



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA
APLICADOS A ACEITES PESADOS”**

TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA

TANIA FLORES DE DIOS MOSQUEDA

DIRECTOR
M. I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCIA

DIRECTOR ADJUNTO
M. C. HERÓN GACHUZ MURO



Ciudad Universitaria, México, D.F., Septiembre de 2008.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

Al M. C. Heron Gachuz Muro por su generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia laboral en un marco de confianza, fundamental para la concreción de este trabajo.

Sin lugar a dudas este trabajo no pudo haberse realizado sin la formación que recibí en la Facultad de Ingeniería.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi Alma Mater.

Y muchas gracias por la amistad de todos los chicos del "Atlético Banana F. C." la verdad es que tengo mucha suerte al tener en mi vida a personas como ustedes.

CONTENIDO

	Pág.
Agradecimientos	
Introducción	1
1. Aceites Pesados	3
1.1 Hidrocarburos Pesados	4
1.2 Clasificación de aceites pesados	7
1.3 Glosario	13
1.4 Referencias	14
2. Procesos Térmicos Aplicados a la Recuperación de Aceites Pesados	16
2.1 Inyección de vapor	16
2.2 Drene Gravitacional Asistido por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD)	20
2.3 Drene Gravitacional Asistido por Vapor con Expansión de Solventes (Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage, ES-SAGD)	22
2.4 Drene Gravitacional Asistido por Vapor con Un solo Pozo (Single Well-Steam Assisted Gravity Drainage, SW-SAGD)	24
2.5 Estimulación Cíclica con Vapor. (Cyclic Steam Stimulation, CSS)	25
2.6 Adición de Líquidos para la Recuperación Mejorada con Vapor (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery, LASER)	26
2.7 Inyección Alternada de Vapor y Solventes. (Steam Alternating Solvent, SAS)	28

2.8 Inyección Alternada de Vapor y Agua. (Water Alternating Steam Process, WASP)	30
2.9 Drene Gravitacional Cruzado Asistido por Vapor. (Cross-SAGD, XSAGD)	31
2.10 Inyección de agua caliente	32
2.11 Combustión in-Situ	33
2.12 Inyección de aire de principio a fin. (Toe-to-Heel-Air-Injection, THAI)	35
2.13 Inyección de Vapor de principio a fin. (Toe to Heel Steam Flood, THSF)	38
2.14 Inyección de agua de principio a fin. (Toe to Heel Water, TTHW)	39
2.15 CAPRI Versión Catalítica del THAI	40
2.16 COSH (Combustion Override Split-production Horizontal well)	41
2.17 Referencias	42

3 Procesos No Térmicos Aplicados a la Recuperación de Aceites Pesados 47

3.1 Producción de Petróleo Pesado en Frío con Arena. (Cold Heavy Oil Production with Sand, CHOPS)	48
3.2 Extracción de petróleo asistida con Vapor. (Vapor Extraction, VAPEX)	49
3.3 Gas Miscible en hidrocarburos pesados	52
3.4 Fracturamiento hidráulico	53
3.5 Pozos horizontales o desviados	54
3.6 Inyección de agua	56
3.7 Inyección de polímeros	56
3.8 Inyección de Dióxido de Carbono	57
3.9 Alteración de la mojabilidad	57
3.10 Referencias	59

4. Yacimientos de Aceite Pesado en el Mundo, Aplicación de Procesos de Recuperación Mejorada	61
4.1 Irán	64
4.2 Turquía	65
4.3 Egipto	67
4.4 Cuba	67
4.5 Brasil	68
4.6 Omán	69
4.7 México	69
4.8 India	73
4.9 Canadá	74
4.10 Estados Unidos	75
4.11 África	75
4.12 Venezuela	76
4.13 Indonesia	77
4.14 China	78
4.15 Referencias	79
5. Criterios de Selección para Yacimientos de Aceite Pesado	81
5.1 Nitrógeno y gas	83
5.2 Hidrocarburos miscibles	85
5.3 Inyección de CO ₂	87
5.4 Inyección de polímeros	88
5.5 Combustión in situ	90
5.6 Inyección de vapor	91
5.7 Referencias	93
6. Conclusiones y recomendaciones	94

Introducción

En el mundo se muestra un crecimiento acelerado en la demanda de energía.¹ Los países como Estados Unidos, China, Rusia y la India consumen un porcentaje muy grande de la energía, por ello se han tomado diversas acciones como buscar fuentes no convencionales de energía tales como energías renovables, hidratos de metano o el reestablecimiento de programas nucleares.

Cualquier perspectiva demuestra que los combustibles fósiles todavía serán la fuente principal de la energía. Al respecto, los hidrocarburos desempeñan un papel importante en el mundo. Con algunas excepciones, el planeta se ha explorado casi exhaustivamente al punto donde tenemos una buena estimación de los recursos.

El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 x 10¹² (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m³]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitúmen.

Las fracciones de crudo más livianas 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 y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

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

Muchos depósitos de aceite pesado no se incluyen en los portafolios de las compañías debido a sus bajos beneficios. Sin embargo, lo ventajoso de estos proyectos se puede mejorar significativamente por medio de métodos poco convencionales.

Muchos descubrimientos recientes de hidrocarburos en México son de aceites pesados. Además dada la declinación inminente de campos de aceites como Cantarell (Mayor parte de la producción de petróleo crudo en México), la necesidad de analizar la viabilidad de los métodos de recuperación poco convencionales es muy necesaria.

Diversos autores han coincidido en que en lo general, para la producción de aceites pesados, existen sólo dos métodos que permiten mejorar los factores de recuperación final de estos yacimientos. Uno de ellos es el método térmico en donde se desea reducir la viscosidad del aceite incrementando su temperatura. El otro, el método no térmico, utiliza técnicas de bombeo, pozos horizontales, fracturamientos hidráulicos, mecanismos de gas disuelto, entre otros.

Este trabajo pretende encaminarnos a una descripción de los métodos térmicos y no térmicos que se usan para la extracción de hidrocarburos pesados, ya que, debido a sus altas viscosidades, es necesaria la ayuda de algún proceso para facilitar su extracción.

Se presentan también algunos campos de hidrocarburos pesados en el mundo donde han sido utilizados algunos de los métodos. De igual manera, en base a la experiencia obtenida de diversos campos a nivel mundial, plasmamos algunos criterios importantes para la selección de diversos métodos estudiados y aunado a ello se proponen criterios que bien pueden ser aplicados en un futuro cercano a los campos mexicanos, mismos que de una manera práctica y sencilla pudieran dar la pauta para pensar en aplicar algún proceso desde su vida temprana o bien en una etapa posterior de explotación

1. Aceites Pesados

Gravedad API

La gravedad API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo, comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y, por lo tanto, su gravedad API es mayor. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades (ver fórmula abajo). Sin embargo, siempre al número se le coloca la denominación grado API. La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrómetro.

La fórmula usada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\gamma \text{ a } 60^{\circ} F} - 131.5$$

La fórmula usada para obtener la gravedad específica del líquido derivada de los grados API es la siguiente:

$$\gamma \text{ a } 60^{\circ} F = \frac{141.5}{^{\circ} API + 131.5}$$

Por lo tanto, agua con una gravedad específica de 1 (esta es la densidad del agua pura a 60 °F) tendrá la siguiente gravedad API:

$$\frac{141.5}{1.0} - 131.5 = 10^{\circ} API$$

60 °F (ó 15 5/9 °C) es usado como el valor estándar para la medición y reportes de mediciones.

Generalmente, un mayor valor de gravedad API en un producto de refinería representa que este tiene un mayor valor comercial. Esta regla es válida hasta los 45 grados API, más allá de este valor las cadenas moleculares son tan cortas que hacen que los productos tengan menor valor comercial.

1.1 Hidrocarburos Pesados

Los hidrocarburos pesados generalmente comienzan siendo hidrocarburos ligeros (30-40 °API) para después ser alterados por biodegradación.² La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado. A lo largo de la escala de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C; el proceso se limita a los yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 Km.

La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, con 1.2 trillones de barriles [190,000 millones de m³] de petróleo extrapesado de 6 a 12 °API. Las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado de la cuenca del Oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 1.7 trillones de bbl [270,000 millones de m³]. Las fuentes de estos petróleos no se conocen totalmente pero existe acuerdo, en ambos casos, en cuanto a que provienen de petróleos marinos severamente biodegradados. Los 5.3 trillones de barriles [842,000 millones de m³] de todos los depósitos del Oeste de Canadá y del Este de Venezuela representan los restos degradados de los que alguna vez fueron probablemente 18 trillones de barriles [2.9 trillones de m³] de petróleos más livianos. En cualquier ambiente depositacional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado. Las acumulaciones de breas existen en muchos yacimientos, cerca del contacto agua-

petróleo, donde las condiciones conducen a la actividad microbiana. El ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

La figura 1.1 muestra un ambiente geológico de uno de los depósitos de petróleo pesado más grandes del mundo.

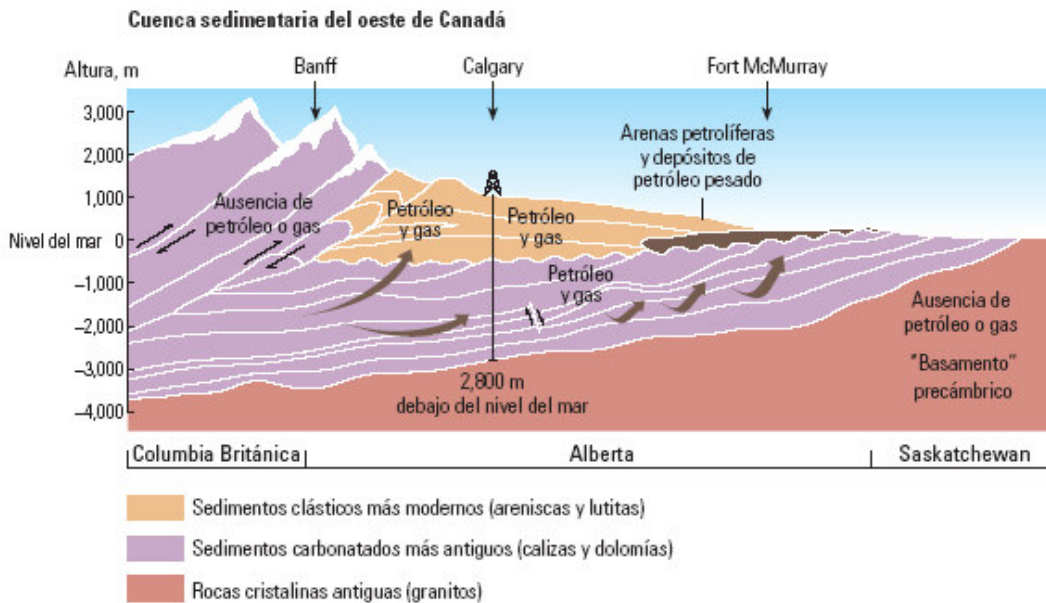


Figura 1.1. Durante los episodios de orogénesis se forman las cuencas de antepaís frente a la cadena de montañas por hundimiento de la corteza terrestre. Los sedimentos marinos de la cuenca (púrpura) se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos (marrón oscuro) que migran echado arriba, constituyendo los sedimentos (naranja) erosionados desde las montañas recién formadas. Los microbios presentes en estos sedimentos relativamente fríos biodegradan el petróleo, formando petróleo pesado y bitumen. Donde la sobrecubierta tiene menos de 50 m [164 pies], el bitumen puede ser explotado a cielo abierto.

De los 6 a 9 trillones de barriles [0.9 a 1.4 trillones de m³] de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes, entrampados en los flancos de las cuencas de antepaís. Las cuencas de antepaís son depresiones enormes, formadas a raíz del

hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos que migran echado arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas (arriba). Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello. En estos sedimentos fríos y someros, el hidrocarburo se biodegrada.³

Los aceites pesados se caracterizan por tener bajas gravedades API (6° - 25°) y altas viscosidades. La viscosidad de un aceite pesado puede estar en el rango 100cp-6000cp, siendo 6000cp el límite superior bajo esta definición. Estos aceites poseen muy poco gas en solución. Aceite pesado se refiere únicamente a aquellos depósitos que deben ser explotados in situ y que normalmente son localizados a profundidades entre 300 y 1200 m.

Generalmente contienen cantidades mayores de azufre, metales y asfaltos que el promedio. Similarmente los aceites pesados contienen grandes cantidades de metales como el vanadio. Las altas cantidades de azufre y metal contenidos en el crudo crean problemas al momento del proceso de refinación.

Los aceites pesados se encuentran en areniscas, dolomitas, conglomerados, carbonatos de calcio, etc. Por lo general, se encuentran en arenas poco consolidadas con permeabilidades con el orden de pocos darcys. Las saturaciones generalmente son altas, tal vez mayores que $0.123 \text{ m}^3/\text{m}^2\text{-m}$. Casi la mitad de los yacimientos de aceites pesados poseen profundidades menores a los 914.4 m. Los espesores de las formaciones son mayores a los 15.24 m. Las extensiones areales son altamente variables con un valor desde unos cuantos metros cuadrados hasta miles de metros cuadrados.⁴

Los yacimientos de hidrocarburos pesados tienden a ser arenas no consolidadas lo cual nos crea algunos retos. El primero es lograr la obtención de valores aproximados de las propiedades de la roca, principalmente de la porosidad, cuando los núcleos están dañados. El segundo es que la arena es producida junto con el hidrocarburo con el fin de mantener los niveles económicos de producción. La formación de zonas con alta permeabilidad creadas por la producción de arena puede aumentar en gran medida la producción de los pozos, ya que la producción de arena cambia la porosidad, la permeabilidad y la estabilidad de la formación. Otro fenómeno interesante es la formación de

espuma de hidrocarburo, donde la espuma se mezcla con la fase líquida esto también aumenta la producción del pozo.

1.2 Clasificación de aceites pesados

El término aceite pesado es usado para describir aceites con una gravedad menor a 25 °API.

Algunas veces los hidrocarburos semisólidos como los de arenas bituminosas y los asfaltenos son incluidos en esta definición. Con base en la viscosidad a condiciones de yacimiento, las reservas de aceites pesados se han clasificado en cuatro categorías:

Clase A. Aceites pesados

Poseen una gravedad API entre $25 > \text{°API} > 18$, una viscosidad entre $100 \text{ cp} > \mu > 10 \text{ cp}$.

Incluyen aceites pesados contenidos en depósitos que poseen parámetros de roca y líquido adecuados para operaciones de recuperación térmica. Tales parámetros son referidos a:

- 1). Yacimientos de areniscas a profundidades menores a 3000 m.
- 2). Arenas saturadas de aceite con un espesor neto mayor a 3 m.
- 3). Saturaciones comunes del aceite en el yacimiento mayores de $0.09 \text{ m}^3/\text{m}^2\text{-m}$.
- 4). La viscosidad del aceite en el yacimiento debe ser suficiente para que el aceite pueda moverse a condiciones de yacimiento.

La figura 1.2 es una muestra de un aceite pesado.



Figura 1.2 Aceite Pesado.

Clase B. Aceites extra pesados

Poseen una gravedad entre 7 y 18 °API, $10,000 \text{ cp} < \mu < 100 \text{ cp}$, son móviles a condiciones de yacimiento, e incluyen los aceites pesados contenidos en depósitos que poseen algunos de los parámetros de roca y líquido que se mencionaron anteriormente para operaciones de recuperación térmica. Debido a esto será necesario implementar algunas mejoras para lograr la recuperación térmica.

La figura 1.3 es una fotografía de un aceite extrapesado.



Figura 1.3 Aceite extrapesado.

Clase C. Arenas bituminosas y bitumen

Poseen una densidad entre 7 y 12°API, $10,000 \text{ cp} < \mu$, no es móvil a condiciones de yacimiento. El término bitumen es usado en lugar del término aceite pesado, este término se utiliza para describir el aceite mas pesado de los espectros de aceites pesados.⁵ El Instituto de las Naciones Unidas propone que el término bitumen se defina si tiene una viscosidad $>10^4 \text{ cp}$ [$>10^4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$] y una gravedad API $< 10^\circ$ [$>1 \text{ g/cm}^3$]. Otra definición de bitumen nos dice que es una mezcla viscosa

natural que consiste principalmente en hidrocarburos más pesados que el pentano y puede contener compuestos de sulfuro y que en su estado viscoso natural no es recuperable a través de un pozo. El término de arenas bituminosas es aplicado a menudo a las arenas del área de Athabasca en Canadá, que son recuperables mediante procesos muy similares a los usados en la minería. Lo que tienen en común las arenas bituminosas con los aceites pesados es que en comparación con los aceites convencionales tienen alto contenido de asfaltenos, azufre y metales. Los componentes no hidrocarburos tienden a aumentar cuando la gravedad API tiende a ser baja, lo cual en combinación con el decremento de componentes ligeros reduce el valor comercial del aceite. El bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

La figura 1.4 muestra una arena bituminosa.



Figura 1.4 Arena bituminosa.

Clase D. Lutitas con alto contenido de aceite (Oil Shales)

Se encuentran en estado sólido y no fluyen; por estas características se usan procedimientos similares a la minería. Las lutitas pueden ser económicamente explotables solo si su permeabilidad natural puede incrementarse en una magnitud muy grande.

En los afloramientos naturales las capas son relativamente finas, ya que van de los 7.6 m a los 15.2 m de espesor. Las formaciones de lutitas no contienen aceite libre sino una materia orgánica llamada keroseno. El keroseno produce hidrocarburos derivados del petróleo mediante la destilación

destruccion. Este debe ser calentado aproximadamente a 700 °F, temperatura a la cual se descompone el aceite, los gases y el coque de la lutita.⁶

Los depósitos de combustible fósil en lutitas proporcionarán aceite muy necesario tan pronto como la tecnología se desarrolle para lograr extraerlo de las lutitas. Existen tres métodos que son investigados actualmente para recuperar el aceite de las lutitas. El más viejo requiere la explotación tipo minera de las lutitas. El segundo método son los procesos modificados in situ, en los cuales se cava un tubo por debajo del yacimiento (oil shales) con el fin de utilizar explosivos para destruir la formación y hacerla caer en el agujero. Ambos métodos requieren excavaciones y son ambientalmente perjudiciales.

El tercer método exige fracturar la formación de lutitas de una forma similar al proceso convencional en pozos petroleros. El agua y la arena dura del fracturamiento se bombean a la formación a altas presiones creando fracturas. Estas fracturas proporcionan una trayectoria para otros líquidos. El explosivo puede bombearse en las trayectorias para ser detonado después. La combustión comienza en el centro de la formación. El aire se bombea en la formación para permitir continuar con la combustión. El calor de la pirolisis fuerza al aceite fuera de la formación y lejos del centro, donde el aceite es recuperado en los pozos perforados en la periferia. El volumen disminuido de las partículas causado por la combustión permite un flujo radial del aceite.⁷

La figura 1.5 muestra una fotografía de lutitas con alto contenido de aceite.



Figura 1.5 Lutitas con alto contenido de aceite.

Tomando en cuenta la baja movilidad de los aceites pesados, las recuperaciones primaria y secundaria de dichos aceites son bajas. En el caso de un aceite de 25 °API, la recuperación primaria es del orden de 5-10%, la cual posiblemente incremente a un 15% mediante la inyección de agua. La inyección de agua generalmente es muy ineficiente en los yacimientos de aceites pesados, por lo que el porcentaje de recuperación es bajo.

Es evidente que el principal obstáculo en la recuperación de hidrocarburos pesados es la gran viscosidad. Cualquier reducción en la viscosidad incrementará la movilidad de los hidrocarburos.

La figura 1.6 muestra gravedades y viscosidades de hidrocarburos y otros líquidos, con el fin de dar una idea de la consistencia de los hidrocarburos dependiendo de los °API y de los cp.⁸

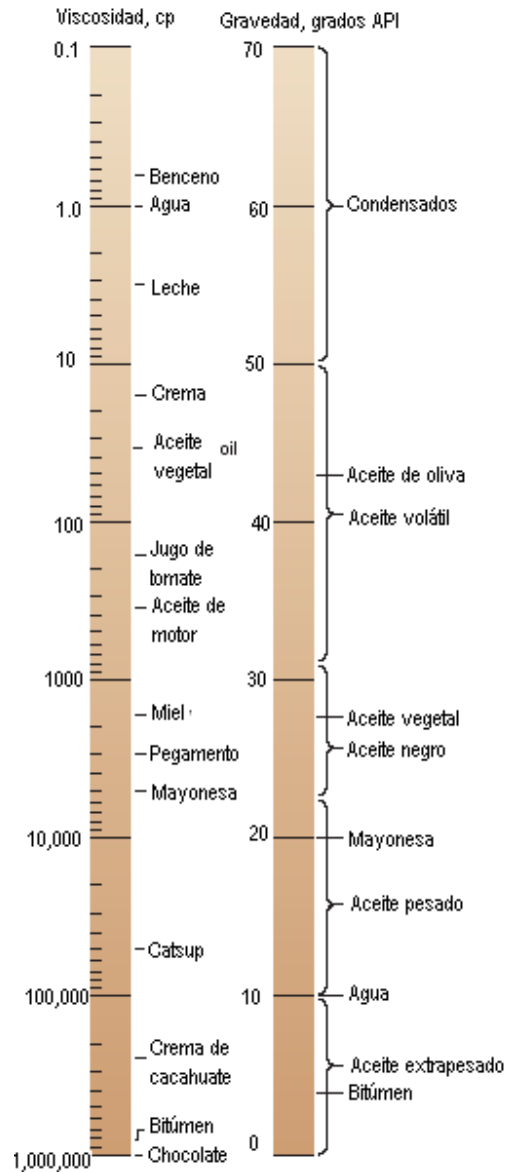


Figura 1.6 Viscosidades y densidades de hidrocarburos y de otros líquidos.

1.3 Glosario

Aromáticos: Hidrocarburos que contienen uno o más anillos de benceno. Monoaromáticos que tienen la fórmula molecular C_nH_{2n-6} . Hidrocarburos aromáticos policíclicos que contienen grandes cantidades de anillos con dos o más átomos de carbono compartidos entre los anillos.

Asfaltenos: Constituyentes asfálticos de los hidrocarburos que son solubles en bisulfato de carbono pero insoluble en petróleo o n-pentano. Los asfaltenos son aglomeraciones de moléculas con aromáticos condensados y anillos nafténicos mediante cadenas de parafinas

Biodegradación: Destrucción de petróleo mediante bacterias a temperaturas menores a 88°C, mediante la cual se convierten los hidrocarburos en alcoholes, ácidos, y otros productos solubles en agua.

Bitumen: Sustancia nativa de diversos colores, dureza y volatilidad y compuesto principalmente de elementos de carbono e hidrógeno y algunas veces es asociado con material mineral. Los constituyentes no minerales son fuertemente solubles en bisulfato de carbono.

Parafina: (Alcano) Hidrocarburo con la fórmula molecular C_nH_{2n+2} . Tiene cadenas lineales normales de parafinas y alcanos ramificados como el metano, etano, propano e isobutano.

Resina: La resina es la fracción residual de petróleo que es insoluble en propano líquido, pero son solubles en n-pentanos.

1.4 Referencias

1. Rangel-German E. R., Camacho-Romero S., Neri-Flores U., Theokritoff W., SPE, Schlumberger. "Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy-Oil Projects". First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August-2. Septiembre 2006. SPE 104046-MS.
2. AMY HINKLE and M. BATZLE. Heavy oils: A worldwide overview. JUNE 2006. http://crusher.mines.edu/pdf/TLE_Hinkle-Final.pdf
3. Hussein Alboudwarej Joao (John), Felix Shawn Taylor Edmonton, Rob Badry, Chad Bremner, Brent Brough, Craig Skeates, Andy Baker, Daniel Palmer, Katherine Pattison, Mohamed Beshry, Paul Krawchuk, George Brown, Rodrigo Calvo, Jesús Alberto Cañas Triana, Roy Hathcock, Kyle Koerner, Trevor Hughes, Dibyanu Kundu, Jorge López de Cárdenas, Chris West. "La importancia del petróleo pesado". Oil Field Review. Otoño 2006.
4. Farouq Ali, S.M. "Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential, and Problems" SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Billings, Montana. 15-16 May 1974. SPE 4935-MS.
5. K. Revana and H.M. Erdogan. "Optimization of Cyclic Steam Stimulation Under Uncertainty". Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, U.S.A. 1-3 April 2007. SPE 107949-MS
6. Peter J. Brigs, R. Paul Baron, Richard J. Fulleylove, Mervyn S. Wright. "Development of Heavy Oil-Reservoir". Journal of Petroleum Technology, February 1988.
7. Goldstein, Kenneth M., Goldstein, Linda F." FINAL FIELD RESULTS OF TRUE IN SITU OIL SHALE RETORTING DEMONSTRATION PROJECT IN THE GREEN RIVER FORMATION

OF SOUTHWESTERN WYOMING". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada. 23-26 September 1979. SPE 8445-MS.

8. Carl Curtis, Robert Kopper Petrozuata, Eric Decoster, Angel Guzmán-Garcia, Cynthia Huggins, Larry Knauer, Mike Minner, Nathan Kupsch, Luz Marina Linares, Howard Rouge. Bakersfield, California, Mike Waite. "Heavy-Oil Reservoirs". Otoño 2002.

2. Procesos Térmicos Aplicados a la Recuperación de Aceites Pesados

El interés en los procesos de recuperación mediante métodos térmicos ha incrementado notablemente debido a los resultados que se han obtenido. Uno de los mejores resultados que se obtiene de estos métodos es la reducción significativa de la viscosidad del aceite mediante el incremento de la temperatura en el yacimiento.

Los métodos asistidos térmicamente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.

Todos los procesos de recuperación térmica reducen la resistencia a fluir de los fluidos, mediante la reducción de la viscosidad de los fluidos.¹

2.1 Inyección de Vapor

La inyección de vapor es un método de recuperación secundaria o terciaria; es un proceso de desplazamiento que requiere por lo menos dos pozos, uno inyector y otro productor; en el primero se inyecta la cantidad deseada de vapor generado en la superficie hacia el subsuelo para desplazar al aceite hacia los pozos productores donde es bombeado hacia la superficie, tratado y, finalmente enviado al mercado.

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 más costoso cuando algunos pozos productores deben convertirse en inyectores debido a que requieren un constante suministro de vapor.

En la inyección de vapor, los procesos involucrados en la recuperación de aceite son más complejos. Por lo tanto, el significado de “mecanismo” implica procesos de desplazamiento de aceite así como alteraciones en los procesos 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.

Con base en investigaciones de laboratorio de recuperación térmica, los mecanismos de desplazamiento en la inyección de vapor se han identificado como:

1. Vapor
2. Solventes in-situ
3. Reducción de la viscosidad
4. Variaciones en la presión capilar y en la permeabilidad
5. Expansión térmica
6. Segregación gravitacional
7. Gas en solución
8. Emulsiones

La siguiente figura muestra un esquema de la inyección de vapor.

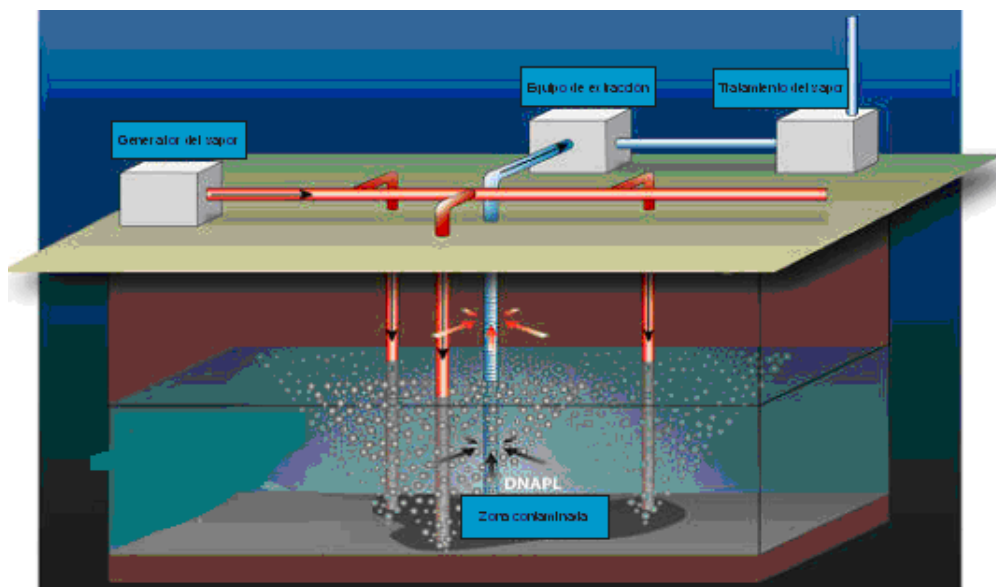


Figura 2.1 Proceso de Inyección de Vapor

La figura 2.2 muestra una vista frontal del proceso de Inyección de Vapor.

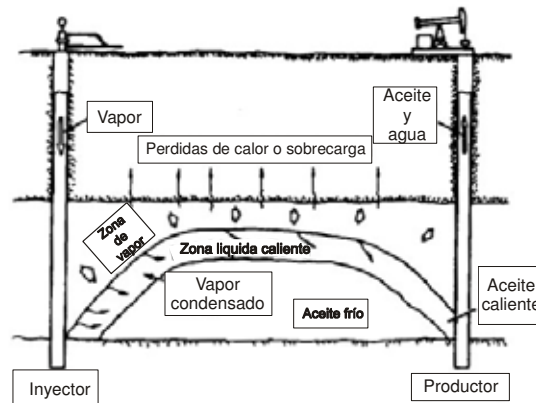


Figura 2.2 Vista frontal del proceso de Inyección de Vapor

Algunos de los aspectos característicos de un yacimiento con inyección de vapor son:

1. Debido al calor por conducción y convección la temperatura de los fluidos y de las rocas aumenta.
2. La viscosidad de los fluidos disminuyen.
3. Los volúmenes de roca y de los fluidos aumentan, por lo tanto, reducen sus densidades.
4. Se vaporiza una pequeña fracción de petróleo.
5. Las fuerzas interfaciales se reducen.
6. Las permeabilidades del agua y del aceite se modifican.

Estas características no se presentan uniformemente en el yacimiento inyectado por vapor.

La figura 2.3 muestra un diagrama de las posibles distribuciones de las zonas con flujo de fluidos.

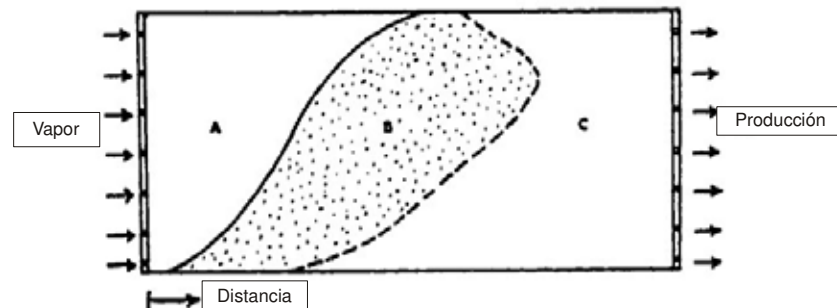


Figura 2.3 Zonas de la distribución de vapor: a. Zona de vapor, b. Zona de vapor condensado, c. Zona inicial.

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 calor condensado son la reducción de la viscosidad, variación de la permeabilidad, expansión térmica, segregación gravitacional y los solventes in-situ.

En la zona inicial los principales mecanismos son desplazamiento por agua y segregación gravitacional.

Bajo condiciones ideales, la zona de vapor puede existir 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, tal vez menor al 20%. En seguida 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 en donde el agua ya fría junto con el aceite barrido por las tres zonas son bombeados hacia la superficie.

La expansión térmica también es un importante mecanismo en la zona de condensación, puesto que incrementa la saturación del fluido y reduce su densidad.

Cada vez existen mayores avances que hacen que este proceso sea más eficiente y efectivo. Estos avances extienden el proceso desde aceites con gravedades mayores a 20 °API hasta aceites con gravedades menores a 10 °API.

Los principales factores que hacen atractivo este método son:

1. Precios de hidrocarburos más altos
2. Menores gastos de operación
3. Avances tecnológicos

Algunos inconvenientes de la inyección de vapor son los sobre suministros o bajo suministros de vapor, las pérdidas de calor, el gran consumo de combustible, la fuga de vapor por el espacio anular y la segregación gravitacional. La inyección de vapor como método de recuperación in situ ha sido usado por varios años, mayormente en algunos campos de hidrocarburos pesados de Venezuela y algunos campos de Canadá (Pikes Peaks, Tangleflags).

Cuando se ha inyectado vapor por un periodo grande, la producción de aceite disminuye y es necesario aplicar nuevos procesos para la recuperación de aceite; existen diversas variantes de la inyección de vapor como el SAGD, SW-SAGD, ES-SAGD, WASP, SAS, LASER, CSS, entre otros, mismos que serán discutidos en páginas siguientes.

2.2 Drene Gravitacional Ayudado por Vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD)

El SAGD es comúnmente usado donde la producción no-térmica no es posible. Otras características importantes para la utilización de este método son la alta porosidad, alta permeabilidad, baja saturación de agua y un espesor productor de 10 m a 40 m.² Este proceso incluye dos pozos horizontales paralelos perforados desde un mismo punto o de puntos adyacentes. La separación vertical entre los pozos debe ser de 5 m aproximadamente; la longitud horizontal de los pozos varía, aunque normalmente la longitud usada es de 1 Km. El pozo superior debe encontrarse cerca del límite superior del yacimiento.

Al principio el vapor es circulado en ambos pozos para calentar suficientemente el aceite, en la vecindad de los pozos para que este 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 continuamente que el vapor sea inyectado por debajo de la presión de fractura de la roca. 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 petróleo movilizado fluya en sentido descendente, hacia el productor horizontal inferior.

Durante este periodo el ritmo de producción aumenta constantemente hasta que alcanza la cima del yacimiento. El SAGD no solo contrarresta el efecto de la alta viscosidad sino también proporciona el desplazamiento necesario para que el aceite se produzca cuando el yacimiento comienza a depresionar.³

La figura 2.4 muestra un esquema del proceso SAGD.

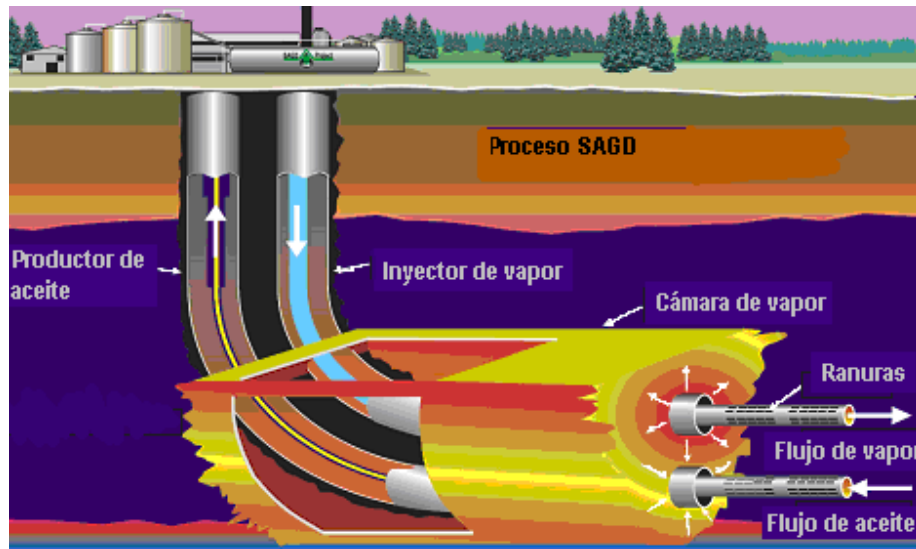


Figura 2.4 Proceso SAGD.

La relación vapor/aceite con sus siglas en inglés SOR (Steam Oil Ratio) es un parámetro utilizado para vigilar la eficiencia de los procesos de producción de petróleo mediante la inyección de vapor. Esta mide el volumen de vapor necesario para producir una unidad de volumen de petróleo. Los valores típicos de SOR para el SAGD están en el rango de dos a cinco. Cuanto más bajo sea el SOR el vapor es utilizado de una manera más eficiente y los costos del combustible asociado son menores.

Los valores típicos de SOR para la estimulación cíclica de vapor están en el rango de tres a ocho. El SAGD es un proceso prometedor de recuperación de aceites pesados y bitumen. Este método asegura un desplazamiento continuo de aceite y tasas económicas mediante la segregación gravitacional como mecanismo de desplazamiento.

El rango de producción de este proceso es de 300 a 2000 bbl/día, y el rango de eficiencia de recuperación es del 50 al 85%.

La figura 2.5 muestra algunos de los arreglos que pueden tener los pozos en el proceso SAGD.

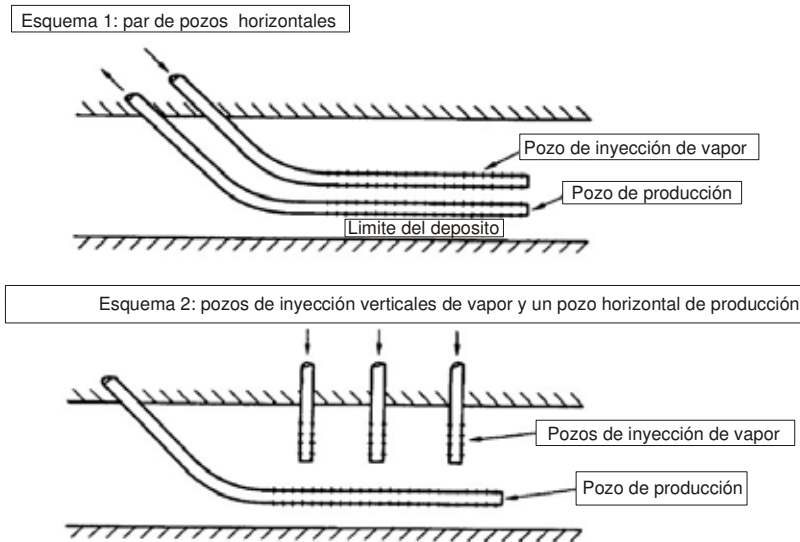


Figura 2.5 Diferentes arreglos de los pozos en el SAGD

Este proceso es empleado en las Instalaciones de la Autoridad de Investigaciones y Tecnología de Alberta, cerca de Fort McMurray.

2.3 Drene Gravitacional Ayudado por Vapor con Expansión de Solventes (Expanding Solvent - Steam Assisted Gravity Drainage, ES-SAGD)

El uso de solventes es necesario para la disolución de los aceites pesados y para el transporte de los fluidos producidos. En lugar de añadir los solventes en la planta, el solvente se añade en el yacimiento para lograr una mayor recuperación de los fluidos.⁴

En este proceso un hidrocarburo en baja concentración es adicionado en el vapor en un proceso en el que domina la segregación gravitacional, similar al SAGD.

El aditivo hidrocarburo es seleccionado de tal manera que se evapora y se condensa bajo las mismas condiciones que la fase líquida.

De esta manera, los hidrocarburos se condensan con el vapor en la frontera de la cámara de vapor. En el proceso ES-SAGD el solvente se inyecta con el vapor en fase vapor. En la cámara de vapor el

solvente condensado diluye el aceite y en conjunto con el calor disminuyen considerablemente su viscosidad.

Cuanto mayor es el número de la cadena de carbonos del solvente, la temperatura de vapor incrementa. El hexano tiene la temperatura de vaporización más cercana a la temperatura de inyección de vapor lo que provoca un mayor gasto de producción de aceite. Por otro lado el C_8 ha presentado temperaturas de vaporización que exceden las temperaturas de inyección de vapor y disminuye el ritmo del aceite producido.

Sin embargo, la generación de vapor mediante la combustión de gas natural puede hacer el proyecto poco viable económicamente.

Uno de los principales retos es recuperar la mayor cantidad posible de los solventes inyectados con el fin de reciclarlos, hasta la más mínima pérdida de solvente es crítica en especial cuando el costo de los solventes es mayor al costo del aceite recuperado.

Se ha sugerido que la inyección de solventes mejora los gastos de producción o al menos mantiene los mismos niveles de gasto pero con menores cantidades de vapor.

El ES-SAGD requiere de menor cantidad de agua y menor energía que el SAGD.

Suncor Energy ha probado el ES-SAGD en su proyecto Burn Lake usando Nafta como el solvente co-inyectado.⁵

La figura 2.6 muestra el proceso ES-SAGD.

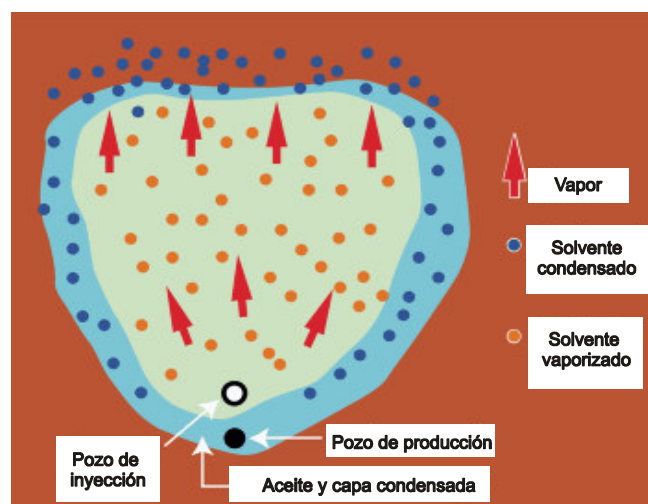


Figura 2.6 Proceso ES-SAGD

2.4 Drene Gravitacional Ayudado por Vapor con Un Solo Pozo (Single Well-Steam Assisted Gravity Drainage, SW-SAGD)

Una variación del proceso SAGD es una técnica conocida como SW-SAGD la cual usa un solo pozo horizontal en donde el vapor inyectado es liberado en la base de una tubería aislada. El vapor se eleva y se condensa. El aceite de baja viscosidad comienza a fluir junto con el vapor condensado y estos fluidos son bombeados a la superficie a través de una segunda sarta de producción.

Todos los procesos de vapor poseen numerosas desventajas, por ejemplo; debido a las grandes pérdidas de vapor existe una baja eficiencia de energía, especialmente en yacimientos delgados lo que puede hacer el proceso costoso. También se requiere una gran cantidad de vapor para elevar la temperatura del yacimiento, del cual solo entre el 9% y 14% es aceite. En procesos de vapor un SOR de 3 es considerablemente económico, el cual en términos de energía es equivalente a quemar un cuarto del aceite producido para generar el vapor requerido para su producción.

Aproximadamente se producen tres barriles de agua por cada barril de aceite, esta agua es tratada para reciclarla en el proceso ya que si se desecha puede causar problemas ambientales. Algunas veces se requiere un suministro constante de agua dulce para evitar contaminar o dañar la formación, lo cual puede ser una gran limitante.⁶

La figura 2.7 muestra el esquema del proceso SW-SAGD.

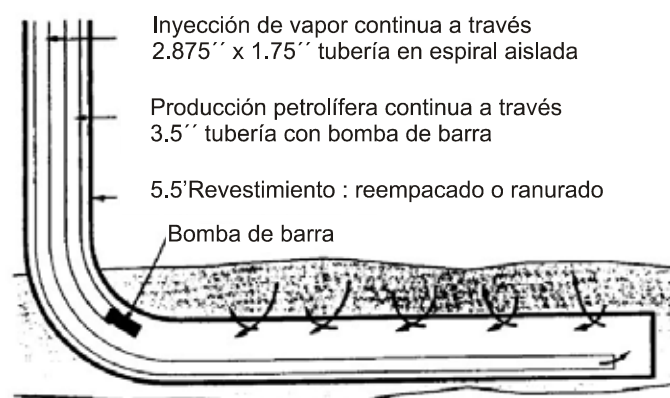


Figura 2.7 Esquema del proceso SW-SAGD

2.5 Estimulación Cíclica con Vapor (Cyclic Steam Stimulation, CSS)

Este proceso es también conocido como “steam soak”, estimulación cíclica o “huff and puff”. Consta de la inyección de vapor dentro de la formación por un determinado periodo de tiempo de 2 a 30 días, tras el cual se cierra el pozo por algunos días. Después de ese periodo el pozo es puesto en producción. El gasto de producción volverá a declinar en un cierto tiempo. Después de ese tiempo el procedimiento se repite. Normalmente se utilizan de 3 a 5 ciclos aunque se han llegado a utilizar hasta 22 ciclos.

Este proceso se divide en tres partes: a) inyección de vapor, b) Paro de inyección y cierre del pozo, y finalmente c) Apertura del pozo.

- a) En esta etapa el vapor es inyectado en el yacimiento por un periodo de 2 a 30 días. El vapor inyectado en esta etapa generalmente posee una calidad del 65-80%. El término de calidad del vapor se refiere a la cantidad de agua que existe en el vapor. La calidad del vapor es un aspecto importante para asegurar que el calcio y las sales de magnesio se disuelvan en el agua y así evitar posibles corrosiones.
- b) En esta etapa el pozo es cerrado y los gradientes térmicos se estabilizan (el calor es transferido del vapor al aceite). Este periodo dura de 5 a 30 días para evitar que el calor se transfiera a los alrededores del yacimiento.
- c) El pozo vuelve a abrirse y produce una mezcla de aceite y agua caliente. Esta etapa dura de 1 a 12 meses. Al final de esta etapa la producción baja nuevamente a los niveles anteriores a la estimulación y el ciclo se repite.

Estos tres pasos completan un ciclo, que puede repetirse. El número de ciclos que se usan en cada pozo depende de las características geológicas de la formación y de las propiedades de los fluidos.

Una de las mayores ventajas de este proceso es que todos los pozos del campo pueden estar bajo producción a diferencia del método de inyección de vapor.

Algunas modificaciones a este método como baches de gas, diluyentes, etc. logran un efecto benéfico o reduce aun más la viscosidad.

Este tipo de estimulación ha sido exitosamente usado en California, Venezuela y Alberta.

El mecanismo de producción de estimulación cíclica es bastante complejo, por lo que en muchos casos se combina con otros procesos. La inyección de vapor aumenta la temperatura del yacimiento,

lo cual reduce la viscosidad del aceite. La expansión térmica se da mediante la segregación gravitacional, esto explica porque la estimulación cíclica ha sido tan exitosa en yacimientos grandes. Los mecanismos de desplazamiento en este proceso son el gas en solución, la presión del yacimiento, la compresión de la formación.

El porcentaje de recuperación es menor del 10-15%, sin embargo, en yacimientos con poca producción aumenta considerablemente su producción y en yacimientos de aceite pesado sin producción primaria este método es un redituable método de producción primaria.

La operación más conocida con estimulación cíclica con vapor es en Canadá.⁷

La figura 2.8 muestra las etapas del proceso de estimulación cíclica con vapor.

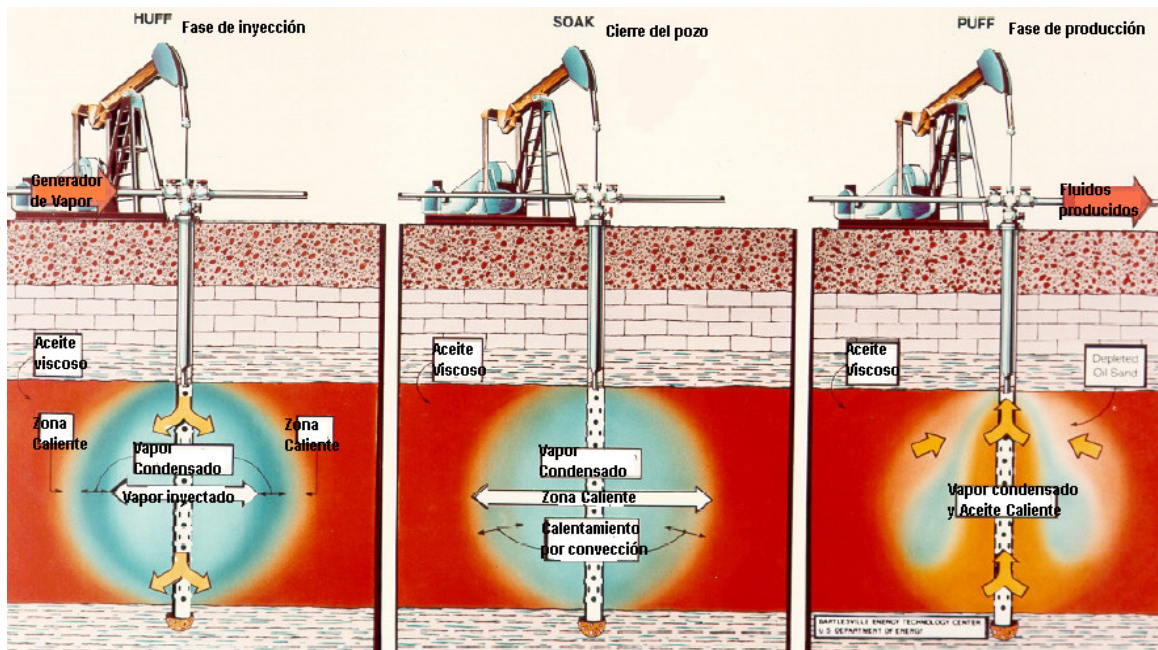


Figura 2.8 Estimulación Cíclica con Vapor.

2.6 Adición de Líquidos para la Recuperación Mejorada con Vapor (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery, LASER).

El termino LASER implica el proceso de inyectar un hidrocarburo líquido (C5+) como aditivo en el vapor usado en el CSS.

Este concepto se probó en un modelo físico de 3D usando bitumen de Cold Lake. Comparando los ciclos de CSS sin aditivos líquidos, se presentó un incremento constante en la producción de bitumen en los ciclos del CSS con aditivos líquidos. Basado en simulaciones numéricas, estos efectos se pueden atribuir a la reducción adicional de viscosidad cuando el bitumen caliente entra en contacto con un solvente.⁸

Como se muestra en la figura 2.9 para el CSS (pozo 1), el vapor que es inyectado en el yacimiento se condensa en algún punto lejano al pozo calentando el bitumen que se encuentra en el yacimiento permitiendo subsecuentemente ser producido. En el proceso LASER (pozo 2), una pequeña fracción del diluyente (aproximadamente 6% por volumen) es adicionado en el vapor que se inyecta al pozo. Después de haberse evaporado, el diluyente es transportado hacia el yacimiento junto con el vapor, hasta que ocurre una condensación de vapor significativa en la periferia de las zonas más frías. Cuando las fracciones de vapor del diluyente aumentan, estas pueden ser condensadas o bien disueltas en el bitumen producido.

La aplicación del proceso LASER es usado preferiblemente en ciclos posteriores al CSS cuando la proporción de aceite-vapor disminuye. Los mecanismos de recuperación del CSS (recompactación de la formación, solución de gas y vapor) no contribuyen por un largo periodo a la movilización del bitumen. En los ciclos posteriores al CSS se cree que la segregación gravitacional es el principal mecanismo de desplazamiento.

Diversas simulaciones prueban la hipótesis de que el diluyente inyectado puede ser transportado en el vapor para disolver el bitumen.

El principal obstáculo para que la tecnología LASER sea exitosa es que existiendo o no un incremento en producción de bitumen esto puede compensarse con la cantidad de diluyente que no esta siendo recuperado y permanece almacenado dentro de la formación entre los ciclos CSS. Debido a la cantidad relativamente pequeña de diluyente inyectado en el vapor, el bitumen caliente que entra en contacto con el diluyente permanece bajosaturado dentro de la zona de mezcla, la profundidad de la zona de mezcla diluyente-bitumen dependen de las complejas interacciones en la transferencia de masa que prevalecen en el rango de temperaturas del bitumen. De acuerdo a los modelos físicos los resultados pueden ser vistos como un apoyo cualitativo del concepto y no como una verdadera replica en un campo.⁹

La figura 2.9 muestra un esquema frontal del proceso LASER.

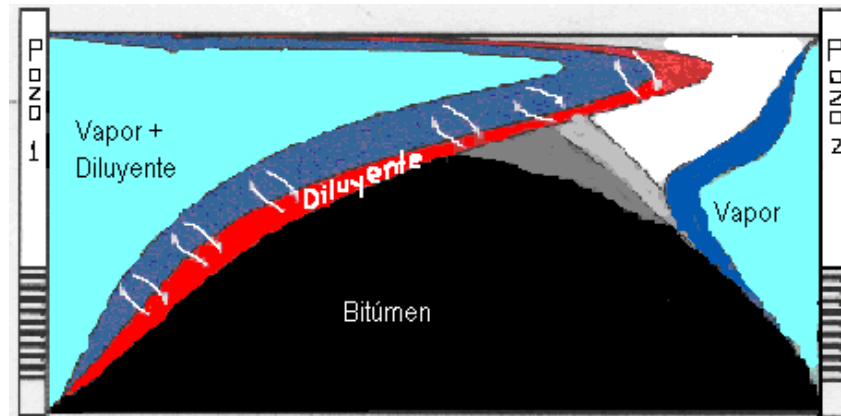


Figura 2.9 Proceso LASER.

2.7 Inyección Alternada de Vapor y Solventes (Steam Alternating Solvent, SAS)

Este proceso intenta combinar las ventajas del SAGD y el VAPEX (proceso que se verá mas adelante) para minimizar la entrada de energía por unidad de aceite recuperado. Este proceso consiste de inyección de vapor y solventes alternadamente, las configuraciones de los pozos en este proceso son iguales al proceso SAGD ej. pozos inyectoros horizontales y pozos productores paralelos a los inyectoros. Una de las diferencias entre el SAS y los otros es que tiene una configuración de inyección o estrategia de operación diferente. ¹⁰

El SAS consiste de:

- Al inicio de la operación se inyecta vapor puro al igual que en el proceso SAGD.
- Se para la inyección de vapor y cuando la cámara de vapor se ha formado, comienza la inyección del solvente.
- Cuando la temperatura de la cámara disminuye, se para la inyección de solventes y comienza la inyección de vapor.
- Se repite el ciclo de inyección de vapor e inyección de solventes hasta que el proceso deje de ser económico.

e) Al final del proceso se recupera todo el solvente que sea posible.

La figura 2.10 muestra los gastos de inyección del SAS.

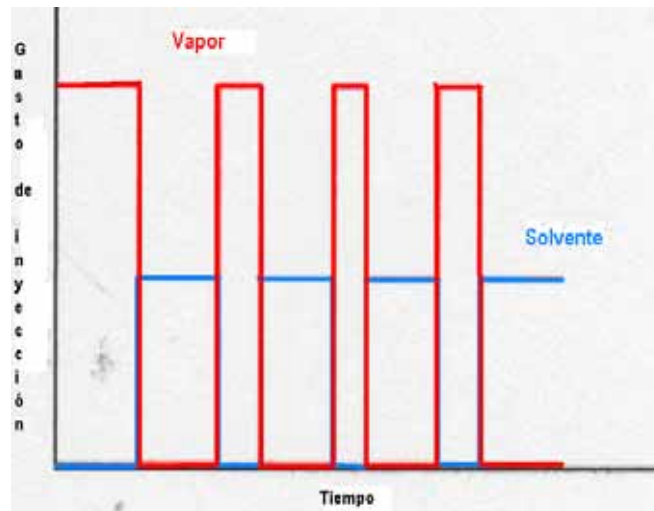


Figura 2.10 Proceso de inyección del SAS

La idea principal en el proceso SAS es reemplazar la gran cantidad de vapor utilizada en el SAGD mediante la inyección y el reciclaje de solventes. La temperatura de operación en el SAS es menor a la temperatura de operación del SAGD debido a la reducción de la inyección de vapor. Bajo temperaturas menores la viscosidad del aceite incrementa. Sin embargo, el efecto de la baja temperatura se ve compensado con la disolución del hidrocarburo.

El criterio usado para la selección del solvente es tal que la temperatura del punto de rocío del solvente debe estar entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor. Otro efecto que se logra es que al alternar el vapor y los solventes dentro de la cámara, se logra una mezcla que es capaz de mejorar la producción.

En el SAS existe una larga zona de condensación de vapor no como en el SAGD donde solo existe una fuerte zona de condensación.

Este proceso experimental usa modelos a escala y utiliza las condiciones típicas de los yacimientos de Cold Lake.

2.8 Inyección Alternada de Vapor y Agua (Water Alternating Steam Process, WASP)

Water-Alternating-Gas (WAG) es un proceso usado para reducir el fenómeno conocido como “fingering” (digitación) mediante un barrido vertical, lo que incrementa la eficiencia de recuperación. Este mismo concepto se ha usado en la inyección de vapor en donde se usa un gas miscible y actúan los efectos térmicos y de condensación.

Como se muestra en la figura 2.11 la principal ventaja del WASP sobre la inyección de vapor es eliminar o demorar el prematuro avance del vapor. Cuando el vapor irrumpe al pozo productor, alcanza temperaturas muy altas lo cual ocasiona grandes pérdidas de energía térmica y reduce la producción del pozo. El proceso WASP elimina estos problemas y mejora el barrido y el porcentaje de recuperación.

En Rusia y California este método es usado exitosamente en sus yacimientos de aceite pesado.

La figura 2.11 muestra la inyección de vapor en la parte superior y el proceso WASP en la parte inferior.

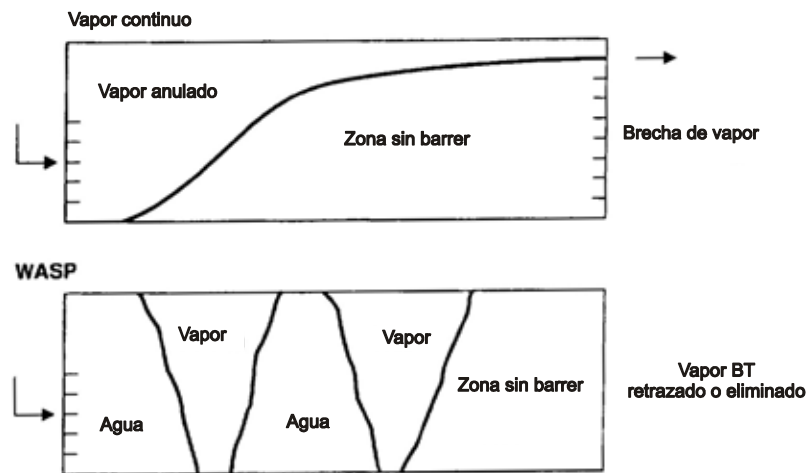


Fig. 2.11 Figura superior: Inyección de vapor. Figura inferior: proceso WASP.

Los rusos utilizan este método exitosamente en sus yacimientos, y su producción de aceite desde su uso reporta un aumento del 25-30% anualmente desde 1981 a 1984. En algunos campos de Canadá la aplicación del WASP elimina problemas con el avance del vapor y mejora la eficiencia de barrido.

2.9 Drene Gravitacional Cruzado Asistido por Vapor. (Cross-SAGD, XSAGD).

EL XSAGD es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones.¹¹ En el SAGD el pozo productor se sitúa 5m abajo del pozo inyector. Este espaciamiento tan corto entre los pozos posee la ventaja de crear la cámara de vapor en un tiempo muy pequeño. Sin embargo, este pequeño espaciamiento tiene el reto de evitar problemas entre el vapor del pozo inyector que posteriormente se dirige hacia el pozo productor. Este reto puede ser resultado de los canales calientes causados por los espaciamientos desiguales entre los pozos o los gradientes de presión a lo largo de los pozos o debido a la heterogeneidad. Incluso en un caso ideal, una caída excesiva puede dejar residuos de vapor en el pozo productor, ocasionando fallas en el control de arenas y un manejo ineficiente del calor. Para minimizar estos problemas debe usarse alguna trampa de vapor, pero esta a su vez limita los gastos y la eficiencia del SAGD.

Una vez que la cámara de vapor es formada sería benéfico mover los pozos productores e inyectores vertical y lateralmente para mejorar el control de la trampa de vapor.

XSAGD esencialmente intenta mover los puntos de inyección y producción en un tiempo estratégico para mejorar su desempeño.

La figura 2.12 muestra como sería la distribución de los pozos en el proceso X-SAGD.

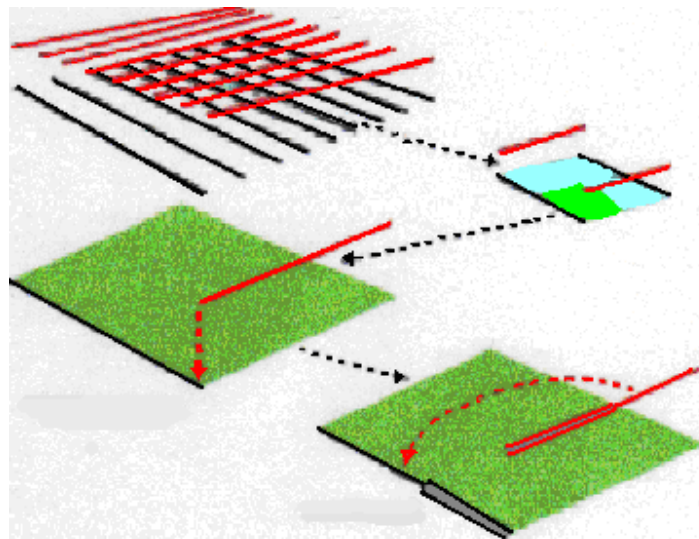


Figura 2.12 X-SAGD.

El concepto de XSAGD es perforar los pozos inyectoros bajo los productores con un espaciamiento similar al que se usa en el SAGD, pero a diferencia del SAGD los pozos inyectoros se sitúan perpendicularmente a los pozos productores. Algunas secciones de los pozos que se encuentran cercanas a los cruces son cerrados después de un periodo de estimulación con vapor o el diseño de terminación desde el inicio restringe el flujo cercano a los cruces. Esta acción permite eliminar problemas entre los pozos en los puntos de cruce. Al incrementar la distancia lateral entre el pozo inyector y el pozo productor en los segmentos de los pozos se mejora la trampa de vapor ya que el vapor tiende a eliminar la fase líquida, mientras tanto los fluidos inyectados se mueven lateralmente del inyector, esto permite incrementar los gastos del vapor inyectado.

El X-SAGD debe usarse cuando existen varios pozos inyectoros perpendiculares para formar una malla con el cruce de los pozos.

Existen dos principales desventajas, primero, debido a que al principio la cámara de vapor se forma en los cruces, la producción inicial se ve afectada y se requiere de una cantidad mayor de vapor inyectado. Esto al principio deja al X-SAGD atrás del SAGD. Segundo, el cerrar los pozos requiere de un costo adicional y posee una dificultad operacional muy grande.

2.10 Inyección de Agua Caliente

En este proceso el agua debe ser calentada a una temperatura mayor que la temperatura original del yacimiento, pero menor a la temperatura de vaporización del agua a condiciones de yacimiento. En el yacimiento el agua caliente fluye dentro de la formación perdiendo calor hasta tomar la temperatura del yacimiento. Inmediatamente después de la inyección del agua, comienza a formarse una zona caliente y un banco de agua fría. El banco de agua fría continúa aumentando delante de la zona caliente la cual también aumenta pero en menor cantidad. Esto ocurre debido a que la transferencia de calor es casi instantánea. Los beneficios de la inyección de agua caliente ocurren mucho tiempo después de que el agua fría es producida por el pozo productor y la recuperación de aceite tiene necesariamente altos gastos de agua-aceite. El calor disminuye la viscosidad y la densidad del aceite y del agua. Los beneficios económicos dependen primordialmente del calor

requerido para producir mas aceite. Este costo depende de la cantidad de calor perdido en los alrededores de la formación. El calor perdido depende del espesor del yacimiento, temperatura y gasto del agua, la profundidad de la formación y las características de las rocas del yacimiento. En general el porcentaje de calor perdido disminuye mientras el gasto de inyección y el espesor del yacimiento aumenta. El mayor problema en la inyección de agua caliente es la gran movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite. Esto causa un barrido muy deficiente resultando una alta recuperación de agua y una pobre recuperación de aceite.

El mayor uso de este método se hace en campos de Pensilvania en donde la permeabilidad del agua y los gastos de agua son bajos.¹²

2.11 Combustión in-Situ

El proceso de combustión in-situ es un proceso de recuperación mejorada para la recuperación de hidrocarburos pesados. El proceso se basa en el principio de calentar los hidrocarburos dentro del yacimiento, usando una parte de ellos como combustible. El proceso de combustión in situ se da a altas temperaturas en un yacimiento de aceite pesado. Esto se logra mediante la inyección de calor en forma de aire por algún periodo calculado.¹³

Durante el proceso de combustión in situ el oxígeno se combina con el combustible formando bióxido de carbono y agua, liberando calor. La composición de los hidrocarburos pesados afecta la cantidad de calor liberado. La reacción de combustión se mantiene mediante la inyección continua de aire a la formación.

Este proceso es más efectivo cuando se consumen pequeñas cantidades de aceite in situ mientras el resto es desplazado hacia el pozo productor.

Para lograr una mayor eficiencia el aire puede ser enriquecido por oxígeno o bien se puede usar oxígeno puro. El uso de oxígeno requiere menor energía de compresión. Esto produce la formación de grandes cantidades de CO₂ lo cual 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 aire inyectado se encuentra primeramente con la arena la cual es inmediatamente quemada; el producto se encuentra sumamente caliente.¹⁴

La figura 2.13 muestra una vista frontal del proceso de combustión in situ.

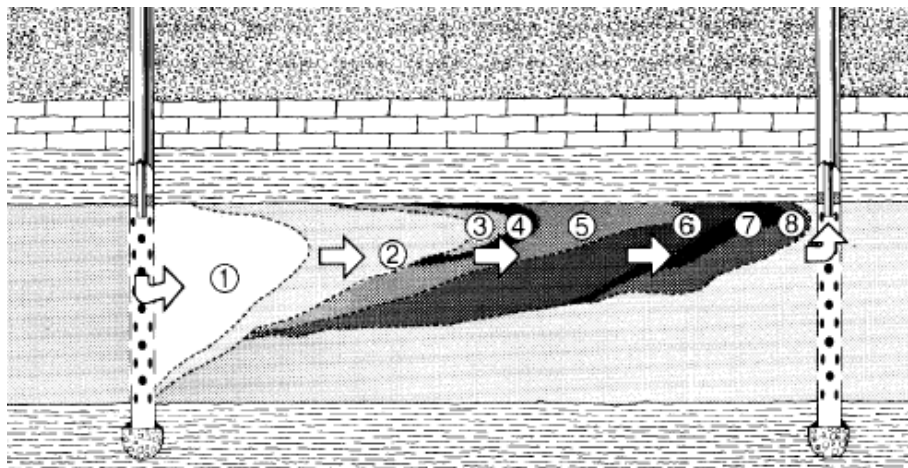


Figura 2.13 Combustión in-Situ. 1. Inyección de aire. 2. Zona de aire y vapor de agua. 3. Zona de combustión. 4. Zona de coqueo. 5. Zona de vaporización. 6. Zona de condensación. 7. Gases de combustión fríos.

El aire caliente pasa a la angosta zona de combustión donde reacciona con el coque dejado del craqueo térmico del aceite in situ. El combustible consumido para crear calor proviene de material residual del yacimiento, fracción de aceite menos deseada. En la zona más alejada del frente de combustión, los gases de combustión, el agua intersticial y los hidrocarburos volátiles son evaporados y transportados en la zona donde el agua y los hidrocarburos se condensan.

La eficiencia de un proceso de combustión seca puede mejorar mediante la inyección alternada de agua y aire creando la tan conocida 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.

Algunos problemas que se presentan al usar este proceso es que algunas veces las temperaturas son tales que el frente de combustión alcanza la zona del pozo productor, cuando esto sucede los pozos son destruidos por el calor. Otro inconveniente es la tendencia que tiene el aire a fluir hacia formaciones heterogéneas, poca inyección de aire, daño a la formación, reducción de la permeabilidad, erosión, corrosiones, emulsiones, enarenamiento, etc.

En la parte norte de la cuenca de Cambay localizada en Mehsana, Gujarat, India, se lleva a cabo exitosamente la combustión in-situ.

2.12 Inyección de Aire de Principio a Fin (Toe-to-Heel-Air-Injection THAI)

EL THAI es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones.¹⁵ El uso de pozos horizontales para la recuperación de hidrocarburos pesados tuvo mucho éxito al principio, hace aproximadamente 20 años, principalmente con el descubrimiento de la inyección de vapor, la inyección cíclica de vapor y el SAGD. Sin embargo, para el proceso de Combustión In-situ ningún pozo horizontal fue usado. Al final de la década de los 80's parecía que la combustión in-situ (CIS) estaba en declive terminal a menos que se implementaran nuevas mejoras. Usar un pozo horizontal para la combustión in-situ no parecía ser relevante, tal vez porque la combustión in-situ era vista simplemente como la propagación de un frente de combustión desde un pozo inyector hacia un pozo productor vertical. Este arreglo se le conoce como “desplazamiento de larga distancia” y es el principal responsable de muchos de los problemas asociados con la combustión in-situ, como el incontrolable desplazamiento del gas lo cual deja muy poco oxígeno impidiendo mantener una alta temperatura de oxidación debido a la reducción en cantidad del aire de inyección

El primer pozo horizontal usado en la combustión in-situ fue Greaves. El porcentaje de recuperación para el pozo vertical inyector (VI) y horizontal el productor (HP) fue de 55.7% comparado con 39.1% del arreglo de pozos verticales. Es bastante claro que la nueva combustión in-situ horizontal resultó mejor que el antiguo proceso. Este proceso fue nombrado con el acrónimo THAI (Toe to Heel Air Injection) el cual puede usar arreglos como un pozo horizontal inyector y un pozo horizontal productor o 2 pozos verticales inyectores y un pozo horizontal productor (HIHP o VI2HP).

La figura 2.14 muestra las partes del proceso THAI.

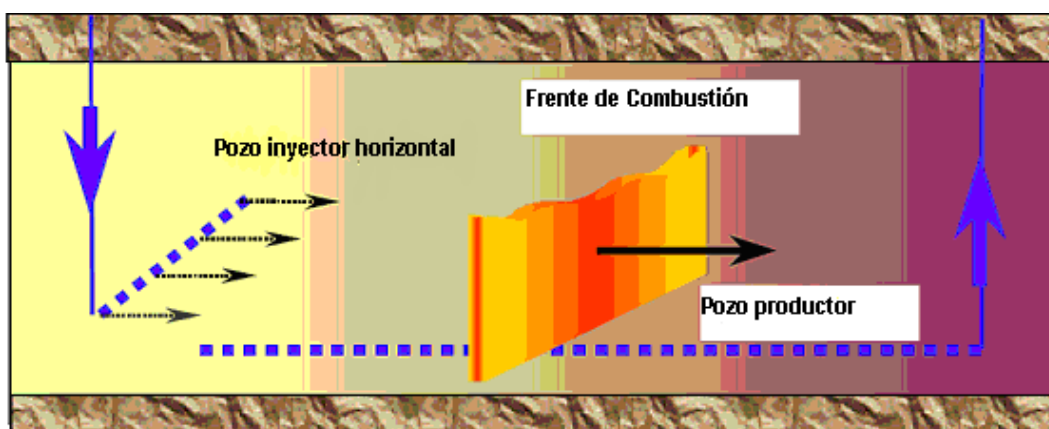


Figura 2.14 Proceso THAI

THAI es un método de recuperación mejorada el cual involucra los conceptos de combustión in-situ y pozos horizontales. Usa un pozo productor horizontal en lugar de uno vertical como en la combustión in-situ convencional, el pozo inyector puede ser horizontal o vertical. El frente de combustión se propaga a lo largo del pozo horizontal desde los dedos (toe) hasta el talón (heel).

Debido al eficaz barrido en el yacimiento por la combustión y los frentes de gases calientes, el THAI es capaz de lograr altas recuperaciones de hidrocarburos pesados y de las arenas bituminosas.

El principal mecanismo de recuperación para hidrocarburos pesados del THAI es el mismo que se usa para la combustión in-situ convencional, por ejemplo: la quema de residuos pesados o una fracción de coque produce el calor necesario para incrementar la temperatura de la formación, reduciendo la viscosidad del aceite in-situ e incrementando su movilidad.¹⁶

El combustible para lograr la reacción de combustión (principalmente el coque) es generado adelante del frente de combustión creado por la reacción de craqueo térmico de los residuos pesados (asfaltenos, resinas y aromáticos).

Cuando la combustión in-situ opera a una alta temperatura de oxidación, las reacciones que se llevan a cabo son:

a) Craqueo térmico (Pirólisis)

Residuos pesados → Aceite ligero + Coque

b) Oxidación del coque (Alta temperatura de oxidación)

Coque + Oxígeno ► CO + CO₂ + H₂O

c) Oxidación de residuos pesados

Residuos pesados + Oxígeno ► CO + CO₂ + H₂O

Craqueo: Proceso de división de una gran molécula de hidrocarburo pesado convertida en una molécula pequeña y de ligeros componentes. El proceso implica alta temperatura y alta presión y puede involucrar un producto químico catalizador para mejorar la eficiencia de los procesos.

La figura 2.15 muestra la ubicación de los pozos en el proceso THAI.

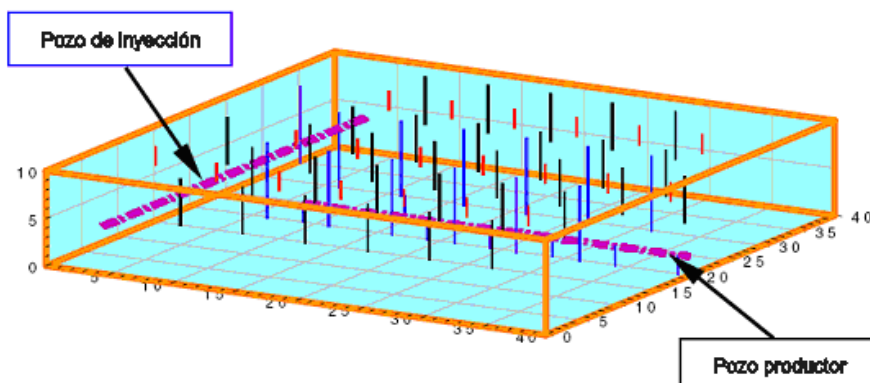


Figura 2.15 Disposición de los pozos en el proceso THAI.

Los residuos pesados se quedan detrás después del desplazamiento de los componentes ligeros y del craqueo térmico, estos residuos poseen un peso molecular muy alto y puntos de ebullición muy altos pero dentro del rango normal.

Lo siguiente, de acuerdo a las reacciones de arriba, el hidrocarburo producido es más ligero que el hidrocarburo original.

Este efecto de mejoramiento térmico de hidrocarburos pesados no se presenta en la combustión in-situ convencional. En el THAI se conserva el efecto de mejora térmica. Esto se debe al comportamiento del flujo de fluidos el cual ocurre delante del frente de combustión a diferencia de la combustión in-situ convencional.

La movilización de aceite en la CIS convencional se da en las regiones frías. En la CIS convencional los fluidos (gas, vapor, agua e hidrocarburos) se mueven hacia la formación (horizontalmente) del pozo inyector vertical al pozo vertical productor. La diferencia de densidades entre el gas y el aceite causa segregación gravitacional.

En el THAI se puede controlar o eliminar el efecto de segregación gravitacional situando el pozo productor horizontal cerca de la parte inferior de la zona de aceite, el único camino para el gas y los líquidos es fluir de arriba hacia abajo directamente hacia el pozo productor horizontal.

En el THAI se logra una alta recuperación de hidrocarburos debido a que se logra una combustión y un frente de propagación muy estable desde el principio hasta el final (toe to heel).

SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) es un análisis que nos da como resultado la composición del hidrocarburo. Los hidrocarburos pesados tienden a poseer altas concentraciones de

resinas y asfaltenos, mientras que los aceites ligeros poseen altas concentraciones de saturados y aromáticos. El análisis SARA del aceite producido puede ayudarnos a encontrar el combustible correcto para la CIS.

2.13 Inyección de Vapor de Principio a Fin (Toe to Heel Steam Flood THSF)

EL THSF es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones. THSF es otra aplicación del concepto de desplazamiento “toe to heel” en el cual se inyecta vapor en lugar de aire. El objetivo de esta técnica es crear una propagación estable del frente de propagación de vapor a lo largo del pozo horizontal productor.

La configuración de los pozos en el THSF como en el THAI incluye un pozo horizontal inyector y un pozo horizontal productor (VIHP) o un pozo vertical inyector y dos pozos horizontales productores (VI2HP).

La figura 2.16 muestra las zonas del proceso THSF.

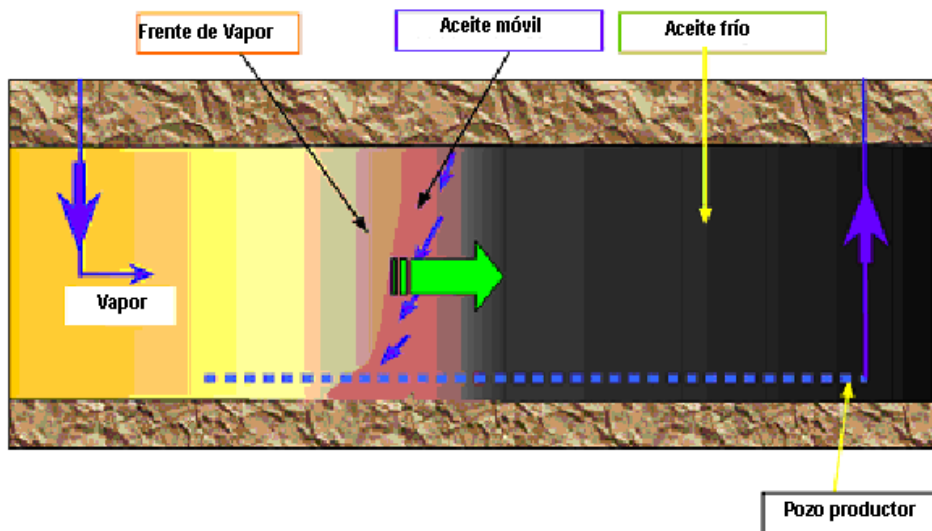


Figura 2.16 Proceso THSF.

THSF debe ser capaz de lograr una alta eficiencia de barrido, por lo tanto una alta recuperación de hidrocarburos. Algunas veces es usado el THSF como primer método y en seguida es usado el THAI.

2.14 Inyección de Agua de Principio a Fin (Toe to heel Water. TTHW)

EL TTHW es un método experimental probado en modelos de tres dimensiones. Es un nuevo proceso de inyección de agua basado en el reciente descubrimiento térmico TTH. El TTHW usa un pozo inyector vertical (VI) y un pozo productor horizontal (HP). El HP está situado en la parte superior de la formación mientras que un extremo está cercano al VI, el cual es perforado en la parte inferior de la formación.

La inyección de agua convencional en yacimientos con viscosidades mayores a 100 cp está limitada por los siguientes tres factores:

- La heterogeneidad del yacimiento conduce a la canalización del agua.
- La segregación gravitacional ocasiona que el agua inyectada permanezca en la zona más baja
- El alto radio de movilidad agua-aceite agrava los efectos de los efectos antes mencionados

Generalmente la heterogeneidad es causada por una pronunciada estratificación vertical, manifestada por un gran contraste en la permeabilidad horizontal de las diferentes capas. Por otro lado el efecto negativo de la segregación gravitacional se manifiesta principalmente cuando la estratificación no es muy pronunciada y la permeabilidad efectiva vertical de esa zona es relativamente alta.

El principal objetivo de este proceso es lograr un barrido eficiente incluso si llegan muy rápido algunos bancos de agua al final.

La figura 2.16 muestra las partes y las zonas del proceso TTHW.

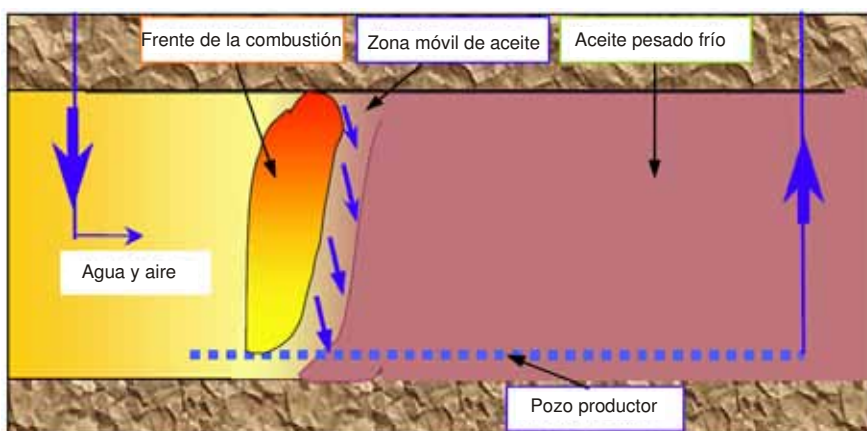


Figura 2.16 Proceso TTHW.

2.15 CAPRI Versión Catalítica del THAI

CAPRI es la versión catalítica del proceso THAI, emplea una película externa de un catalizador (sustancia que determina en otras sustancias cambios químicos sin modificarse ella misma) en el pozo productor horizontal para mejorar la reformación de los hidrocarburos. Se planea que este método sea puesto a prueba una vez que el THAI haya demostrado su funcionalidad en las pruebas piloto.¹⁷

Las figura 2.17 muestra las zonas y componentes del proceso CAPRI

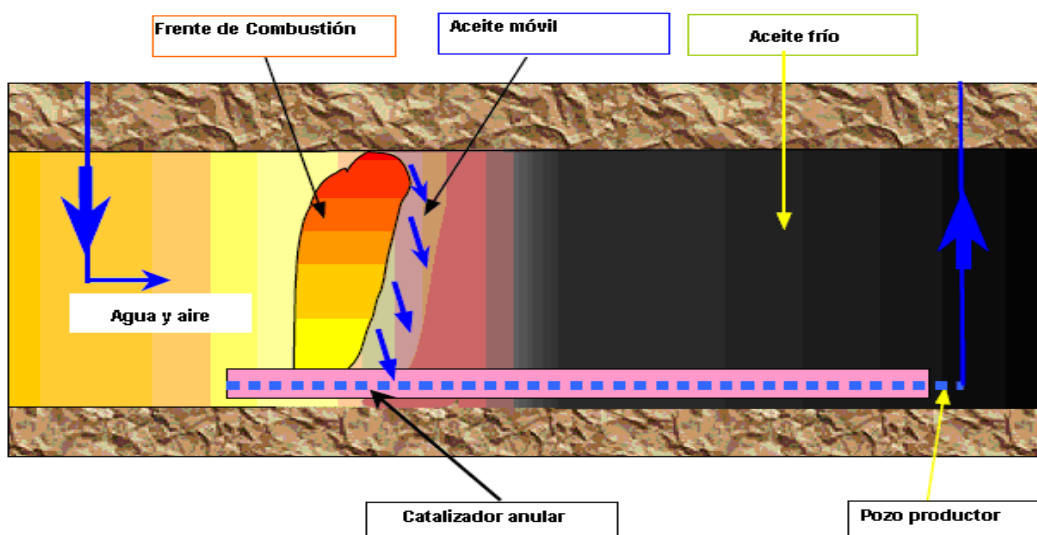


Figura 2.17 Proceso CAPRI

Las condiciones de reacción son creadas delante del frente de combustión, en la zona de aceite móvil, entonces los reactores pasan por debajo para hacer contacto con el catalizador alrededor del pozo horizontal productor. Las temperaturas generadas por el frente de combustión son de alrededor de 400 a 600 °C o mayores y la presión es igual a la presión del yacimiento. Los reactores comprenden agua (vapor), gases y aceite de combustión, incluyendo monóxido de carbono y una cantidad pequeña de oxígeno. Se lleva a cabo un craqueo (es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples) extensivo delante

del frente de combustión, proporcionando combustible para mantener las reacciones en frente de combustión, generando grandes cantidades de hidrocarburos ligeros.

2.16 COSH (Combustion Override Split-Production Horizontal Well)

El proceso COSH es una variante del proceso de combustión in-situ, el cual usa un pozo horizontal como pozo productor mientras que el aire es inyectado mediante varios pozos verticales inyectoros localizados justo arriba del pozo horizontal. Algunos pozos productores especiales se colocan lateralmente al pozo horizontal productor y son diseñados para coleccionar los gases de combustión para evitar que los gases fluyan hacia el pozo horizontal. Las principales desventajas de este proceso son:¹⁸

- a) Controlar numeroso frentes de combustión interceptando el mismo pozo productor horizontal es extremadamente difícil.
- b) Requiere de pozos especiales para la recolección de gases (mas gastos).

La figura 2.18 muestra la disposición de los pozos en el proceso COSH.

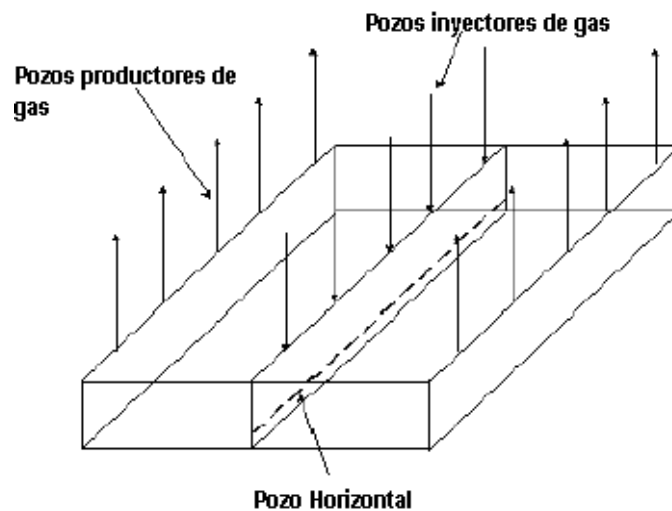


Figura 2.18 Disposición de los pozos en el proceso COSH.

2.17 Referencias:

1. Farouq Ali. "Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential, and Problems". SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Billings, Montana. 15-16 May 1974. SPE 4935-MS.
2. K.C. Hong. "Recent Advances in Steamflood Technology". International Thermal Operations/Heavy Oil Symposium. Bakersfield, California. 17-19 March 1999. SPE 54078-MS.
3. E.R. Rangel-German E. R., Camacho-Romero S., Neri-Flores U., and Theokritoff W. "Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy-Oil Projects". First International Oil Conference and Exhibition in Mexico. Cancun, Mexico. 31 August-2 September 2006. SPE 104046-MS.
4. Sedae B. and Rashidi F. "Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir". SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting. , Anchorage, Alaska, USA. 8-10 May 2006. SPE 100533-MS.
5. Nasr T. N. and Ayodele O. R. " New Hybrid Steam-Solvent Processes for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE. 5-8 November 2006. SPE 101717-MS.
6. Singhal, A.K., Das, S.K., Leggitt, S.M., Kasraie, M., Ito, Y., "Screening of Reservoirs For Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex Processes

-
- “International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Alberta, Canada. 18-20 November 1996. SPE 37144-MS.
7. Revana K. and Erdogan H. M. “Optimization of Cyclic Steam Stimulation Under Uncertainty”. Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, U.S.A. 1-3 April 2007. SPE 107949-MS.
8. T.N. Nasr, SPE, and O.R. Ayodele, SPE, Alberta Research Council (ARC). ” Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen”. SPE 97488-MS. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, 5-6 December 2005, Kuala Lumpur, Malaysia.
9. Roland P. Leaute. “Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake”. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference. Calgary, Alberta, Canada. 4-7 November 2002. SPE 79011-MS.
10. Zhao L. “Steam Alternating Solvent Process”. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting. Bakersfield, California. 16-18 March 2004. SPE 86957-MS.
-

-
11. Stalder J. L.. "Cross-SAGD (XSAGD) - An Accelerated Bitumen Recovery Alternative". SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada. 1-3 November 2005. SPE 97647-MS.

 12. MARTIN, W.L., DEW, J.N., POWERS, M.L., STEVES, H.B. "Results of a Tertiary Hot Waterflood in a Thin Sand Reservoir". Journal of Petroleum Technology. Volume 20, Number 7. July 1968. SPE 1918-PA.

 13. Doraiah A., Sibaprasad Ray, and Pankaj Gupta. "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. 11-14 March 2007SPE 105248-MS.

 14. Peter J. Brigs, SPE British Petroleum Co. Ltd., R. Paul Baron, SPE, BP Exploration Co. Ltd., Richard J. Fulleylove, BP Exploration Co. Ltd., Mervyn S. Wright, BP Exploration Co. Ltd. "Development of Heavy Oil-Reservoir". Journal of Petroleum Technology, February 1988.

 15. Greaves M. and Xia T. X. "Underground Upgrading of Heavy Oil Using THAI- "Toe-to-Heel Air Injection". SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary, Alberta, Canada. 1-3 November 2005. SPE 97728-MS.

 16. Xia T. X. "Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI - SARA Análisis". SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Porlamar, Margarita Island, Venezuela. 12-14 March 2001. SPE 69693-MS.

17. Xia T. X., Greaves M. "Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection".. SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Alberta, Canada. 6-8 November 2000. SPE 65524-MS.

18. Greaves M., Xia T. X. "Recent Laboratory Results of THAI and Its Comparison with Other IOR Processes". SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma. 3-5 April 2000. SPE 59334-MS.

3. Procesos No Térmicos Aplicados a la Recuperación de Aceites Pesados

Existen numerosos métodos de producción para la recuperación de aceites pesados los cuales se clasifican en dos principales grupos: métodos térmicos y métodos no térmicos. Los métodos térmicos ya han sido mencionados en el capítulo anterior.

Los métodos de producción en frío—aquellos que no requieren el agregado de calor—pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos.

Algunas veces la energía del yacimiento es suficiente para producir una cantidad económicamente rentable de aceite hasta que la presión del yacimiento se reduce considerablemente y la producción declina rápidamente.¹

La producción no térmica de aceites pesados es una propuesta interesante debido a que no se debe hacer una gran inversión de capital para lograr la producción de vapor.

Los procesos no térmicos recuperan más del 10% de aceite in situ de los yacimientos de aceite pesado. Uno de los mecanismos importantes que ayuda en la producción es la formación de espuma de hidrocarburo, mientras la presión declina, el gas liberado permanece en el aceite en forma de pequeñas burbujas las cuales no se unen para formar un casquete de gas, esto reduce la viscosidad del hidrocarburo e incrementa su movilidad. La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie.

La posibilidad de éxito al usar técnicas como ésta en aceites con viscosidades menores a 1500cp es buena. Los aceites pesados como los de clase A y B pueden beneficiarse con la aplicación de estas técnicas. Algunas de estas técnicas son: tecnologías con pozos horizontales incluyendo multilaterales, Producción de Petróleo Pesado en Frío con Arena (Cold Heavy Oil Production with Sand, CHOPS), gas miscible, fracturamiento hidráulico y Extracción de petróleo asistida con Vapor (Vapor Extraction, VAPEX).

3.1 Producción de Petróleo Pesado en Frío con Arena (Cold Heavy Oil Production with Sand. CHOPS)

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. La tecnología CHOP comenzó a finales de 1980 en Canadá y se ha mejorado en 1990 hasta el punto de conocerse como la mejor técnica para producir hidrocarburos pesados de yacimientos no consolidados. Es una técnica de recuperación no térmica que involucra la influencia de la arena en el pozo perforado y la continua producción de grandes cantidades de arena con hidrocarburo. Esta técnica es usada únicamente en yacimientos de hidrocarburos pesados no consolidados.

Este mecanismo ha sido usado en Canadá (Alberta y Saskatchewan), Venezuela (Faja del Orinoco), Omán, China (Bohay Bay), entre otros campos.²

En este proceso es posible la producción primaria mediante la producción de hidrocarburos con arena. Se usa el término “fría” debido a que no se requiere calor adicional dentro del yacimiento que afecte la producción de hidrocarburos. Como resultado de la formación de canales con altas permeabilidades en las arenas el hidrocarburo espumoso fluye con mayor facilidad.

La figura 3.1 nos muestra una lechada producida por Producción de Petróleo Pesado en Frío con Arena.



Figura 3.1 Lechada producida por Producción de Petróleo Pesado en Frío con Arena.

Esta muestra de fondo de tanque fue recuperada en una playa de tanques de una unidad de limpieza de petróleo cercana a Lloydminster, Saskatchewan, Canadá, y se compone de aproximadamente 10 a 20% de arcilla fina y sílice, 20 a 30% de petróleo viscoso y 50 a 60% de agua.

Este método utiliza el efecto de la disolución y expansión del gas y las fuerzas gravitacionales.

La tecnología CHOP es una de las técnicas más atractivas para la producción de hidrocarburos pesados. Hace algunos años las compañías canadienses descubrieron que si eliminan los filtros de arenas de los pozos y con ello logran la mayor cantidad de arena que sea posible, los gastos de producción mejoran considerablemente. CHOP es un proceso no térmico en el cual la arena es producida en grandes cantidades con el fin de estimular un mayor radio de aceite.

Los mecanismos de mejora del radio de aceite mediante la producción de arena están asociados con cuatro factores:

1. Cuando la matriz de arena se encuentra sin obstrucciones lo cual permite el movimiento del fluido viscoso hacia el pozo, la velocidad de flujo aumenta por lo tanto la movilidad del aceite mejora.
2. La continua producción de arena incrementa el área de zonas perturbadas por lo que esto crea una alta porosidad y permeabilidad y la aparición de canales.
3. Por lo general estos hidrocarburos contiene gas en solución, al disminuir la presión se genera espuma de hidrocarburo que ayuda a desestabilizar la arena y el hidrocarburo acelera su velocidad hacia el pozo.
4. El continuo movimiento de la arena previene el bloqueo de poros, la precipitación de asfaltenos y otros mecanismos que son causa de daño.

3.2 Extracción de Petróleo con Vapor (Vapor Extraction. VAPEX)

VAPEX es un proceso no térmico, el cual es similar al SAGD solo que en este proceso se inyectan solventes hidrocarburos en fase gaseosa (etano, propano o butano, o una combinación de éstos) en lugar de vapor. Los solventes se mezclan en el aceite y reducen su viscosidad. Esto permite que el

aceite fluya al pozo inferior. El objetivo de este proceso es mantener los solventes en fase gaseosa, cercana a su presión de vapor el mayor tiempo posible.

La principal ventaja del VAPEX consiste en que los costos de energía son muy bajos comparados con el SAGD, existe una gran disminución de la viscosidad y puede ser aplicado en yacimientos con espesores pequeños y con entrada de agua. La principal desventaja es que el ritmo de producción es muy bajo comparado con el SAGD.

La figura 3.2 nos muestra el arreglo de los pozos en el proceso VAPEX.

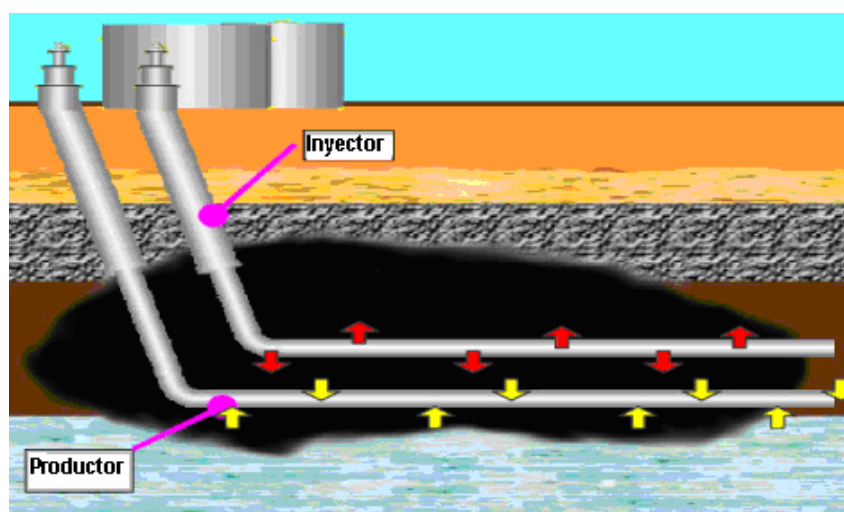


Figura 3.2 Proceso VAPEX

El concepto de este proceso se muestra esquemáticamente en la figura 3.2 la cual presenta un corte transversal del yacimiento. En este proceso los solventes hidrocarburos gaseosos (bajo peso molecular) son inyectados dentro del yacimiento mediante un pozo inyector vertical (A). Inicialmente se añaden los solventes en el bitumen hasta que el aceite disuelto fluye hasta el pozo productor (B), el cual está situado bajo el pozo inyector. El vapor sube lentamente para crear una cámara de gas sobre el pozo inyector, el bitumen se disuelve en una interfase bitumen-solvente y después se mezcla y se diluye en él. El aceite diluido fluye hacia el pozo productor por gravedad. Cuando la cámara alcanza la cima de la formación se dispersa a los lados hasta alcanzar las fronteras. La interfase aceite-vapor comienza a caer, el proceso continúa hasta que los ritmos de producción caen por debajo del límite económico de operación.

A parte de la distribución mostrada en la figura 3.2 existen diversas configuraciones que pueden ser usadas, hasta se pueden emplear pozos verticales como pozos inyectores. La separación entre los pozos inyectores y productores será dictada por la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento. En un yacimiento con una movilidad relativamente considerada, el pozo inyector puede situarse en la cima de la formación, mientras que en un yacimiento de bitumen ambos pozos deben estar lo suficientemente cerca como para lograr una comunicación cercana entre ellos.

La figura 3.3 muestra una vista frontal del yacimiento bajo el proceso VAPEX.

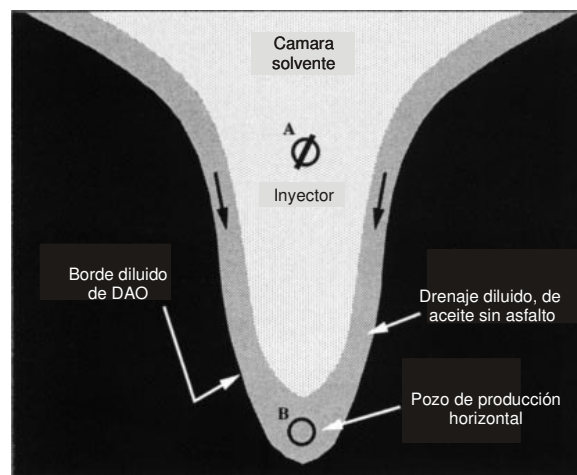


Figura 3.3 Vista frontal del yacimiento bajo el proceso VAPEX.

La mayoría de los aceites pesados y el bitumen contienen una cantidad significativa de asfaltenos, generalmente 22% en peso. La presencia de los asfaltenos es la principal razón de la alta viscosidad de estos hidrocarburos. Si la concentración de los solventes en el hidrocarburo es suficiente probablemente causará aceite desasfaltado y creará una reducción adicional de su viscosidad. Este hidrocarburo degradado es de mejor calidad desde un punto de vista de transportación y refinación y posee un valor más alto en el mercado. Sin embargo, un problema importante es la posibilidad de la reducción de su permeabilidad debido a la acumulación de asfaltenos y en consecuencia a la restricción que tiene el hidrocarburo a fluir.

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 densidad entre el bitumen y el solvente gaseoso y garantiza que la cantidad residual de solventes sea menor que con solventes

líquidos. A una determinada temperatura la solubilidad de los solventes gaseosos cercana a su presión de vapor es máxima, por ello la presión del solvente debe ser lo más cercana posible a su presión de vapor a temperatura de yacimiento. Para evitar la licuefacción de los solventes en cualquier punto del yacimiento la presión debe ser menor que la presión de vapor a condiciones de yacimiento. Por lo tanto es claro que la presión del yacimiento y la temperatura juegan un papel muy importante en la selección del solvente. Debido a la baja presión de vapor del propano y del butano, poseen una limitante en yacimientos con altas presiones.³

En algunos de los últimos experimentos, la extracción de vapor se ha llevado a cabo a presiones mucho mayores a la presión de vapor de los solventes puros. Esto se logra usando una mezcla de solventes y gas no condensado, el solvente gaseoso diluye el hidrocarburo y el gas no condensado mantiene la presión de operación. El principal criterio de selección es el siguiente: el solvente deberá permanecer en estado gaseoso en la cámara de extracción, el solvente tendrá máxima solubilidad en el aceite para asegurar un gasto eficiente de extracción.

3.3 Gas Miscible en Hidrocarburos Pesados

Este mecanismo se aplica tanto a hidrocarburos ligeros como a pesados.

Cuando la presión decrece, el mecanismo de desplazamiento es sustituido por la liberación de gas en solución y la expansión de los fluidos del yacimiento.

Un tipo interesante de gas en solución se forma en algunos yacimientos con hidrocarburos pesados. Los hidrocarburos pesados son más viscosos que los hidrocarburos convencionales. Las muestras tomadas en la cabeza del pozo se describen como espuma de chocolate debido a su apariencia espumosa con un color café oscuro opaco. Estos hidrocarburos pesados comúnmente son llamados aceites espumosos. Los aceites espumosos se caracterizan por la dispersión de pequeñas burbujas de gas natural formado por la nucleación (La nucleación es el comienzo de un cambio de estado en una región pequeña pero estable. El cambio de estado puede ser la formación de gas o cristal a partir de un líquido) de hidrocarburos pesados. El comportamiento de la espuma de aceite permite una gran producción primaria de hidrocarburos. La recuperación primaria por gas en solución en hidrocarburos pesados tiene un rango del 5 al 25% de aceite in situ el cual puede reducirse a un rango de 0 a 5% si el aceite producido no es espumoso.⁴

3.4 Fracturamiento Hidráulico

Cuando se aplica la estimulación de agua en pozos productores de aceite o gas, el objetivo del fracturamiento hidráulico es aumentar el área de exposición del pozo de la formación circundante y obtener canales conductivos mediante los cuales los hidrocarburos puedan fluir fácilmente hacia el pozo. Una fractura hidráulica se forma mediante el bombeo de un fluido a un gasto suficientemente alto para aumentar la presión de la formación en un valor tal que el gradiente de presión exceda la presión de fractura de la roca de formación. La presión causa entonces la fractura, esto permite que el fluido fracturante fluya dentro de la fractura. Con el fin de mantener la fractura abierta aun después de la inyección, se agregan apuntalantes al fluido fracturante. Los apuntalantes por lo general son arenas con ciertas características (arenas geométricamente bien determinadas) y son llevadas hacia las fracturas. Este tipo de arena tiene mayor permeabilidad que la formación que se encuentra a su alrededor y que la propia fractura. Este proceso permite una mayor permeabilidad, con esto los fluidos pueden fluir con mayor facilidad hacia el pozo.

El fluido fracturante puede ser cualquier tipo de fluido como agua, geles, espumas, nitrógeno, dióxido de carbono o incluso aire. Varios tipos de apuntalantes son usados y pueden ser arenas, resinas, cerámicas hechas a mano dependiendo del tipo de permeabilidad o granos necesarios.

En años pasados, el uso del dióxido de carbono tuvo mucho auge debido a que eliminaba el daño causado a la formación por el uso del agua. Adicionalmente ayudaba a ser un estimulante natural para el hidrocarburo disminuyendo entre otras cosas la viscosidad y aumentaba la densidad del aceite.

La figura 3.4 muestra la distribución del flujo en una formación fracturada.

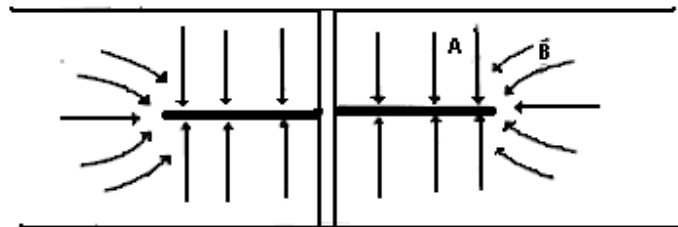


Figura 3.4 Distribución del flujo en una formación fracturada.

Se recomienda el uso de fracturas largas para la estimulación de yacimientos con bajas permeabilidades alterando completamente la geometría de flujo como se muestra en la figura.

Cuando se crea una fractura larga en la formación, los fluidos que se encuentran alrededor fluyen linealmente hacia la fractura, ilustrado por el punto A, en el punto B se muestra que los fluidos mas lejanos a la fractura fluyen radialmente y convergen al final de la fractura.

Mediante la alteración de la geometría de flujo pueden obtenerse gradientes más grandes en regiones distantes del pozo, esto incrementará la productividad del pozo.

3.5 Pozos Horizontales o Desviados

Los pozos horizontales o desviados incrementan significativamente la producción del pozo y pueden ser usados en casi cualquier tipo de yacimiento. La principal razón para aplicar esta tecnología es aumentar el área de contacto entre el pozo y la formación, aumentando la recuperación durante todas las etapas de recuperación.

Los pozos horizontales pueden ser usados en todas las etapas de desarrollo, desde la etapa de explotación hasta la recuperación mejorada. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.

La figura 3.5 muestra una vista frontal de un pozo horizontal y un pozo desviado.

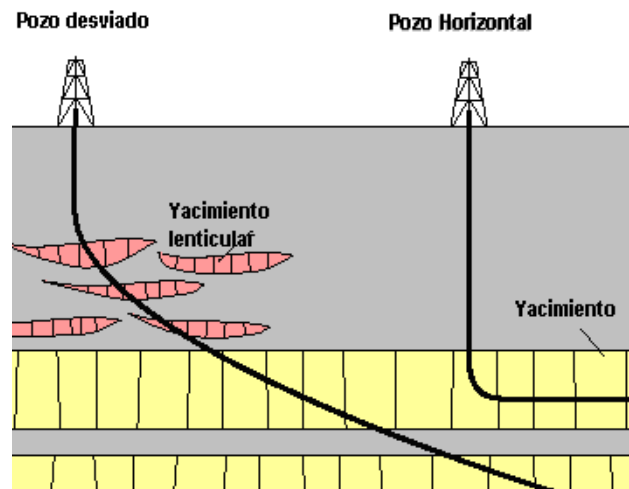


Figura 3.5 Pozos horizontales o desviados.

El uso de esta tecnología en la recuperación de aceite pesado se basa en el aumento importante de la producción del pozo, mejores eficiencias de barrido y un mejor control cuando se emplean métodos térmicos o cuando predomina la segregación gravitacional en yacimientos con baja presión. En Canadá la perforación de pozos horizontales ha sido el avance tecnológico con mayor impacto en la industria de aceite pesado. La principal ventaja atribuida a la producción primaria con pozos horizontales es el bajo costo.⁵

La figura 3.6 en la parte izquierda muestra un pozo vertical y en la parte derecha un pozo horizontal.

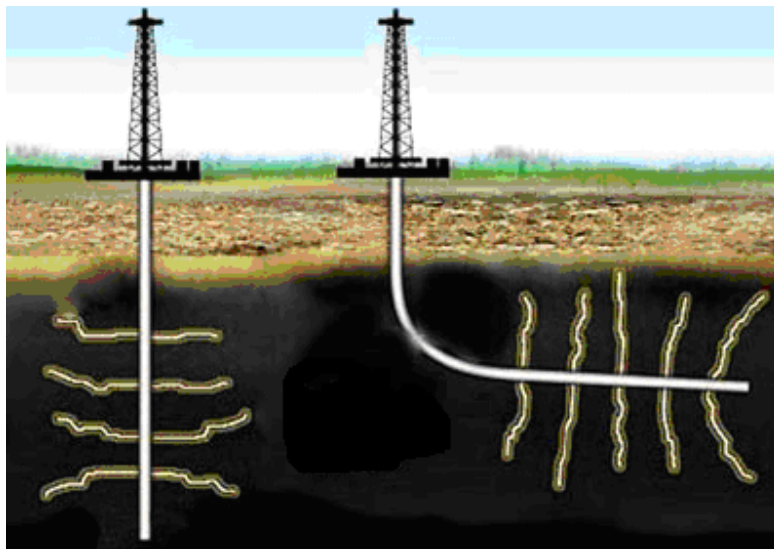


Figura 3.6 Izquierda. Pozo Vertical. Derecha. Pozo Horizontal.

3.6 Inyección de Agua

El método más común de recuperación no térmica es la inyección de agua. En el caso de aceites viscosos la inyección de agua es ineficiente, debido a que su desplazamiento y su eficiencia de barrido son bajos. Sin embargo, es un método económico y simple de usar. Su recuperación total primaria y secundaria es del 8 al 10%, este porcentaje incluye el porcentaje de recuperación primaria que es de 4-6%.⁶

3.7 Inyección de Polímeros

Una manera de disminuir la movilidad del agua en la inyección de agua se hace con el uso de un soluto. Estos polímeros pueden ser polisacáridos, óxidos de polietileno, hidroxietilcelulosas y poliácridamidas. Estos polímeros **incrementan o reducen** la viscosidad del agua, con ello incrementa la eficiencia de barrido.

Para que la inyección de polímeros sea efectiva las viscosidades de los yacimientos deben estar entre 10-150 cp.

El uso de surfactantes (son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases (p.ej., dos líquidos insolubles uno en otro) permitiendo conseguir o mantener una emulsión.) se emplean para reducir las fuerzas capilares esto aumenta la eficiencia de desplazamiento de los hidrocarburos en la inyección de agua. La adsorción (acumulación de una sustancia en una determinada superficie interfacial entre dos fases. El resultado es la formación de una película líquida o gaseosa en la superficie de un cuerpo sólido o líquido.) de los surfactantes en la roca puede ser un problema debido a que la emulsión se mueve más lento que el agua. La movilidad de la emulsión disminuye si la concentración de surfactante es pequeña.

3.8 Alteración de la Mojabilidad

Este concepto se basa en cambiar una superficie mojada por aceite a una superficie mojada por agua, el cambio parcial o total de la mojabilidad de una roca mojada por aceite a una roca mojada por agua incrementa la recuperación de hidrocarburos. Tal alteración puede lograrse mediante el uso de un ácido como el ácido clorhídrico o el hidróxido de sodio. La inyección de tales ácidos debe hacerse en las primeras etapas de la inyección de agua. El porcentaje de recuperación es mayor al 15%. El porcentaje de recuperación es mayor en aceites viscosos.

La figura 3.7 en la parte superior muestra una roca mojada por agua y en la parte inferior una roca mojada por aceite.

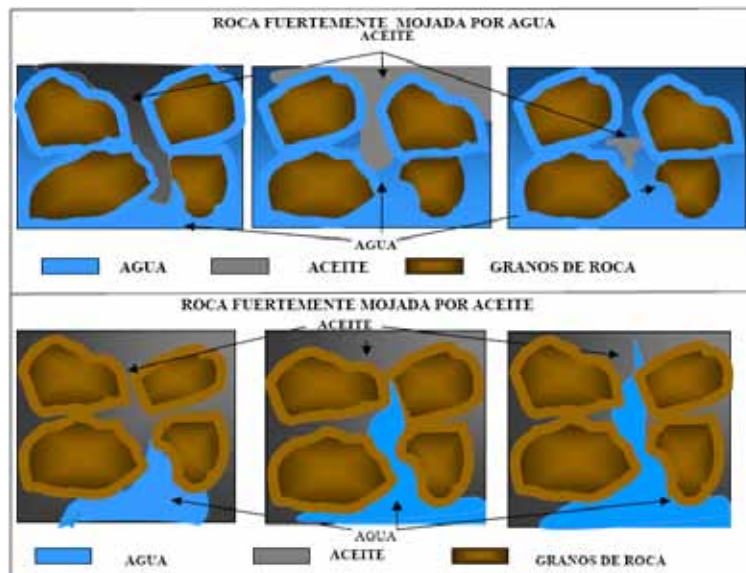


Figura 3.7 Arriba: roca mojada por agua. Abajo: Roca mojada por aceite

3.9 Inyección de Dióxido de Carbono

El dióxido de carbono se ha usado en los yacimientos de dos formas: como inyección de dióxido de carbono o en la inyección de agua carbonatada. La primera forma se usa porque el dióxido de carbono es miscible en hidrocarburos ligeros a bajas presiones; sin embargo, no es miscible en los hidrocarburos del yacimiento, esto generará un solvente miscible en los hidrocarburos más pesados.

El rango de presión para este tipo de desplazamiento es de 1100 a 3000 psi. Las condiciones existentes en yacimientos con hidrocarburos muy pesados hacen que este proceso sea inservible. Además se crea precipitación de asfaltenos lo cual disminuye la permeabilidad de la formación.

La inyección de agua carbonatada es más exitosa en el caso de hidrocarburos pesados.⁷ El dióxido de carbono disminuye la viscosidad del hidrocarburo, aumenta su volumen, disminuye su densidad y elimina la tensión superficial entre el dióxido de carbono y el hidrocarburo pesado mejorando la permeabilidad de la formación.

La figura 3.8 muestra una vista frontal del proceso de inyección de CO₂.

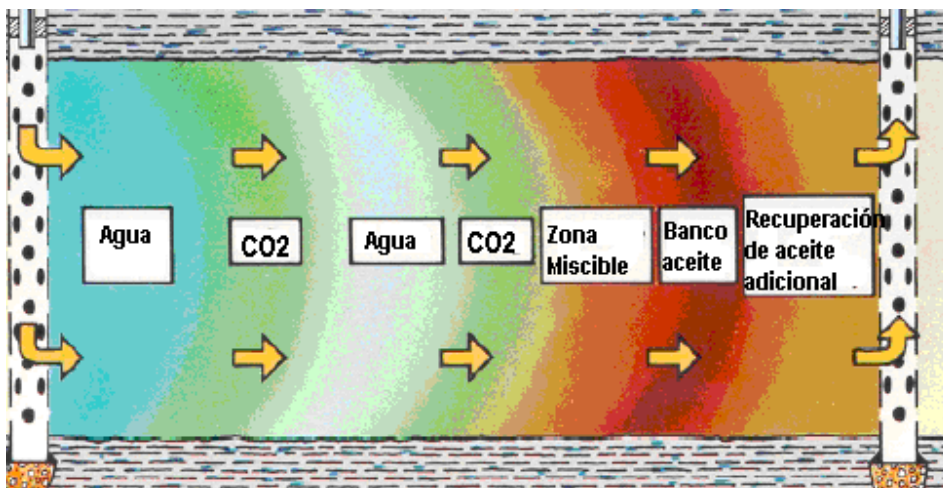


Figura 3.8 Proceso de Inyección de CO₂

3.10 Referencias

1. Revana K. and Erdogan H. M. "Optimization of Cyclic Steam Stimulation Under Uncertainty" Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, U.S.A. 1-3 April 2007. SPE 107949-MS.
2. Cunha L. B. "Recent In-Situ Oil Recovery-Technologies for Heavy- and Extraheavy-Oil Reserves". SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 20-23 June 2005, SPE 94986-MS.
3. Das, S.K. "Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". SPE Journal Volume 3, Number 3. September 1998. SPE 50941-PA.
4. Arora P., Kovscek A. R. "Mechanistic Modeling of Solution Gas Drive in Viscous Oils". SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Porlamar, Margarita Island, Venezuela. 12-14 March 2001. SPE 69717-MS.
5. Holditch, Stephen Allen, Morse, R.A. "Low Permeability Gas Reservoir Production Using Large Hydraulic Fractures". Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Houston, Texas. 4-7 October 1970. SPE 3010-MS

6. Farouq Ali, S.M. "Non-Thermal Heavy Oil Recovery Methods". SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Casper, Wyoming. 11-12 May 1976. SPE 5893-MS.

7. Malcolm D. Murray, Scott M. Frailey, Akanni S. Lawal. "New Approach to CO2 Flood: Soak Alternating Gas". SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Midland, Texas. 15-17 May 2001. SPE 70023-MS.

4. Algunas localizaciones de yacimientos con aceites pesados en el mundo.

Se ha estimado que el total de aceite pesado in situ en el mundo es de $4,600 \times 10^9$ bbl [730×10^9 m³]. (*)Esta cantidad debe ser comparada con nuestras reservas remanentes totales al 1 de enero de 2007 que fueron de 31.9×10^9 bbl [5.07×10^9 m³].

Los depósitos más extensos de aceite pesado están ubicados en Canadá, Venezuela y la Unión Soviética y representan más del 90% de las reservas de aceite pesado del mundo.¹

En el mundo se está observando un aumento en la producción y en las reservas de aceites pesados, las reservas de aceite totales del mundo se estiman entre 9 y 13 trillones de barriles, de los cuales el 15% proviene de los aceites pesados, el 25% de los aceites extrapesados y el 30% proviene de las arenas y del bitumen de aceite. En Brasil, México, China, Rusia, Medio Oriente y África existen cantidades considerables de aceite pesado. Algunos estiman que las reservas de aceite pesado son mayores a la mitad de las reservas conocidas del mundo.

La figura 4.1 muestra las principales localizaciones de aceites pesados en el mundo.



Figura 4.1 Principales localizaciones de hidrocarburos pesados en el mundo.

El aceite pesado aporta 55.5 % del total nacional, el aceite ligero 35.5 % y el superligero 9 %. La Región Marina Noreste contribuye con el 70.3 % del total nacional de aceite pesado.

(*) Las reservas de hidrocarburos de México. PEMEX Exploración y Producción. Evaluación al 1 de enero de 2007.

Esto nos demuestra que existe una necesidad urgente de acelerar el proceso tecnológico para convertir los recursos de aceite pesado en el país.

La siguiente tabla muestra algunos campos en el mundo y los métodos de recuperación que se han usado en los mismos. Posteriormente, se mostrarán algunas características generales de campos donde se han propuesto algunos procesos de recuperación.

Tabla 4.1 Campos petroleros con yacimientos de aceite pesado.²

Campo	País	Volumen original (m ³ x 10 ⁶)	Densidad del aceite(°API)	Métodos de recuperación
Grosmont	Alberta, Canadá	5,055	5 a 9	Actualmente no es comercialmente activo, durante los 70s y 80's se hicieron ensayos pilotos con CSS, Combustión in situ e inyección de vapor.
Bangestan	Irán	3,600	10 a 12 (Sarvak) 8 (Jahrun)	Actualmente no es comercialmente activo, producción primaria con PCP, pruebas con CSS
Bati Ramán	Turquía	1,850	10 a 13	Comercialmente activo, Producción primaria con 1.5% de recuperación se aplicó inyección de CO ₂
Zaqueh	Irán	1,200	18	Actualmente no es comercialmente activo, formación muy profunda a altas presiones y temperaturas, producción primaria de 9% con combustión in situ.
Rospo Mare	Italia	1,000	12	Estado actual desconocido, la producción primaria fue hecha con pozos horizontales.

Tabla 4.1 Continuación

Campo	País	Volumen original (m³x 10⁶)	Densidad del aceite(°API)	Métodos de recuperación
VaraderoBoca de Jaruco y Pina	Cuba	318	10	Comercialmente activo, en la producción primaria se usaron pozos horizontales con un 6% de recuperación.
Campos Basin	Brasil	3000	12	Actualmente no es comercialmente activo. Aceite pesado en formaciones carbonatadas se usaron pozos horizontales en la producción primaria con la ayuda del acuífero
Granade	Francia	221	10	Actualmente no es comercialmente activo.
Tahe	China	214	20	Comercialmente activo. Producción primaria con fracturamiento ácido e hidráulico.
Qarn Alam	Oman	213	16	Comercialmente activo. Producción primaria con inyección de vapor y la ayuda del acuífero 2% de recuperación.
Ikistepe	Turquía	127	10 a 12	Estado actual desconocido, proyectos con CO ₂ .
Kozluca	Turquía	138	13	Estado actual desconocido, proyectos con CO ₂ .
Emerud	Congo	109	22	Estado actual desconocido, producción primaria con inyección de vapor, 3% de recuperación.
Lacq Superior	Francia	19.9	22	Estado actual desconocido, estuvo bajo producción primaria con la ayuda del acuífero por 25 años con un 17% de recuperación.
Cao-20	China	2.9	11	Estado actual desconocido, ayuda del acuífero y estimulación con CSS.

Tabla 4.1 Continuación

4.1 Irán

El **Campo Zaqeh** se ubica en el suroeste de Irán es una formación profunda de caliza a 4,230 m. Se estima que la zona productora tiene 250 m de espesor. Se espera descubrir un sistema de fracturas que tenga una permeabilidad alta como resultado de movimientos tectónicos del pasado. La porosidad es baja de 8.2%. La temperatura y presión del yacimiento son de 118 °C y 1030×10^6 Kg/cm² respectivamente. El volumen in situ estimado es de 1.2 billones de barriles de aceite pesado de 15.8 °API. Se cree se logrará una recuperación del 7 al 10% bajo producción primaria.

En un estudio de procesos de recuperación mejorada aplicados a este campo se propusieron la inyección de CO₂, inyección de agua y la combustión in situ. La inyección de vapor no se consideró debido a que es muy costosa ya que el yacimiento es muy profundo y requiere de presiones de inyección extremadamente altas debido a la profundidad.

Para la inyección de CO₂ se estimó que la presión mínima de miscibilidad es de 306×10^6 Kg/cm², la cual es posible de alcanzar debido a su profundidad y las condiciones de presión inicial. Sin embargo, puede haber canalización del gas hacia las fracturas descubiertas resultando un barrido muy pobre por ello esta opción se rechazó.

La inyección de agua tampoco se consideró efectiva ya que por lo general los carbonatos son mojados por aceite o tiene mojabilidad mixta. También se requieren presiones de inyección altas y no podría mover el aceite, además el agua hincha cualquier arcilla presente ocasionando problemas adicionales.

Mediante un proceso de eliminación, la combustión in situ fue considerada como el mejor método de recuperación para esta formación.

El **Campo K** es una estructura gigante fracturada carbonatada localizada en el suroeste de Irán en la costa del Golfo Pérsico. Es un anticlinal simétrico con una longitud de 90,100m y un espesor de 16, 100 m, a una profundidad de 520 m. La gravedad del aceite es de 7.24 °API, con una viscosidad de 2700 cp. Este campo es considerado el primer yacimiento de hidrocarburos pesados en Irán. Para ponerlo en producción se han sugerido diferentes escenarios, entre los cuales figuran la

inyección de vapor, la estimulación cíclica con vapor y la combustión in situ, debido su naturaleza térmica.³

4.2 Turquía

El **Campo Bati Raman** se ubica al sur de Turquía, fue descubierto en 1961 y el volumen estimado de aceite pesado in situ es de 1.85 billones de barriles. Estuvo bajo producción primaria por mas de 25 años con un porcentaje de recuperación del 1.5%. La formación productora se encuentra a una profundidad promedio de 1,300 m, la caliza está naturalmente fracturada y posee vóculos y muestra heterogeneidad vertical.

El aceite tiene de 10 a 13 °API y una viscosidad de 600 cp a condiciones de yacimiento. La porosidad promedio medida de núcleos de es 10 a 100 mD. Las lecturas de permeabilidad obtenidas de pruebas de pozo van de 200 a 500 mD. La diferencia de permeabilidad entre los núcleos y las pruebas de pozo se debe a la existencia de porosidad secundaria.

Se realizó un proyecto piloto exitoso de inyección de CO₂ inmiscible. Antes de la inyección de CO₂ la presión original de 126×10^6 Kg/cm² disminuyó a 28×10^6 Kg/cm² por ello se optó por una inyección cíclica de CO₂. El objetivo fue inyectar CO₂ hasta que se alcanzara una presión de 140×10^6 kg/cm² pero no todos los pozos lograron la presión deseada. Cuando los pozos se pusieron en producción la presión disminuyó rápidamente. En 1988 se decidió cambiar la estrategia por una inyección de CO₂, esta decisión fue muy certera y el campo se puso bajo inyección de CO₂ durante 10 años. El factor de producción aumento 8 veces y se espera que mediante la inyección de CO₂ inmiscible se recupere aproximadamente 6% del aceite in situ.

A principios del 2000, la producción disminuyó drásticamente. Un análisis del comportamiento del campo identificó que el campo pasó por tres etapas:

1. Inyección de CO₂: El campo estuvo bajo la inyección de CO₂. El alto factor de compresibilidad del CO₂ explica porque las presiones de inyección permanecieron estables durante este periodo.

2. Alta producción: Los siguientes tres años fueron producciones altas.

3. Disminución de la producción: La última etapa fue cuando la producción bajó. Esto se debe a que debido a la heterogeneidad de la formación existen zonas de alta permeabilidad.

El **Campo Camurlu** se localiza al sureste de Turquía, contiene alrededor de 9.54×10^6 barriles (60 millones de m^3) de hidrocarburos pesados con una densidad entre 10 y 12 $^{\circ}$ API en la formación Alt Sinan.⁴

La calidad tan pobre del hidrocarburo, la heterogeneidad del yacimiento y la presencia de un gran casquete de gas son responsables de la baja recuperación primaria, estimada en menos del 1%.

La formación "Mus", localizada debajo del yacimiento contiene gas natural rico en CO_2 (73%). En 1983 estos hechos permitieron la evaluación de la producción de hidrocarburos mediante el proceso Huff n' Puff usando gas rico en CO_2 . Esta prueba comenzó en 1984 y la producción mostró un aumento del 500%.

La figura 4.6 muestra la ubicación del campo Camurlu en Irak.



Figura 4.2 Ubicación del campo Camurlu en Irak.

4.3 Egipto

El **Campo Issaran** se encuentra en Egipto es una yacimiento de aceite pesado con reservas estimadas de 500 millones de barriles. La temperatura del yacimiento se encuentra entre 38 y 40 °C y la presión del yacimiento va de 46×10^6 kg/cm² y 49×10^6 kg/cm². La densidad del aceite varía entre 9.2 ° y 12.1 °API con viscosidades entre 3,000 y 5,000 cp.

Los intervalos productores son formaciones carbonatadas a profundidades entre 300 y 600 m. Dos intervalos tienen un rango de porosidades de 23 a 33% y permeabilidad de 1.3×10^4 mD. El tercer intervalo es el más profundo tiene un sistema poroso muy bien conectado. La permeabilidad de este sistema es muy grande. La producción en este último intervalo fue muy alta, pero por periodos cortos.

Con el fin de mejorar la producción se implementó un programa de estimulación ácida usando 15% de HCl. Uno de los **propósitos** de la estimulación ácida es evitar el daño creado en el área del pozo. La estimulación ácida también crea grandes canales de altas permeabilidades, aumentando la permeabilidad a varios metros del pozo. Los canales creados tienen oportunidad de conectarse con las fracturas del yacimiento, el ácido también puede abrir los canales obstruidos por el daño, El uso de la estimulación ácida aumentó la producción de los 9 pozos originales con 450 barriles por día a 1, 500 barriles por día.

4.4 Cuba

En Cuba, el aceite pesado ha sido extraído por más de 30 años de estructuras carbonatadas. Los **Campos Varadero, Boca de Jaruco y Pina** son campos de aceite de 10 °API con viscosidades a condiciones de yacimiento de 150 a 200 cp. La temperatura del yacimiento es de 50 °C y la presión del yacimiento es de 122×10^6 Kg/cm². El porcentaje de recuperación esperado es de 2%.

La porosidad primaria es muy baja, pero posee porosidad secundaria del fracturamiento, la dolomitización y la presión de solución.

La estrategia original de explotación fue una estimulación ácida, sin embargo, esta estrategia fue modificada por la introducción de pozos horizontales. Los pozos horizontales largos en yacimientos fracturados y porosos son muy ventajosos ya que éstos pueden ser perforados en dirección perpendicular a la dirección de la fractura dominante asegurando así que los pozos intersecten tantas fracturas como sean posibles. Las terminaciones a pozo abierto también son ventajosas ya que evitan la obstrucción de las fracturas y el daño a la formación. Todas las fracturas permanecen abiertas hacia el pozo. Evitando la cementación se elimina el daño a la formación el cual puede obstruir las fracturas. Una ventaja adicional del pozo abierto es que el pozo es puesto en producción rápidamente y a un menor costo. Este tipo de terminación solo puede usarse en intervalos resistentes ya que en intervalos débiles la formación podría colapsarse durante la fase de producción.

4.5 Brasil

Los **Campos Basin** son el área de producción de aceite ligero más importante de Brasil. Se ubican costa afuera del estado de Río de Janeiro en aguas someras y en aguas profundas. El volumen de aceite pesado descubierto en esa área excede los 15 billones de barriles, la mayoría encontrado en profundidades mayores a 1,000 m.

Mientras que la mayoría de la producción proviene de aceite ligero, Petrobrás esta descubriendo localizaciones de aceite pesado. La clave para extraer hidrocarburos pesados en formaciones carbonatadas es el uso de pozos horizontales. Un ejemplo específico es un yacimiento que contiene 47.7×10^6 barriles (300 millones m³) de aceite pesado con una gravedad de 12 °API y una viscosidad de 320 cp a condiciones de yacimiento. La porosidad promedio es de 26% y la permeabilidad horizontal va de 1 a 10 D. La saturación inicial de agua es de 17%, el yacimiento se encuentra a una profundidad de 100 m bnm y 900 m bajo el piso del mar. Con el propósito de encontrar la formación se perforaron pozos horizontales con una longitud de 1.5 a 2.5 Km.

4.6 Omán

El **Campo Qarn Alam** en Omán es un yacimiento de calizas fracturadas, contiene aproximadamente 33.8×10^6 barriles (213 millones de m^3) de aceite pesado con una densidad de 16 °API. La viscosidad del aceite es de 200 cp a condiciones de yacimiento. El yacimiento es somero a 215 m. La porosidad es de 30% pero la permeabilidad es baja de 5 a 15 mD. El yacimiento es mojado por aceite. La producción comenzó en 1975 usando pozos verticales. Aproximadamente 75% de la producción se estima que proviene de un sistema de fracturas. La producción se lleva a cabo mediante segregación gravitacional. Se cree que el yacimiento tiene comunicación hidráulica con un acuífero muy activo. El casquete de gas se produjo por el gas en solución y el gas inyectado. Se espera que la producción primaria fría recupere 2%.

Se probó la inyección de agua caliente para cambiar la mojabilidad. Experimentos indicaron que la mojabilidad de la roca cambiaría a una temperatura de 150 a 200 °C, sin embargo, el proyecto no se concluyó.

El método de recuperación seleccionado fue un drenaje gravitacional acelerado. El vapor es inyectado en el casquete de gas con el propósito de reducir la viscosidad acelerando así el proceso de segregación gravitacional. La aceleración del proceso de segregación gravitacional se debe a la reducción de la viscosidad de 200 cp a 10 cp o menos. Con este proceso se espera que se recupere hasta un 27%.

4.7 México

El **Campo Tamaulipas-Constituciones** se localiza en la cuenca Tampico-Misantla, aproximadamente 35 Km al Noreste de Tampico. El campo fue descubierto en 1951, pero la producción comenzó en 1956; el campo cubre aproximadamente 60 Km² y produce aceite pesado de 18 °API de cinco formaciones, con un rango de profundidades de 1,250 a 2,100 m.

La presión y temperatura originales del yacimiento fueron de 215kg/cm² y 90 °C respectivamente con una presión de burbuja de 156.2 Kg/cm².⁵

La mayor producción se logró en 1961, pero, después de esto, la producción cayó y con el fin de mejorar la producción se implementó un programa de inyección de agua, la presión del yacimiento aumentó.

La figura 4.3 muestra la localización del Campo Tamaulipas-Constituciones en la cuenca Tampico-Misantla en México.

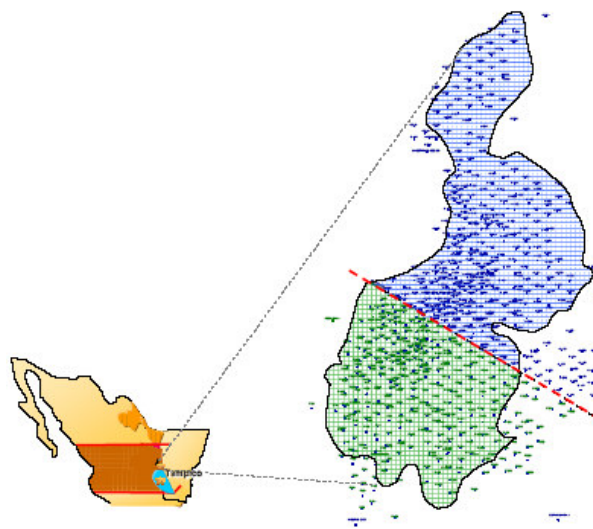


Figura 4.3 Ubicación del campo Tamaulipas-Constituciones.

Los **Campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum**, se encuentran 105 Km. al Noreste de Cd. del Carmen, Campeche.

La figura 4.4 muestra la ubicación de los Campos Ku, Maloob y Zaap.

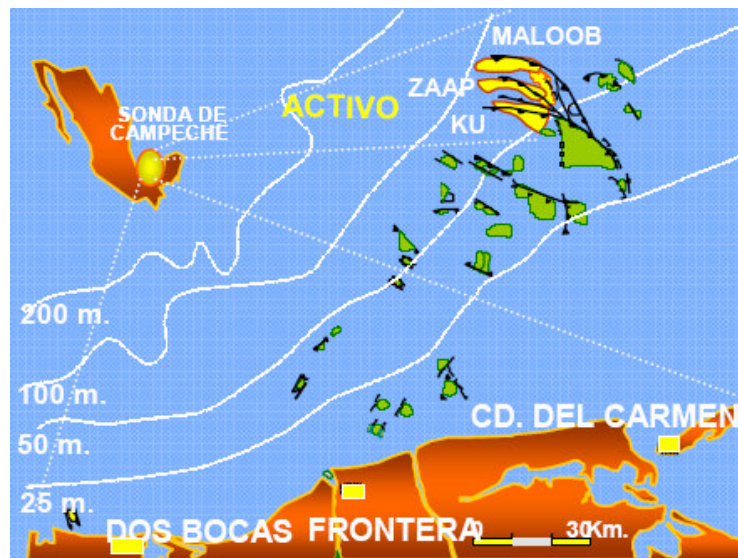


Figura 4.4 Ubicación de los campos Ku, Maloob y Zaap.

La Tabla 4.2 proporciona algunas características de los campos Ku, Maloob y Zaap.

	Campo Ku	Campo Maloob	Campo Zaap
Mvsnm	3000	3000	3000
Tipo de fluido	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Densidad del aceite, °API	22	13.7	13.7
Densidad Relativa del Gas	.09	0.76	0.76
RGA, m ³ /m ³	104	64.5	64.5
Producción de agua, %	0	0	0
Temperatura, °C	119	117	117
Presión inicial, kg/cm ²	321.1 @ ene/81	294.4 @ may/83	199.3 @ ene/82
Presión de saturación, kg/cm ²	187	138	138

Tabla 4.2 Características de los campos Ku, Maloob y Zaap.

La filosofía del desarrollo del proyecto es mantener la presión del yacimiento mediante la inyección de 530 MMPCD de nitrógeno.

Durante los últimos años PEMEX ha encontrado yacimientos de aceite pesado en la costa de Campeche. Las últimas exploraciones en la parte norte del campo Ku-Maloob-Zaap muestran que

existen grandes cantidades de hidrocarburos pesados en profundidades entre 100 y 200 m de los cuales contienen gravedades entre 6 y 12 °API y la viscosidad de estos fluidos es de 40,000 cp a 15°C.

El **Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao** esta localizado a 40 Km. al NW de la Ciudad de Tampico Tamaulipas; en los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, se ubica en la Cuenca Tampico-Misantla. Cubre una superficie aproximada de 3,300 km², el Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao está formado por 7 (siete) campos productores de aceite pesado: Pánuco, Cacalilao, Ébano-Chapacao, Topíla, Corcovado, Salinas-Barco-Caracol y Limón. La roca productora corresponde a calizas arcillosas naturalmente fracturadas cuyo espesor del orden de los 300 m, en un yacimiento de porosidad esencialmente en fracturas con baja permeabilidad de matriz (2 - 4%), el yacimiento es de baja presión con hidrocarburos pesados. (6-10 °API).⁶

En el área delimitada se han perforaron más de 2,300 pozos, con profundidades en un rango de 400 a 600 m., un gran porcentaje de estos perforados antes del año 1938 con terminación en agujero descubierto. La mayoría de estos se encuentran taponados.

La figura 4.5 muestra la ubicación del Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao en México.

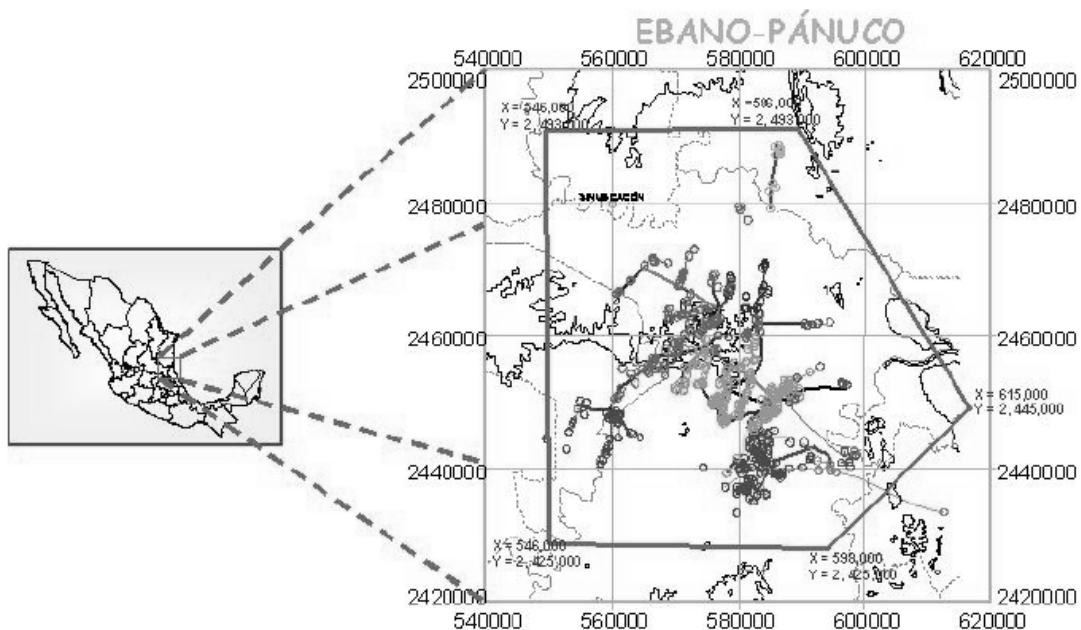


Figura 4.5 Ubicación del Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao en México.

4.8 India

En la India los yacimientos de aceite pesado fueron encontrados durante 1970-71, estos campos de hidrocarburos pesados pertenecen a la parte norte de los **depósitos de Cambay** los cuales se encuentran en **Santal, Balol, Lanwa y Becharaji**. Estos campos cubren un área de aproximadamente 70Km². Balol y Santal son los dos campos mayores de hidrocarburos pesados con una gravedad API entre 15^º-18^º. Los hidrocarburos contienen 6-8% de asfaltenos y poseen un rango de viscosidad entre 50-450 cp a condiciones de yacimiento. La presión y temperatura del yacimiento son de 100 Kg./cm² y 70°C respectivamente. Los yacimientos poseen una viscosidad del orden de 3-8 darcys y operan bajo un mecanismo de entrada de agua. Existe un gran contraste entre la movilidad del agua y del aceite lo que trae como resultado una recuperación primaria por debajo del 13% y algunas veces la producción de agua llega a ser del 95-100% por esto deben ser cerrados algunos pozos.⁷

La pobre recuperación primaria requiere de un método de recuperación mejorada. La recuperación de hidrocarburos pesados de estos campos fue un gran reto. Basado en resultados de laboratorios el proceso de combustión in-situ fue identificado como la mejor técnica para recuperación mejorada de estos campos.

Para poner en marcha este proyecto se necesitó de la ayuda de tecnología extranjera y se inició en los campos de Balol en 1900.

La figura 4.6 muestra la ubicación del Golfo de Cambay en la India.



Figura 4.6 Ubicación del Golfo de Cambay.

4.9 Canadá

Canadá tiene la porción más larga de reservas de aceite extrapesado y de bitumen de todo el mundo con un área de 63.6×10^{12} barriles (400 billones de m^3), el depósito más conocido es **Athabasca** en Alberta, Canadá. En 1700, exploradores reportaron afloramientos de arenas bituminosas y a principios de 1900 la explotación tipo minería comenzó a usarse para la explotación de estas arenas. En la actualidad esta industria continúa creciendo. Las arenas bituminosas de Athabasca aportan la tercera parte de la producción de hidrocarburos totales de Canadá.

La mayor parte de los depósitos de bitumen canadiense se encuentran localizados en la provincia de Alberta. Los tres principales depósitos son **Athabasca, Cold Lake y Peace River**. Las profundidades promedio son de 300, 400 y 500 m respectivamente.⁸

La mayoría de las arenas de Alberta se encuentran no consolidadas. El cuarzo constituye el 90% de la matriz sólida y el resto es arcilla y limo. La saturación de bitumen en los yacimientos es función de la porosidad y la permeabilidad. Una composición típica de arenas ricas en aceite es de 83% arena, 14% bitumen y 3% agua. La composición promedio del bitumen de Alberta es 84% carbón, 10% hidrógeno, 0.9 oxígeno, 0.4 nitrógeno, 4.7% azufre. La densidad y la viscosidad del bitumen varía con la localización y los rangos de su gravedad API es de 8 al 12. En estos yacimientos se han implementado la mayoría de los métodos mencionados en los capítulos 2 y 3 con gran éxito.

La figura 4.7 muestra las principales localizaciones de hidrocarburos pesado en Canadá.

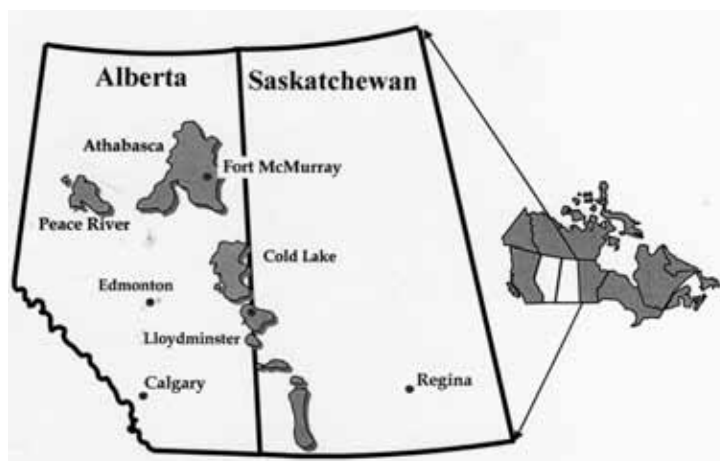


Figura 4.7 Principales localizaciones de hidrocarburos pesados en Canadá.

4.10 Estados Unidos

A finales de 1800 se descubrió en California aceite pesado y arenas bituminosas. Tres de los seis campos super gigantes son campos de aceite pesado: **Midway-Sunset, Kern River y South Belridge**.

El **Campo Kern River** esta cerca de Bakersfield, California, fue descubierto en 1899, a una profundidad de 13 m, con una saturación de aceite inicial de 50% y una porosidad promedio de 31% y rangos de permeabilidad de 1 a 10 D, la densidad del aceite es de 10 a 15 °API y una viscosidad de 500 a 10,000 cp. Con presión y temperatura inicial muy baja, lo que resulta una producción primaria muy pobre.

A principios de 1905 se hicieron experimentos con inyección de vapor, probando el potencial de los métodos térmicos y a partir de 1973, 75% de los proyectos de Kern River fueron producidos bajo inyección de vapor.

La figura 4.8 muestra el Campo Kern River en California, E.U.



Figura 4.8 Localización del campo Kern Field en California, E.U.

4.11 África

El **domo Flore** se localiza en el oeste de África costa afuera de Senegal y Guinea Bissau en el área administrada por la Agencia de Gestión y Cooperación. El domo Flore se estima que contiene 800

millones de barriles de aceite in-situ y posee una gravedad API entre 10-13°, con un espesor de 20-35 m. en esta área Marmore Energy esta haciendo estudios para aplicar el proceso SAGD.⁹

La figura 4.9 muestra la ubicación del Domo Flore en África.



Figura 4.9 Localización del Domo Flore en África.

4.12 Venezuela

La faja petrolífera del Orinoco se localiza en la parte este del río Orinoco en Venezuela **Mene Grande** es el primer campo importante de aceite pesado en Venezuela, fue descubierto en 1914 en arenas a 168 m produce aceite de gravedades menores 10.5 °API. Se probó la inyección de vapor en 1956, pero el vapor inyectado al yacimiento salía a la superficie así que la prueba se paró y cuando los pozos inyectoros fueron abiertos, produjeron aceite, esto llevó al descubrimiento de la inyección cíclica de vapor.¹⁰

Venezuela posee muchos yacimientos de aceite pesado tal como la acumulación más grande de aceite pesado y extrapesado de aceite en el mundo: 55,000 km² de la Faja del Orinoco. En 1935 un pozo descubridor producía aceite de 7 °API pero la Faja aún no se estudiaba con detalle hasta 1968. El yacimiento es de arenas no consolidadas. Al inicio se calculó que solo podría extraerse un 5% de ese hidrocarburo sin ayuda de calor. A pesar de la densidad de este aceite, el bombeo fue posible, pero se necesitaban gastos grandes para solventar el costo del bombeo, pero los grandes gastos significaban la producción de arena, así que se optó por el uso de pozos horizontales para solucionar. La producción fría con pozos horizontales creó un factor de recuperación similar a la estimulación cíclica con pozos verticales a un costo mucho menor.

La figura 4.10 muestra la ubicación de La Faja de Oro en Venezuela.



Figura 4.10 Ubicación de La Faja del Orinoco en Venezuela.

4.13 Indonesia

El **campo Duri** es un campo de aceite pesado con la operación más grande del mundo de inyección de vapor. El campo Duri se descubrió en 1941, pero no fue puesto en producción hasta 1954. La producción primaria alcanzó los 10,300 m³/d, con esto se esperaba una recuperación del 7%. Se probó la estimulación cíclica con vapor en 1975 y fue muy exitosa. Después de la recuperación exitosa del 30%. El campo Duri ahora produce 36,500 m³/d con el último factor de recuperación esperado de 70% en algunas áreas.¹¹

La figura 4.11 muestra la ubicación del campo Duri en Indonesia.



Figura 4.11 Ubicación del campo Duri en Indonesia.

4.14 China

El **Campo Tahe** es un yacimiento carbonatado, con una profundidad de 5,400 a 6,300 m. La temperatura del yacimiento rebasa los 120°C y la presión de fractura excede los 917 kg/cm² (90 MPa). El tipo de aceite es pesado. Se ha usado una combinación de fracturamiento hidráulico y fracturamiento ácido. No hay mayores referencias del desarrollo del campo.

4.15 Referencias

1. Farouq Ali, S.M. "Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential, and Problems" SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Billings, Montana. 15-16 May 1974. SPE 4935-MS.
2. Bruce Peachey, P. Eng., Marc Godin, P. Eng., Dr. Ted Heidrick, P.Eng. "Low Carbon Futures. Carbonate Triangle and Conventional Heavy Oil-Lowest GHG Production Scenarios". Petroleum Technology alliance Canada. Marzo 31 2007.
3. Bahonar M., Ataei A. Masoudi R. and Mousavi Mirkalae S. M. "Evaluation of Steam Injection in a Fractured Heavy-Oil Carbonate Reservoir in Iran". SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Kingdom of Bahrain. 11-14 March 2007. SPE 105299-MS.
4. Bardon, C.P., Karaoguz, Tholance, M. "Well Stimulation by CO2 in the Heavy Oil Field of Camurlu in Turkey". SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma. 20-23 April 1986. SPE 14943-MS.
5. Heron Gachuz Muro, Sergio Berumen Campos, Luis O. Alcazar Cancino and José A. Rodríguez Pimentel. "Quebrache--A Natural CO2 Reservoir: A New Source for EOR Projects in Mexico". Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires, Argentina. 15-18 April 2007. SPE 0744-MS.
6. http://www.pemex.com/files/content/SIODCMSA_AnexoA_.pdf SUBDIRECCIÓN REGIÓN NORTE, GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS, SUBGERENCIA DE RECURSOS MATERIALES, OBRA: "SERVICIO INTEGRAL DE OPTIMIZACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS Y/O MARGINALES EN EL SECTOR ___ DEL ACTIVO ___" ANEXO "A". RELACIÓN DE PLANOS Y/O CROQUIS.

-
7. Doraiah A., Sibaprasad Ray, and Pankaj Gupta. "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. 11-14 March 2007. SPE 105248-MS.
 8. Nasr T. N., Ayodele O. R. "Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Kuala Lumpur, Malaysia. 5-6 December 2005. SPE 97488-MS.
 9. Energy Statistics from te U.S. government. "Energy Information Administration. West Africa (ECOWAS)" June 2007. <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/ECOWAS/Oil.html>.
 10. Cutler J. Cleveland, Alejandra Roman. "Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela", Article Topics: Energy and Geography of Energy, Last Updated: June 14, 2007 http://www.eoearth.org/article/Orinoco_Heavy_Oil_Belt,_Venezuela.
 11. Carl Curtis, Robert Kopper Petrozuata, Eric Decoster, Angel Guzmán-Garcia, Cynthia Huggins, Larry Knauer, Mike Minner, Nathan Kupsch, Luz Marina Linares, Howard Rouge, Mike Waite. "Heavy-Oil Reservoirs". Otoño 2002.
- (*). Las reservas de hidrocarburos de México. PEMEX Exploración y Producción. Evaluación al 1 de enero de 2007.

5. Criterios de Selección de los Procesos de Recuperación Mejorada para Yacimientos de Aceite Pesado

Dada la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio general que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie. Este esfuerzo de equipo multidisciplinario también debe considerar las soluciones de compromiso entre factores tales como reservas, regímenes de recuperación esperados y tasas de producción. También se requiere la consideración del costo de la generación de energía y la sensibilidad ambiental de las adyacencias.¹

Se han propuesto criterios de selección para todos los métodos de recuperación mejorada. Se han examinados datos de los métodos de recuperación en todo el mundo encontrando las características óptimas del hidrocarburo y del yacimiento para que los procesos sean exitosos.²

La importancia de elegir el “mejor” método de recuperación es muy grande para los ingenieros petroleros ya que son útiles para una evaluación somera antes de que se hagan inversiones en evaluaciones económicas.

En estos días, la Administración de Yacimientos considera varias opciones de métodos de recuperación mejorada en las primeras etapas de explotación. Para muchos campos la decisión más difícil es resolver cuando inyectar algún fluido, más no, qué fluido inyectar. Obviamente el aspecto económico siempre juega el mayor papel en la decisión de implementar o no implementar algún método. Los criterios de selección son útiles para eliminar los peores candidatos y para determinar que gases o líquidos pueden ser usados a un menor costo para una recuperación exitosa.³

La mayoría de los métodos nuevos de recuperación solo se llevaran a cabo si parecen ser rentables. Esto dependerá del futuro precio de los hidrocarburos. En general, la producción de los métodos de recuperación aumenta cuando el precio de los hidrocarburos aumentan y viceversa.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestran la profundidad y gravedad del aceite de métodos de recuperación mejorada usados en E.U. y fuera de E.U.

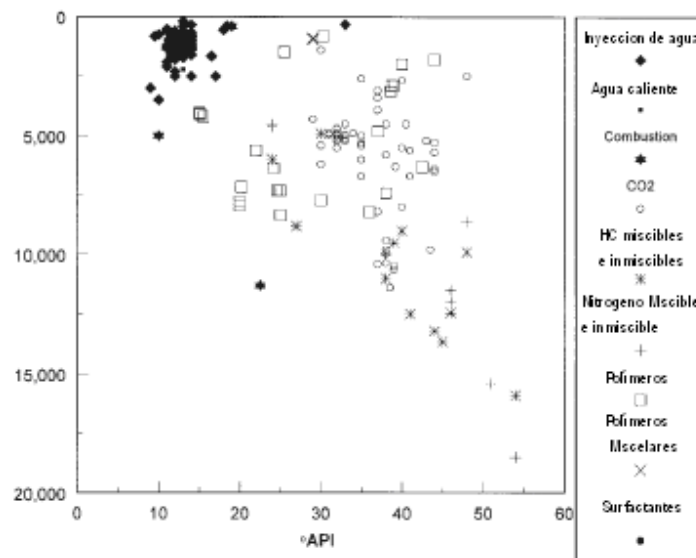


Figura 5.1 Profundidad y gravedad del aceite de métodos de recuperación mejorada usados en E.U.

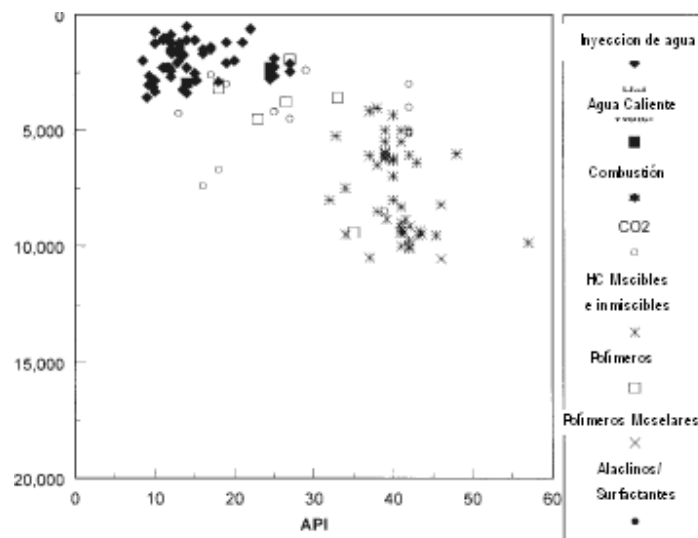


Figura 5.2 Profundidad y gravedad del aceite de métodos de recuperación mejorada usados fuera de E.U.

Una manera conveniente de usar estos métodos con base en su densidad se muestra a continuación:

La figura 5.3 muestra el rango de gravedades API en el cual el método de recuperación mejorada es más efectivo.

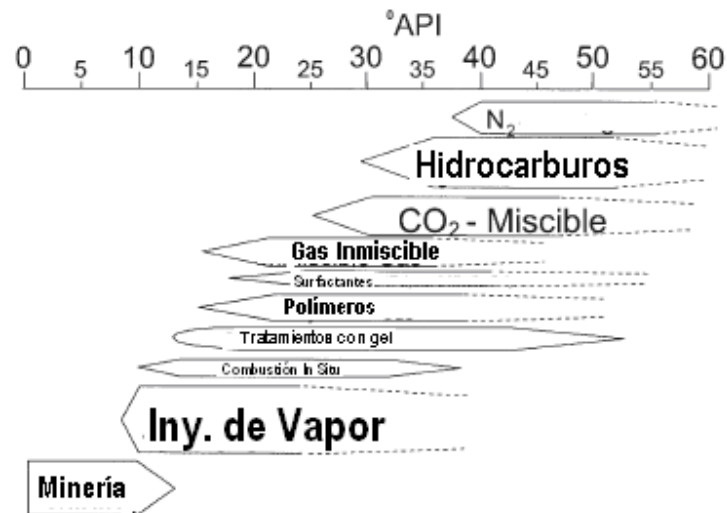


Figura 5.3 Rango de gravedades API en el cual el método de recuperación mejorada es más efectivo.

5.1 Nitrógeno y Gas

Descripción:

El nitrógeno y el gas son métodos de recuperación que usan gases no hidrocarburos y con un bajo costo para desplazar el hidrocarburo, los gases pueden ser solubles en el hidrocarburo dependiendo de la composición y de la presión a la que se encuentra el hidrocarburo en el yacimiento. Debido a su bajo costo, son inyectados grandes volúmenes de estos gases. El nitrógeno y el gas también son considerados en la inyección de CO₂.

Mecanismos:

El nitrógeno y el gas recuperan el hidrocarburo mediante: 1) Vaporizando los componentes ligeros del hidrocarburo y generando la miscibilidad solo si la presión es lo suficientemente alta. 2)

Proporcionando un mecanismo de desplazamiento por empuje de gas ya que una gran cantidad del yacimiento se llena con gases de bajo costo. 3) Mejorando el empuje por segregación gravitacional en yacimientos profundos.

Limitantes:

El desarrollo de la miscibilidad puede ser logrado solo con hidrocarburos ligeros y presiones muy altas, para ello se necesitan yacimientos muy profundos. Se necesita un yacimiento muy profundo para lograr la estabilización del mecanismo de segregación gravitacional. La profundidad del yacimiento es un factor crucial para el éxito del proyecto.

Problemas:

La digitación de la viscosidad causa un barrido vertical y horizontal muy pobre. Los gases no hidrocarburos deben ser separados del gas natural producido. La inyección de estos gases causa problemas de corrosión.

La tabla 5.1 muestra algunos criterios para el uso de inyección de nitrógeno y gas.

Nitrógeno y Gas		
Características del aceite	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, ° API	>35	38 a 54 (miscible)
Viscosidad, cp	<0.4	0.07 a 0.3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	
Yacimiento		
Saturación de aceite, %PV	>40	59 a 80
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad.	
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación sea profunda.	

Permeabilidad promedio	No crítica	
Profundidad, ft	>1,800 m	2,600 a 5,600
Temperatura, ° F	No crítica.	

Tabla 5.1 Criterios para el uso de la inyección de nitrógeno y gas

5.2 Hidrocarburos Miscibles

Descripción:

La inyección de hidrocarburos miscibles consiste en inyectar hidrocarburos ligeros al yacimiento para formar un fluido miscible. Se han usado tres métodos diferentes. El primero usa alrededor del 5% de gas hidrocarburo licuado como el propano y en seguida se inyecta gas natural o agua. El segundo método llamado gas enriquecido consiste en inyectar del 10 al 20% de gas natural enriquecido con etano hasta hexano y en seguida se inyecta gas natural o agua. Los gases enriquecidos se transfieren del gas al aceite. El tercer método llamado inyección de gas a alta presión consiste del gas a alta presión para evaporar los gases desde el C₂ hasta el C₆ del aceite caliente.

Mecanismos:

La inyección de hidrocarburos miscibles recupera el hidrocarburo mediante: 1) La generación de la miscibilidad, 2) el aumento de la cantidad del volumen de hidrocarburo, 3) Disminuyendo la viscosidad y 4) El mejoramiento del mecanismo de segregación gravitacional.

Limitantes:

La profundidad depende de la presión que necesita para generara la miscibilidad. Los rangos de presión requeridos son de 1,200 psi para el gas de hidrocarburo licuado y de 4,000 a 5,000 psi para la inyección de gas a alta presión, dependiendo del aceite. Se recomienda su aplicación en una formación muy profunda para lograr la estabilidad del mecanismo de segregación gravitacional.

Problemas:

La digitación ocasiona un barrido vertical y horizontal muy deficiente. Se requieren grandes volúmenes de gas miscible. Los solventes pueden quedar atrapados en los yacimientos y ya no pueden ser recuperados.

La tabla 5.2 muestra algunos criterios para el uso de hidrocarburos miscibles.

Hidrocarburos Miscibles		
Características del aceite	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, ° API	>23	24 a 54 (miscible)
Viscosidad, cp	<3	0.04 a 2.3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	
Yacimiento		
Saturación de aceite, %PV	>30	30 a 98
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad.	
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación sea profunda	
Permeabilidad promedio	No crítica, si es uniforme	
Profundidad, m	>1,200	1,200 a 4,800 m
Temperatura, ° F	Puede tener un efecto significativo en la mínima presión de miscibilidad (MPM).	

Tabla 5.2 Criterios para el uso de la inyección de hidrocarburos miscibles

5.3 Inyección de CO₂

Descripción:

Se inyectan grandes cantidades de CO₂. El CO₂ permite la extracción de los componentes ligeros a medianos del hidrocarburo y si la presión es lo suficientemente alta se logra desarrollar la miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento. El desplazamiento no miscible es menos efectivo pero recupera más aceite que la inyección de agua.

Mecanismos:

El CO₂ recupera hidrocarburos mediante: 1) El aumento del volumen del aceite (el CO₂ es muy soluble en hidrocarburos con gravedades API altas), 2) La disminución de la viscosidad del aceite (Más efectivo que el N₂ o el CH₄), 3) La disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el CO₂ y 4) La generación de la miscibilidad cuando la presión es lo suficientemente alta.

Limitantes:

Se requiere una fuente de CO₂ de bajo costo.

Problemas:

Causa corrosión.

La Tabla 5.3 muestra algunos criterios para el uso de inyección de CO₂.

CO ₂		
Características del aceite	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, ° API	>22	27 a 44 (miscible)
Viscosidad, cp	<10	0.3 a 6
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (especialmente C5 a C12)	
Yacimiento		
Saturación de aceite, %PV	>20	15 a 70

Tipo de formación	Areniscas o carbonatos relativamente delgados a menos que sean formaciones profundas.	
Permeabilidad promedio	No crítica, si se pueden mantener gastos de inyección constantes.	
Profundidad y temperatura	Para el desplazamiento miscible, la profundidad debe ser suficiente para permitir grandes presiones de inyección mayores a MMP, lo cual aumenta la temperatura.	
Para inyección de CO₂-miscible	<u>Gravedad, °API</u> >40 32 a 39.9 28 a 31.9 22 a 27.9 <22 13 a 21.9	<u>La profundidad debe ser mayor a: (m)</u> 760 850 1000 4,000
Para inyección de CO₂-inmiscible (baja recuperación de aceite)	<13	370

Tabla 5.2 Criterios para el uso de la inyección de hidrocarburos miscibles

5.4 Inyección de Polímeros

Descripción:

El objetivo de la inyección de polímeros es mejorar el desplazamiento y la eficiencia de barrido durante la inyección de agua. En la inyección de polímeros, algunas moléculas de polímeros de gran peso se disuelven en el agua que se va a inyectar para disminuir la movilidad del agua. Las concentraciones de los polímeros tienen un rango de 250 a 2,000mg/L.

Mecanismos:

Todos los mecanismos de inyección de polímeros recuperan hidrocarburos mediante: 1) El aumento de la viscosidad del agua, 2) La disminución de la movilidad del agua y 3) El contacto con una gran parte del yacimiento.

La Tabla 5.4 muestra algunos criterios de para el uso de inyección de polímeros.

Polímeros		
Características del aceite	Rango recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, ° API	>15	14 a 43
Viscosidad, cp	<150 (preferentemente <100 y >10)	1 a 80
Composición	No crítica	
Yacimiento		
Saturación de aceite, %PV	>50	59 a 92
Tipo de formación	Preferentemente areniscas, pero puede ser usado en carbonatos.	
Espesor neto	No crítica	
Permeabilidad promedio, md	>10 md	10 a 15,000
Profundidad, m	<2,750 (ver temperatura)	1,300 a 9,600
Temperatura, ° F	<200 Para reducir la degradación	80 a 185

Tabla 5.4 Criterios para el uso de la inyección de polímeros.

5.5 Combustión in Situ

Descripción:

La combustión in situ se inicia en el yacimiento inyectando aire para mantener la ignición. La técnica más común es la combustión hacia delante en la cual la ignición comienza en los pozos inyectoros y el aire es inyectado para propagar la combustión hacia el frente de los pozos. Una combinación de este método es la inyección de agua seguida de la ignición. Una segunda Técnica es la combustión hacia atrás en la cual la ignición comienza en un pozo que más tarde será productor, la inyección de aire es cambiado a pozos adyacentes.

Mecanismos:

La combustión in situ recupera hidrocarburos mediante: 1) La conducción de calor que se transfiere por conducción y convección, esto disminuye la viscosidad del aceite; 2) Los gases producidos llevan a mejorar la calidad del hidrocarburo; 3) La quema de las partes más pesadas del hidrocarburo y 4) El aumento de la presión debido al aire inyectado en el yacimiento.

Limitantes:

Si no existe una cantidad de coque quemado al principio de la combustión, el proceso de combustión no podrá seguir. Si hay un exceso de coque el avance de la combustión será muy lenta y la cantidad de aire para mantener la combustión será mayor. La saturación y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor a la formación.

Problemas:

Es un proceso complejo que requiere una gran cantidad de inversión y es difícil de controlar. La quema de gases ocasiona daño al ambiente. Causa problemas de operación como corrosión, aumenta la producción de arenas y ceras, depositaciones de carbono y fallas en la línea de producción debido a las temperaturas altas.

La Tabla 5.5 muestra algunos criterios para el uso de combustión in Situ.

Combustión In-Situ		
Características del aceite	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, ° API	10 a 27	10 a 40
Viscosidad, cp	<5,000	6 a 5,000
Composición	Algunos componentes asfálticos.	
Yacimiento		
Saturación de aceite, %PV	>50	62 a 94
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad.	
Espesor neto, m	>3	
Permeabilidad promedio, md	>50	85 a 4,000
Profundidad, m	<3,500	120 a 3,440
Temperatura, ° F	>100	100 a 22

Tabla 5.5 Criterios para el uso de la Combustión in situ.

5.6 Inyección de Vapor

Descripción:

El proceso implica la continua inyección de vapor con un 80% de calidad para desplazar el crudo hacia los pozos productores.

Mecanismos:

El vapor recupera hidrocarburos mediante: 1) El aumento de la temperatura del hidrocarburo y reduciendo su viscosidad; 2) La administración de la presión para que el hidrocarburo se mueva hacia el pozo productor y; 3) La destilación de vapor especialmente en crudos ligeros.

Limitantes:

La saturación de aceite debe ser alta, el espesor del yacimiento debe ser mayor de 6 m para disminuir las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes. La inyección de vapor es aplicable principalmente a aceites viscosos, en areniscas de alta permeabilidad o arenas no consolidadas. Debido a las grandes pérdidas de calor el yacimiento deberá ser somero y lo suficientemente grande para que los gastos de inyección puedan mantener la presión. La inyección de vapor no se usa en yacimientos carbonatados. Debido a que una tercera parte de la producción es usada para generar el vapor inyectado, los costos son muy altos.

La tabla 5.6 muestra algunos criterios para el uso de inyección de vapor.

Vapor		
Características del aceite	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, ° API	8 to 25	10 a 40
Viscosidad, cp	<100,000	6 a 5,000
Composición	No crítica.	
Yacimiento		
Saturación, %PV	>40	35 a 90
Tipo de formación	Arenas o areniscas con alta porosidad.	
Espesor neto, m	>20	
Permeabilidad promedio, md	>200	63 a 10,000
Profundidad, m	<1,524	45 a 1,370
Temperatura, ° F	No crítica	60 a 280

Tabla 5.6 Criterios para el uso de la inyección de vapor.

5.7 Referencias

1. Hussein Alboudwarej Joao, Felix Shawn Taylor Edmonton, Rob Badry, Chad Bremner, Brent Brough, Craig Skeates, Andy Baker, Daniel Palmer, Katherine Pattison. Anchorage, Mohamed Beshry, Paul Krawchuk, George Brown, Rodrigo Calvo, Jesús Alberto Cañas Triana, Roy Hathcock, Kyle Koerner, Trevor Hughes, Dibyatanu Kundu, Jorge López de Cárdenas, Chris West. "La importancia del petróleo pesado". Oil Field Review. Otoño 2006.
2. Taber J. J., Martin F. D., Seright R. S. "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE Reservoir Engineering Volume 12, Number 3 August 1997. SPE 35385-PA.
3. Taber J. J., Martin F. D., Seright R. S. "EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices". SPE Reservoir Engineering Volume 12, Number 3 August 1997. SPE 39234-PA.

6. Conclusiones y Recomendaciones

Como se mencionó anteriormente, la demanda de energéticos sigue aumentando y del total de recursos de petróleo del mundo, el petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, el resto correspondiente a petróleo pesado, extrapesado y bitúmen. Aunque el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, ese recurso es abundante y muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable.

En general, para la producción de aceites pesados, existen dos métodos que permiten mejorar los factores de recuperación de estos yacimientos. Uno de ellos es el método térmico; se utiliza cuando el petróleo debe ser calentado para fluir. El otro, el método no térmico—aquél que no requiere el agregado de calor—puede ser utilizado cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya y su explotación sea rentable.

Dada la diversidad disponible de métodos de recuperación, la selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio general que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones de superficie.

De los campos estudiados en este trabajo podemos recomendar el siguiente criterio de selección:

Inyección de CO₂.

La inyección de CO₂ se usó en campos con gravedades entre 10 y 16 API. Para aplicar la inyección de CO₂ se debe estimar que la presión mínima de miscibilidad pueda lograrse tomando en cuenta la profundidad de la zona productora y las condiciones de presión y temperatura iniciales, esto

generará un solvente miscible en los hidrocarburos más pesados eliminando la tensión superficial entre el dióxido de carbono y el hidrocarburo pesado, mejorando la permeabilidad de la formación. También deberá tomarse en cuenta que si el yacimiento es fracturado, puede haber canalización del gas hacia las fracturas, dando lugar a un barrido muy pobre. Además debe tomarse en cuenta que el uso de CO₂ puede crear precipitación de asfaltenos lo cual disminuye la permeabilidad de la formación.

Inyección de agua

Los aceites con gravedades entre 16 y 18 °API y en yacimientos con profundidades menores a 2100 m y aquellos yacimientos que no están sujetos a la influencia de las arenas son buenos candidatos a la inyección de agua a menos que exista un acuífero cercano al yacimiento. La inyección de agua no se considera efectiva debido a que su desplazamiento y su eficiencia de barrido son bajos en hidrocarburos pesados; en formaciones profundas no es recomendable su uso ya que se requieren presiones de inyección altas. Si se opta por el uso de la inyección de agua deberá considerarse el tipo de roca, ya que por lo general los carbonatos son mojados por aceite o tiene mojabilidad mixta, además el agua hincha cualquier arcilla presente ocasionando problemas adicionales. Algunas veces la inyección de agua caliente a determinada temperatura (dependiendo de las características del yacimiento) logra cambiar la mojabilidad de los carbonatos de mojada por agua a mojada por aceite. Sin embargo, es un método económico y simple de usar.

Inyección de vapor

Se recomienda usar la inyección de vapor en yacimientos con profundidades menores a los 1000 m y mayores a los 200 m, con aceites con gravedades entre 10 y 15 °API. Este método es capaz de reducir las viscosidades de los fluidos, reducir su densidad, la reducción de las fuerzas interfaciales y la modificación de las permeabilidades. La inyección de vapor no se considera en yacimientos muy profundos ya que debido a la profundidad requiere de presiones de inyección extremadamente altas

y requiere de una fuente muy grande de vapor lo cual es muy costoso. Y si es un yacimiento muy somero el vapor inyectado al yacimiento tiende a salir a la superficie. Las principales desventajas de este método son los sobre suministros o bajo suministros de vapor, las pérdidas de calor, el gran consumo de combustible, la fuga de vapor por el espacio anular y la segregación gravitacional.

Combustión in situ

En yacimientos con profundidades mayores a los 1000 m, con temperaturas mayores a los 70 °C y en aceites con gravedades entre 15 y 18 °API, se recomienda usar el método de combustión in situ, ya que no se requiere de una fuente generadora de calor, solo se requiere de la inyección de aire por un periodo precalculado, el aire se combina con el combustible formando bióxido de carbono y agua liberando calor, para lograr una mayor eficiencia el aire puede ser enriquecido de oxígeno o bien se puede usar oxígeno puro. El uso de oxígeno requiere menor energía de compresión. Esto produce la formación de grandes cantidades de CO₂ lo cual mejora la recuperación ya que además tendría algunos beneficios de la inyección de CO₂. Sin embargo, el oxígeno tiene la desventaja de ser muy corrosivo. Algunos problemas que se presentan al usar este proceso es que algunas veces las temperaturas son tales que el frente de combustión alcanza la zona del pozo productor, cuando esto sucede los pozos son destruidos por el calor. Otro inconveniente es la tendencia que tiene el aire a fluir hacia formaciones heterogéneas, poca inyección de aire, daño a la formación, reducción de la permeabilidad, erosión, corrosiones, emulsiones y enarenamiento.

Estimulación ácida

La estimulación ácida es recomendable en yacimientos con gravedades entre 9 y 12 °API en yacimientos con temperaturas entre 40 y 50 °C; efectiva en yacimientos que poseen zonas con altas permeabilidades tales como los yacimientos fracturados o con vóculos. Uno de los propósitos de la estimulación ácida es evitar el daño creado en el área del pozo. La estimulación ácida también crea grandes canales de altas permeabilidades, aumentando la permeabilidad a varios metros del pozo.

Los canales creados tiene oportunidad de conectarse con las fracturas del yacimiento, el ácido también puede abrir los canales obstruidos por el daño. El uso excesivo de la estimulación ácida puede causar el debilitamiento de la formación y la inestabilidad del pozo.

Pozos horizontales

La perforación de pozos horizontales fue un descubrimiento muy útil, ya que no requiere de la ayuda del calor. Este proceso es útil en aceites con gravedades menores a los 12 °API; en yacimientos fracturados, porosos y de arenas no consolidadas, son muy ventajosos ya que éstos pueden ser perforados en dirección perpendicular a la dirección de la fractura dominante asegurando así que los pozos intersecten tantas fracturas como sean posibles y permiten la producción de arenas en conjunto con los hidrocarburos del yacimiento para mejorar el porcentaje de recuperación.

Explotación tipo minería

La explotación tipo minería se recomienda usar en arenas bituminosas que contengan hidrocarburos con gravedades entre 8 y 12 °API en yacimientos con profundidades menores a 500 m, este método es el más recomendable para la explotación de estas arenas debido a que el hidrocarburo se encuentra en estado sólido.

Si bien es cierto, el estudio de la explotación de yacimientos pesados es complejo, pero hoy en día existen diversas técnicas y/o procesos que están siendo desarrollados por las compañías privadas y nacionales con el fin de explotar este tipo de aceites. Canadá, Venezuela y algunos otros países, siguen invirtiendo en la generación de nuevas alternativas, pero aún falta mucho por hacer.

Será importante un análisis más profundo de cada una de estas tecnologías y/o procesos a fin de poder elegir aquella que mejor se adapte a las condiciones y propiedades de cada campo, ello en México.
