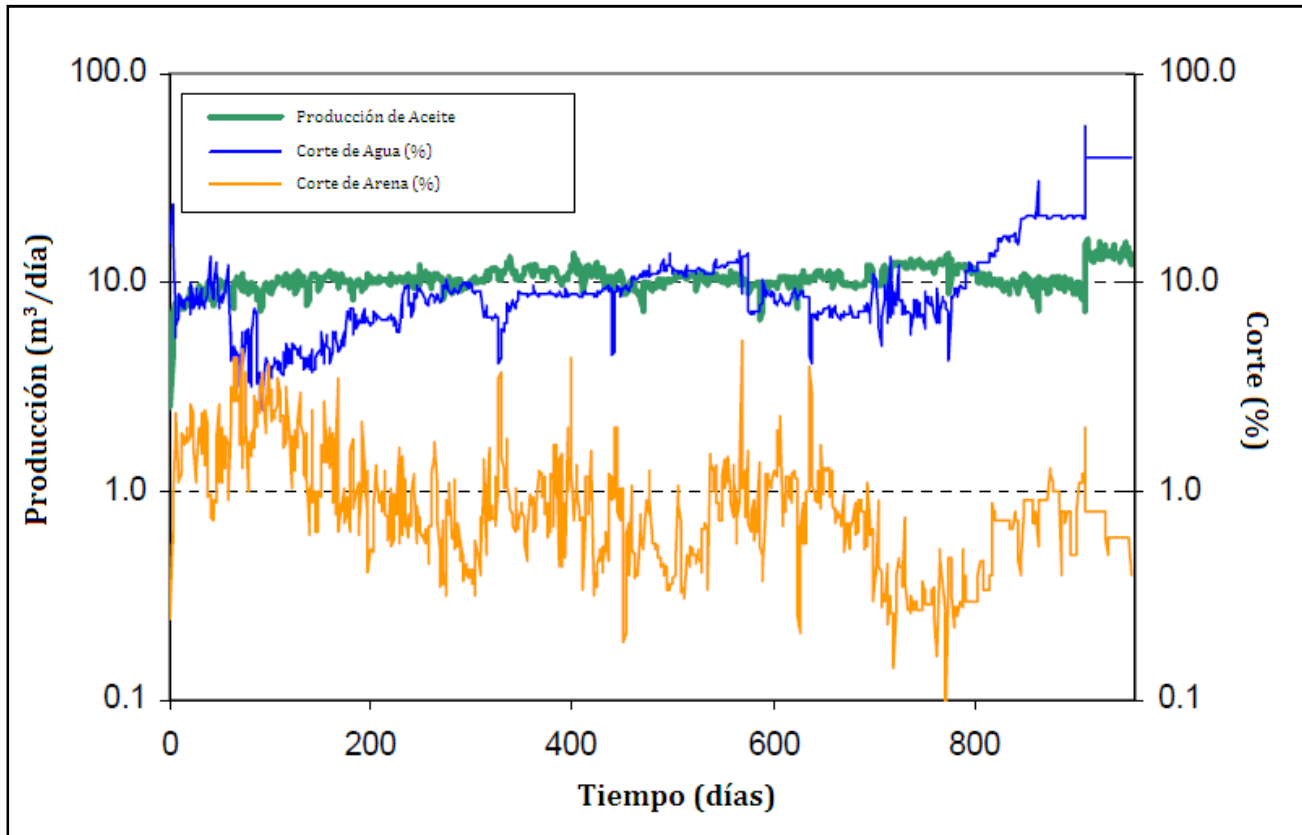


Figura 5.5. Promedio de la Producción de Arena, Agua y Crudo en los 21 Pozos con CHOPS.

A pesar de que el desempeño del programa de pozos con CHOPS es exitoso, se han presentado varios problemas operacionales como los siguientes:

- Fluctuación en la producción de arena, generando problemas de arrastre y torque.
- Alto ángulo de desviación de los pozos, limitando el torque y aumentando los problemas de erosión.
- Desgaste en la tubería de producción y en las varillas que necesitarán ser reparadas o reemplazadas.
- Logísticas de trabajo más desarrolladas para programas en locaciones remotas.

Los mecanismos del método CHOPS están trabajando en el campo de aceite pesado de Patos-Marinza. Durante el primer año de producción, las operaciones han sido capaces de alcanzar resultados bastante positivos en muchos pozos que exhibieron un buen desempeño con CHOPS. Las fallas relacionadas al aparejo de producción, varillas, etc., son sin duda inevitables, por lo tanto se necesitarán evaluar nuevas alternativas para seguir desarrollando adecuadamente el yacimiento.

### **5.7. Resultados de las Pruebas.**

- El campo Patos-Marinza de aceite pesado es sin duda buen candidato para explotarlo mediante la Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS), pues además de poseer algunas características típicas de pozos canadienses con este método, las pruebas de laboratorio y las pruebas piloto muestran claramente un incremento considerable en los gastos de producción.
- La producción de agua parece obstaculizar el desempeño del CHOPS y reducir la producción de crudo en algunos casos.
- Debido al alto torque presente en la Bomba de Cavidades Progresivas en pozos desviados del campo Patos-Marinza, en conjunto con las limitantes de equipos de producción y los costos de perforación y terminación de pozos, se generarán costos de capital mucho mayores.<sup>2</sup>

### 5.8. Anexo: Análisis Monte Carlo.

Día a día en la industria petrolera el personal se enfrenta a la toma de decisiones con un alto rango de incertidumbre, ambigüedad y variabilidad; a pesar de que no se tengan límites en cuanto al acceso de información para la toma de estas decisiones, no se puede predecir con precisión sus resultados. La simulación Monte Carlo permite visualizar todos los resultados posibles en la toma de decisiones, así como evaluar el impacto del riesgo, lo cual permite realizar mejores elecciones en condiciones de incertidumbre.

La simulación Monte Carlo es una técnica matemática asistida por un equipo de cómputo que permite tomar en cuenta el riesgo en análisis cuantitativos y toma de decisiones. Esta técnica es utilizada por profesionales de campos tan dispares como los de finanzas, gestión de proyectos, energía, manufacturación, ingeniería, investigación y desarrollo, seguros, industria petrolera, transporte y medio ambiente. Esta técnica genera una serie de posibles resultados con su correspondiente probabilidad de ocurrencia según las condiciones establecidas; muestra las posibilidades extremas, desde el resultado más arriesgado hasta aquel con menor grado de incertidumbre, pasando por todos los posibles resultados intermedios.

**¿Cómo funciona?** La simulación Monte Carlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificadas dichas variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento que consiste en generar, con ayuda de un ordenador, muestras aleatorias (valores concretos) para dichas variables, así también se debe analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir  $n$  veces este experimento, se dispondrá de  $n$  observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo, obviamente, este análisis será tan preciso como mayor sea el número  $n$  de experimentos que se lleven a cabo.

Con los modelos creados se realiza un análisis de riesgo mediante la sustitución de un rango de valores (una distribución de probabilidad) para cualquier factor con incertidumbre inherente. Luego, se calculan los resultados una y otra vez, cada vez usando un grupo diferente de valores aleatorios de las funciones de probabilidad. Dependiendo del número de incertidumbres y de los rangos especificados, para completar una simulación Monte Carlo puede ser necesario realizar miles o decenas de miles de recálculos para producir distribuciones de valores de los resultados posibles.

El análisis de riesgo se puede realizar cualitativa y cuantitativamente. El análisis cualitativo generalmente incluye la evaluación instintiva o *por corazonada* de una situación, y se caracteriza por afirmaciones como *eso parece muy arriesgado* o *probablemente obtendremos buenos resultados*. El análisis cuantitativo trata de asignar valores numéricos a los riesgos, utilizando datos empíricos o cuantificando evaluaciones cualitativas.

Mediante el uso de distribuciones de probabilidad, las variables pueden generar diferentes probabilidades de que se produzcan diferentes resultados. Las distribuciones de probabilidad son una forma mucho más realista de describir la incertidumbre en las variables de un análisis de riesgo. Las distribuciones de probabilidad más comunes son:

- a) **Normal o curva de campana.** El usuario simplemente define la media o valor esperado y una desviación estándar para describir la variación con respecto a la media. Los valores intermedios cercanos a la media tienen mayor probabilidad de producirse. Es una distribución simétrica y describe muchos fenómenos naturales, como puede ser la estatura de una población, los índices de inflación y los precios de la energía.
- b) **Lognormal.** Los valores muestran una clara desviación; no son simétricos como en la distribución normal. Se utiliza para representar valores que no bajan más del cero, pero tienen un potencial positivo ilimitado. Ejemplos de variables descritas por la distribución lognormal son los valores de las propiedades inmobiliarias y bienes raíces, los precios de las acciones de bolsa y las reservas de petróleo.
- c) **Uniforme.** Todos los valores tienen las mismas probabilidades de producirse; el usuario sólo tiene que definir el mínimo y el máximo. Ejemplos de variables que se distribuyen de forma uniforme son los costos de manufacturación o los ingresos por las ventas futuras de un nuevo producto.
- d) **Triangular.** El usuario define los valores mínimo, más probable y máximo. Los valores situados alrededor del valor más probable tienen más probabilidades de producirse. Las variables que se pueden describir con una distribución triangular son el historial de ventas pasadas por unidad de tiempo y los niveles de inventario.

## 5.9. Referencias Capítulo V.

1. Bennion, Brant, et. al. A Case Study of Foamy Oil Recovery in the Patos-Marinza Reservoir, Driza Sand, Albania. Petroleum Society of Canada, Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 42, March 2003.
2. Weatherill, Brian, et. al. Cold Heavy Oil Production at Patos-Marinza, Albania. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Alberta. SPE 97992, 2005.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El desarrollo de este trabajo partió del siguiente cuestionamiento: ¿por qué el interés en la investigación y desarrollo en los crudos pesados si es sabido que su valor económico es menor, son más difíciles de producir y más complicados de refinar que los crudos convencionales? Esto se debe a varias razones, la primera y más importante para esta investigación fue, la búsqueda de nuevas fuentes que satisfagan la creciente demanda energética en México y en el Mundo; la segunda es la disminución de las reservas de hidrocarburos convencionales a la que actualmente se enfrenta la industria petrolera global; y finalmente, que los crudos pesados representan la mayor parte de las reservas de petróleo a nivel mundial, como se indicó en la introducción.

Estas premisas obligan a la investigación, análisis y evaluación de nuevas técnicas que permitan optimizar el aprovechamiento de estos vastos recursos. Partiendo de lo anterior, en este trabajo se presentó una nueva tecnología que está siendo usada en diversas regiones del orbe, con el objetivo de mostrar a los miembros de la industria petrolera mexicana las técnicas más innovadoras que están siendo implementadas en la actualidad. El presente estudio se enfocó en una importante particularidad de la producción de crudos pesados, la denominada *Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS)*, técnica que ha tenido su mayor auge en Canadá.

En este análisis del método CHOPS, se describieron las características típicas de los yacimientos que producen con esta técnica, el comportamiento de este tipo de yacimientos y los mecanismos físicos que están involucrados en la producción de crudo pesado, arena, agua y gas. Además de lo anterior, se analizaron las prácticas más comunes en pozos con estas características, así como el manejo y tratamiento de la producción en superficie. Finalmente se presentaron los resultados obtenidos en la aplicación del método CHOPS en el campo Patos-Marinza localizado en Albania.

Cabe aclarar que en esta investigación se detectó que las compañías pequeñas, si se comparan con las operadoras transnacionales, han generado y desarrollado la mayoría de las nuevas tecnologías para crudo pesado, basándose en la experiencia adquirida en la operación de las mismas; la práctica diaria con CHOPS, ha sido concebida y perfeccionada, hasta el momento, en el campo y no en un laboratorio o frente a una computadora; desafortunadamente muchas de estas prácticas no han quedado debidamente documentadas, por lo que ha sido complicado generar modelos teóricos que predigan de forma confiable el comportamiento de este tipo de pozos.

Con el análisis de este método de producción en frío, se busca sentar las bases para la posible evaluación de la factibilidad de su aplicación en proyectos de crudos pesados en México, es por ello que los conocimientos básicos necesarios para este fin, son el eje sobre el cual se ha desarrollado este trabajo. Partiendo de las propiedades que poseen los campos que son explotados con CHOPS en diferentes regiones del mundo y los parámetros de operación del Bombeo de Cavidades Progresivas, se ha generado una tabla que resume las características promedio mínimas necesarias para poder considerar un campo como posible candidato para la implementación de esta tecnología.

**Tabla 1. Valores Recomendados de las Propiedades de un Yacimiento Candidato al Método CHOPS.**

<b>PROPIEDAD</b>	<b>VALOR PROMEDIO</b>
Espesor de la capa de arena [m]	< 30
Profundidad [m]	< 1500
Permeabilidad de la formación [Darcy]	1 – 4
Porosidad [%]	30
Viscosidad [cp]	1,000 – 15,000
Densidad del aceite (°API)	< 15
Saturación de aceite [%]	75
Presión inicial del yacimiento [ <i>lb/pg<sup>2</sup> abs</i> ]	1,350
Saturación de agua [%]	25
Temperatura del yacimiento [°C]	< 150

Es necesario aclarar que previo a realizar la comparación de los valores presentados en la Tabla 1 con los del yacimiento en cuestión, se debe estar plenamente seguro que éste produce en areniscas no consolidadas y que no está asociado a una zona de agua móvil cercana; estas dos condiciones son fundamentales para el método CHOPS. Las propiedades citadas en la Tabla 1 se han identificado en la presente investigación como las condiciones críticas que dictaminarán la posible aplicación de esta tecnología en un campo determinado.

El método CHOPS se recomienda para yacimientos de baja energía debido a que, presiones iniciales elevadas aumentarán la velocidad de la mezcla producida, ocasionando graves problemas de abrasión en la tubería de producción, en el sistema artificial de producción instalado, en los equipos superficiales, etc. A pesar de que generalmente, los yacimientos de baja energía están asociados a profundidades someras como las presentadas en la Tabla 1, se deberá tener precaución con yacimientos más profundos, pues la alta densidad del crudo sumada a la gran cantidad de arena producida aumentarán el peso de la columna hidrostática a levantar, razón por la cual se deben analizar a detalle los rangos de aplicación de los sistemas artificiales de producción candidatos a ser instalados en pozos de este tipo, principalmente los referentes al Bombeo de Cavidades Progresivas.

La temperatura es un factor importante a considerar principalmente en el diseño del elastómero de la bomba de cavidades progresivas, por tanto yacimientos con temperaturas por encima de los límites citados se descartarán para este sistema de levantamiento artificial. Hay que recordar que los cortes elevados de producción de agua aumentan los costos de tratamiento del crudo (deshidratación), por lo que se considera que una saturación de agua mayor al 25% causará ineficiencia económica. Como se mencionó en el Capítulo 3, existe una relación directa entre la viscosidad del crudo y el arrastre de arena, por tanto se debe tener en cuenta que valores de viscosidad en el rango propuesto son los adecuados para la óptima y eficiente producción de pozos con CHOPS.

Durante el desarrollo de la presente investigación se detectó que en la actualidad no existe algún yacimiento en México que posea características similares a las que se plantean en la Tabla 1. En la Región Marina Noreste y en la Región Sur existen campos que producen crudos medianos y ligeros en arenas no consolidadas, pero se descartan como posibles candidatos, pues la viscosidad del aceite producido impediría el arrastre constante de los granos de arena hacia el pozo. Las condiciones de operación son totalmente adversas, ya que algunos intervalos productores se encuentran incluso por debajo de los 5,000 [m] y con presiones iniciales por encima de 6,000 [ $lb/pg^2$  abs]; debido a estos valores de presión tan elevados, si se permitiera el flujo de arena hacia el pozo, las altas velocidades a las cuales viajarían los sólidos dañarían todos los equipos del sistema integral de producción. En el caso de la Región Marina Noreste, el método CHOPS se descartaría principalmente porque los pozos se encuentran costa afuera, lo que hace imposible pensar en la instalación de infraestructura de tratamiento y almacenamiento a boca de pozo como las que se operan en Canadá.

A pesar de las propiedades tan especiales inherentes a yacimientos con CHOPS, se exhorta a la comunidad petrolera a que una vez entendidos los mecanismos de producción involucrados en este método, continúe con el trabajo de investigación, desarrollo y mejoramiento de la información aquí presentada, con el fin de buscar campos petroleros en México que sean candidatos a ser explotados con esta tecnología. Del mismo modo se invita a no limitarse al análisis técnico, sino también a la evaluación económica de los posibles proyectos de este tipo, pues sin lugar a dudas es el factor principal en la toma de decisiones para el desarrollo de los mismos.

Para finalizar, se espera que el análisis y el aporte realizado sirvan para concientizar acerca de las dificultades involucradas y de la urgente necesidad de nuevas alternativas para resolver las problemáticas que se están presentando en el panorama actual de la industria petrolera nacional.

**NOMENCLATURA.**

<b>A</b>	Área Transversal del Pozo	[pie <sup>2</sup> ]
<b>c<sub>s</sub></b>	Cantidad de Arena Máxima Permisible	[ <i>fracción volumen</i> ]
<b>c<sub>r</sub></b>	Compresibilidad de la Roca	[psi <sup>-1</sup> ]
<b>S<sub>c</sub></b>	Corte de Arena	[ft <sup>3</sup> / bl]
<b>ρ<sub>o</sub></b>	Densidad del Aceite	[kg/m <sup>3</sup> ]
<b>ρ<sub>w</sub></b>	Densidad del Agua	[kg/m <sup>3</sup> ]
<b>ΔP</b>	Diferencial de Presión a través de ΔL	[atm]
<b>σ</b>	Esfuerzo	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
<b>σ<sub>r</sub></b>	Esfuerzo Radial	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
<b>σ<sub>θ</sub></b>	Esfuerzo Tangencial	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
<b>σ<sub>sc</sub></b>	Esfuerzo de Sobrecarga	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
<b>h</b>	Espesor de la Arena	[m]
<b>B<sub>o</sub></b>	Factor de Volumen del Aceite	[m <sup>3</sup> a c.y. / m <sup>3</sup> a c.e.]
<b>q<sub>c</sub></b>	Gasto Crítico	[bls/día]
<b>Q</b>	Gasto Incremental	[bls/día]
<b>Q<sub>i</sub></b>	Gasto Inicial de Producción	[bls/día]
<b>γ<sub>o</sub></b>	Gravedad Específica del Crudo	[ <i>fracción</i> ]
<b>ΔL</b>	Longitud del Medio Poroso	[cm]
<b>k</b>	Permeabilidad	[Darcy]
<b>k<sub>p</sub></b>	Permeabilidad en la Zona de Cedencia	[Darcy]

$\Phi$	Porosidad	[ <i>fracción</i> ]
$p$	Presión	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
$P_y$	Presión del Yacimiento	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
$P_i$	Presión Inicial	[lb/pg <sup>2</sup> abs]
$r_e$	Radio de Drene	[ft]
$r_d$	Radio con Efecto de Daño	[ft]
$r_w$	Radio del Pozo	[ft]
$r$	Radio de la Zona Alterada	[ft]
<b>RG</b>	Relación Gas-Aceite	[ft <sup>3</sup> de gas a c.e. / bl de aceite a c.e.]
$S_o$	Saturación de Aceite	[ <i>fracción</i> ]
$T$	Temperatura	[°F]
$T_c$	Temperatura Crítica	[°R]
$T_y$	Temperatura del Yacimiento	[°F]
$v_{sl}$	Velocidad de Deslizamiento de la Arena	[pie / seg]
$v$	Velocidad de Flujo	[cm/s]
$v_f$	Velocidad del Fluido	[cm/s]
$v_s$	Velocidad de los Granos Suspendidos	[cm/s]
$\mu$	Viscosidad	[cp]
$\mu_o$	Viscosidad del Aceite Muerto	[cp]

## BIBLIOGRAFÍA.

### Artículos Técnicos.

1. Beresnev, Igor. Elastic-Wave Stimulation of Oil Production: A Review of Methods and Results. Society of Exploration Geophysicists, 1994.
2. Butler, Roger, et. al. Solvent Analog Model of Steam-Assisted Gravity Drainage. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, 1989.
3. Butler, Roger. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. University of Calgary 1991.
4. Das, Swapan, et. al. VAPEX: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE Journal, SPE 50941, 1998.
5. Doraiah, Adabala, et. al. In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC A Success Story. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Kingdom of Bahrain. SPE 105248, 2007.
6. Dusseault, Maurice, et. al. A New Workover Tool for CHOP Wells. Petroleum Society of Canada, Annual Technical Meeting, Alberta 1999. Paper Number 99-77.
7. Dusseault, Maurice. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands. Petroleum Society of Canada, Canadian International Petroleum Conference, Alberta 2001.
8. Dusseault, Maurice, et. al. Disposal of Dirty Liquids Using Slurry Fracture Injection. SPE Exploration and Production Environmental Conference, Texas. SPE 37907, 1997.
9. Dusseault, Maurice, et. al. Mechanisms of Massive Sand Production in Heavy Oils. Porous Research Institute, University of Waterloo, Canada 1998.
10. Dusseault, Maurice, et. al. Skin Self-Cleaning in High Rate Oil Wells Using Sand Management. SPE International Symposium of Formation Damage Control, Louisiana. SPE 58786, 2000.
11. Dusseault, Maurice, et. al. Workovers Strategies in CHOPS Wells. Petroleum Society of Canada, Journal of Canadian Petroleum Technology Volume 43, September 2004.

12. Farouq, Ali. Heavy Oil Recovery-Principles, Practicality, Potential and Problems. Billings, Montana. SPE 4935, 1974.
13. Geilikman, Mikhail. Sand Production and Yield Propagation around Wellbores. Petroleum Society of Canada, Annual Technical Meeting, Alberta 1994. Paper Number 94-89.
14. Greaves, Malcolm, et. al. New Air Injection Technology for IOR Operations in Light and Heavy Oil Reservoirs. University of Bath, England. SPE 57295, 2002.
15. Guo, Boyun, et. al. Critical Oil Rate and Well Productivity in Cold Production from Heavy Oil Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence. SPE 133172, 2010
16. Guo, Xiao, et. al. High Frequency Vibration Recovery Enhancement Technology in the Heavy Oil Fields of China. SPE Journal, SPE 86956, 2004.
17. Hong, K.C. Recent Advances in Steamflood Technology. International Thermal Operations Heavy Oil Symposium. Bakersfield, California. SPE 54078, 1999.
18. Jackson, Susan. Advances in Seismic Stimulation Technologies. Department of Energy, National Petroleum Technology Office, 2001.
19. Revana, Karthik, et. al. Optimization of Cyclic Steam Stimulation under Uncertainty. Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Texas, U.S.A. SPE 107949, 2007.
20. Song, Zhengyu, et. al. Cold Production of Thin-Bedded Heavy Oil Reservoir in Henan Oilfield. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, China. SPE 50885, 1998.
21. Wang, Yalong, et. al. An Integrated Reservoir Model for Sand Production and Foamy Oil Flow During Cold Heavy Oil Production. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Venezuela. SPE 69714, 2001.
22. Wang, Yalong. Sand Production and Foamy Oil Flow in Heavy Oil Reservoirs. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, California. SPE 37553, 1997.
23. Weatherill, Brian, et. al. Cold Heavy Oil Production at Patos-Marinza, Albania. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Alberta. SPE 97992, 2005.



24. Xia, Tian, et. al. Injection Well - Producer Well Combinations in THAI *Toe-to-Heel Air Injection*. Alberta Research Council, Calgary, Canada. SPE 75137, 2002.
25. Xia, Tian, et. al. Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection. University of Bath, England, SPE 65524, 2000.

### **Libros y Revistas.**

1. Akbarzadeh, Kamran, et. al. Los Asfaltenos: Problemáticos pero Ricos en Potencial. OilField Review 2007.
2. Alboudwarej, Hussein, et. al. La Importancia del Petróleo Pesado. OilField Review 2006.
3. Bennion, Brant, et. al. A Case Study of Foamy Oil Recovery in the Patos-Marinza Reservoir, Driza Sand, Albania. Petroleum Society of Canada, Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 42, March 2003.
4. Heavy Oil Unleashing Potential. Exploration and Production Magazine, 2006.
5. McCain, William. The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition, PennWell Books, USA 1990.
6. Moon, Ted. Heavy Oil Gets Boost from Low-Viscosity Technology. Journal Petroleum Technology Online, SPE 2008.

### **Tesis Profesionales.**

1. Flores, Jessica. Producción y Transporte de Crudos Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.
2. Flores, Tania. Procesos de Recuperación Mejorada Aplicada a Aceites Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.
3. Islas, María. Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2006.
4. Olvera, Oswaldo, et. al. Sistemas y Dispositivos Especiales para la Producción de Hidrocarburos Pesados. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.

### **Reportes Técnicos.**

1. Clark, Brian. Global Oil and Gas Study - Heavy Oil. The National Petroleum Council 2007.
2. Dusseault, Maurice. CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sand in the Canadian Heavy Oil Industry. Porous Media Research Institute, University of Waterloo, Canada 2000.
3. Instituto Mexicano del Petróleo. Tipos de Petróleo. Secretaría de Energía, México 2010.
4. National Energy Board of Canada. Conventional Heavy Oil Resources of the Western Canadian Sedimentary Basin. Canada 2001.
5. Pemex Exploración y Producción. Las Reservas de Hidrocarburos de México. Petróleos Mexicanos 2008.

### **Apuntes.**

1. Arévalo, Jorge. Apuntes Ingeniería de Yacimientos de Gas. Capítulo 2 Clasificación de los Yacimientos Petroleros por el Tipo de Fluidos. Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.
2. Villegas, Isabel. Apuntes Sistemas Artificiales de Producción. Capítulo 4 Bombeo de Cavidades Progresivas. Facultad de Ingeniería, UNAM 2010.

### **Sitios Web.**

1. HeavyOilInfo.com. El Camino para el Éxito con el Crudo Pesado. Schlumberger 2008.
2. Pemex.com. Reservas de Hidrocarburos. Petróleos Mexicanos 2009.
3. eia.doe.gov. U.S. Energy Information Administration 2010.