



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN PARA ACEITES PESADOS

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA

JOSUÉ ROA MUÑIZ



Director: Dra. Rocío de la Torre Sánchez
Ing. Claudio de la Cerda Negrete
Febrero 2013



Dedicatoria



A mis padres, por todo el amor, comprensión, trabajo y sacrificio que han hecho por mí.

Todos mis logros son y serán de ustedes.



Agradecimientos

A mis padres: María Teresa y José Vidal, por todo su amor y comprensión, gracias por todos los sacrificios, esfuerzo y trabajo que realizaron para darme un educación, por todos los consejos, apoyo y motivación a lo largo de mi vida. Espero que algún día llegar a ser como ustedes, son mi ejemplo a seguir.

A mis hermanos: Naara y Levi, por todo su apoyo, risas y consejos a lo largo de mi vida.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme una educación de calidad y disfrutar de todas sus instalaciones, servicios y actividades.

A Angélica Victoria, Yushet Inclan, Enrique Encarnación, Antonio Serapio, Gerardo Velázquez, Cesar Sánchez, Edgar Ronquillo, Miguel Flores, Juan Cruz, Juan Guerrero por su amistad, apoyo, enseñanzas, consejos, alegrías, tristezas, desveladas, noches de estudio, fiestas... en pocas palabras, por todos esos momentos que vivimos dentro y fuera de la Universidad, sin ustedes la estancia en la Universidad no hubiera sido la misma, gracias por su apoyo incondicional.

A toda mi familia, por el apoyo y cariño que siempre me han brindado. Todos han aportado de alguna manera a mi educación, gracias.

A la Doctora Roció de la Torre, por confiar en mí y apoyarme en todo momento.

Al Ingeniero Claudio de la Cerda y al Ingeniero Leonardo Márquez, gracias por el interés en la realización de este trabajo, por todas las correcciones realizadas, consejos y ayuda brindada, porque a pesar de que tienen mucho trabajo, siempre encontraban espacio para ayudarme y motivarme.

A mis compañeros de equipo y personas involucradas en el Petrobowl: Pepe Parra, Polo Vera, Eduardo Ramírez, Perla Velázquez, Albania Sánchez, Humberto Santiago, Julio Trejo, Fer Nuñez, Luis Loera, por ser parte de este proyecto en el cual representamos y pusimos en alto el nombre de nuestra UNAM.



Dedicatoria



A mis sinodales por su tiempo brindado para la revisión de este trabajo: Ingeniero Manuel Villamar, Doctor Fernando Samaniego, Doctora Roción de la Torre, Ingeniero Claudio de la Cerda, Doctor Sergio Quiñones.



CONTENIDO

	Pag.
ÍNDICE DE FIGURAS.....	II
INTRODUCCIÓN	VI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN AL PETRÓLEO PESADO	1
1.1 EL PETRÓLEO.....	1
1.2 TIPOS DE PETRÓLEO.....	2
1.3 PETRÓLEO PESADO	3
1.3.1 <i>Origen</i>	7
1.3.2 <i>Reservas</i>	8
1.3.3 <i>Determinación de precios</i>	11
1.3.4 <i>Problemas con el transporte y procesamiento del aceite pesado</i>	13
CAPÍTULO 2. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO PESADO EN MÉXICO	14
CAPÍTULO 3. MÉTODOS DE EXTRACCIÓN PARA PETRÓLEO PESADO	20
3.1 MÉTODOS TÉRMICOS.....	22
3.1.1 <i>Inyección continua de vapor ("Steam flooding")</i>	22
3.1.2 <i>Inyección cíclica de vapor ("Cyclic steam stimulation")</i>	24
3.1.3 <i>SAGD (Drenaje por gravedad asistido por vapor)</i>	33
3.1.4 <i>Combustión en sitio</i>	35
3.1.5 <i>Inyección de agua caliente</i>	42
3.1.6 <i>Calentamiento eléctrico</i>	45
3.1.7 <i>Diseño y terminación de pozos térmicos</i>	46
3.2 PÉRDIDAS DE CALOR EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	51
3.2.1 <i>Pérdidas de calor en líneas superficiales</i>	52
3.2.2 <i>Pérdidas de calor en pozos</i>	53
3.3 MÉTODOS EN FRÍO	55
3.3.1 <i>Producción en frío de aceite pesado con arena (CHOPS)</i>	55
3.3.2 <i>Pozos horizontales</i>	57
3.3.3 <i>Inyección de agua</i>	58
3.3.4 <i>Inyección de Polímeros</i>	59
3.3.5 <i>Extracción de vapor (VAPEX)</i>	60
3.3.6 <i>Inyección de CO₂</i>	61
3.4 MINERÍA	62
3.5 CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE EXTRACCIÓN PARA PETRÓLEOS PESADOS.	64
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN EN EL MUNDO	65
4.1 MÉTODOS TÉRMICOS.....	66
4.2 MÉTODOS EN FRÍO	67
4.3 COMBINACIÓN DE MÉTODOS	68
CAPÍTULO 5. APLICACIÓN (ANÁLISIS)	69
5.1 JUSTIFICACIÓN.....	69
5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO (INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR).....	71



5.3	DESCRIPCIÓN PROGRAMA	73
5.3.1	<i>Modelo matemático en el pozo</i>	73
5.3.2	<i>Pérdidas de energía</i>	73
5.4	PROCEDIMIENTO EMPLEADO	74
5.4.1	<i>Modelo matemático en el pozo</i>	74
5.4.2	<i>Pérdidas de energía</i>	74
5.5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	77
5.5.1	<i>Modelo de Gontijo y Aziz</i>	77
5.5.2	<i>Tuberías superficiales</i>	80
5.5.3	<i>Tubería de inyección</i>	84
5.5.4	<i>Calidad del vapor en el fondo del pozo</i>	85
5.5.5	<i>Generador de vapor</i>	86
5.5.6	<i>Conclusiones</i>	88
CAPÍTULO 6.	CONCLUSIONES GENERALES.....	89

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Clasificación de los crudos pesados (Hart Energy, 2011)	3
Figura 2. Clasificación del crudo conforme a la gravedad API y viscosidad.....	3
Figura 3. Distintos colores del crudo, con base en su composición (Schlumberger, 2012).	4
Figura 4. Porcentaje de las reservas de crudo (Schlumberger, 2006)	6
Figura 5. Ambiente sedimentario típico de un depósito de petróleo no convencional (Schlumberger, 2006).....	7
Figura 6. Recursos estimados de aceite pesado (Petrobank, 2010).	8
Figura 7. Producción mundial de crudo pesado por país (Schlumberger, 2012).....	9
Figura 8. Pronóstico de producción de aceite pesado (Hart Energy, 2011).	13
Figura 9. Regiones PEMEX Exploración y Producción.	15
Figura 10. Producción Mexicana de petróleo por tipo a febrero del 2012 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	16
Figura 11. Distribución de la producción de aceite pesado por campo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	17
Figura 12. Distribución de las reservas de petróleo pesado por campos de la región Marina Noreste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).	17
Figura 13. Principales campos productores de petróleo pesado en la región Norte (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	18



Figura 14. Distribución de las reservas de petróleo pesado por campos de la Región Norte (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	18
Figura 15. Producción de petróleo pesado en la Región Sur (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	19
Figura 16. Distribución de las reservas de petróleo pesado por campos de la Región Sur (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).....	19
Figura 17. Proceso para la selección e implementación de un método de recuperación mejorada.....	20
Figura 18. Métodos de Extracción crudos pesados.....	21
Figura 19. Inyección de vapor (Erle C. Donaldson, 1989).....	24
Figura 20. Inyección cíclica de gas (Butler., 1991).....	25
Figura 21. Respuesta a los ciclos de producción en la estimulación cíclica de vapor (Butler., 1991)	26
Figura 22. Medición de la calidad del vapor (Butler., 1991)	31
Figura 23. Efecto de la calidad del vapor en la recuperación de aceite original en sitio (Erle C. Donaldson, 1989).....	33
Figura 24. Sección transversal del proceso SAGD. Oilfield review	34
Figura 25. Terminación en proceso SAGD (García, 2010).....	34
Figura 26. Figura perfiles de saturación y temperatura durante la combustión seca (Butler., 1991).....	39
Figura 27. Perfiles de saturación y temperatura de la combustión in situ convencional húmeda (Butler., 1991).....	40
Figura 28. Perfiles de saturación y temperatura de la combustión en reversa.	41
Figura 29. Diagrama de pozos durante el proceso de combustión in situ (Sarahi, 1998).....	42
Figura 30. Contribuciones relativas en la eficiencia de desplazamiento del aceite por agua (Prats, 1985).	43
Figura 31. Proceso electro térmico de calentamiento (Romero).	46
Figura 32. Ciclos de tensión de las tuberías durante la inyección de vapor (Butler., 1991).....	47
Figura 33. Pozo el cual utiliza un pequeño flujo de gas en el espacio anular como sustancia aislante para proteger al revestidor.	48
Figura 34. Terminación con empaque de grava (Prats, 1985).	50
Figura 35. Terminaciones convencionales y selectivas para pozos con empacamiento de grava (Prats, 1985).	50
Figura 36. Representación de las resistencias de transferencia de calor en superficie a través de tuberías (Prats, 1985).....	53



Figura 37. Representación de las resistencias de transferencia de calor dentro del pozo a través de una tubería (Prats, 1985).....	54
Figura 38. Perfil de producción de aceite y arena en un pozo típico (Lake, 2007).....	56
Figura 39. Producción de un proceso CHOPS de tres ciclos.....	57
Figura 40. Porcentaje de arena en relación a la viscosidad del crudo (Martínez Vidaur, y otros, 2011).....	57
Figura 41. Proceso VAPEX.....	61
Figura 42. Minería sub-superficial (Lyman, 1984).....	63
Figura 43. Criterios para la selección de métodos de extracción para yacimientos de crudo pesado (Adasani, y otros, 2011).....	64
Figura 44. Número total de proyectos EOR (Adasani, y otros, 2011).....	65
Figura 45. Aplicación de los métodos de recuperación mejorada con respecto a su viscosidad (Adasani, y otros, 2011).....	66
Figura 46. Proyectos de recuperación para aceite pesado (Oil & Gas Journal, 2012).....	67
Figura 47. Características campo Carrizo (PEMEX Exploración y producción, 2012).....	71
Figura 48. Componentes de un proyecto con vapor (estimulación o desplazamiento con vapor).....	72
Figura 49. Posibilidades de cálculo.....	73
Figura 50. Consideración de la zona de vapor en el modelo de Gontijo y Aziz (Gontijo, y otros, 1984).....	74
Figura 51. Producción acumulada en función de la calidad de vapor inyectada. ..	78
Figura 52. Espesor de la formación contra producción acumulada.....	78
Figura 53. Tiempo de inyección contra producción acumulada.....	79
Figura 54. Gasto de inyección contra producción acumulada.....	79
Figura 55. Tiempo de remojo contra producción acumulada.....	80
Figura 56. Pérdidas de energía en tuberías. A 1000 [psia], $r_i=2$ [in], $r_o=2$ [in], $r_{ins}=5$ [in]	80
Figura 57. Pérdidas de energía en función de la presión a la cual fluye el vapor, con gasto=24 [MMBtu/d].	81
Figura 58. Pérdidas de energía en función del diámetro de la tubería, considerando el gasto del vapor=240 [MMBtu/h] y presión de 1000 [psia].	82
Figura 59. Pérdidas de energía contra profundidad en tuberías enterradas, tubería con $r_i=1.774$ [in], $r_o=2$ [in].....	82
Figura 60. Pérdidas de energía con respecto al radio del aislante.....	83



Contenido



Figura 61. Porcentaje de pérdidas de energía en tuberías aisladas.	83
Figura 62. Pérdidas de energía en el pozo.	84
Figura 63. Pérdidas de energía en pozos inyectoros de vapor con respecto a la presión de inyección. Con $r_o=1.75, r_{ins}=2.75, r_{co}=4.81, r_w=6$	85
Figura 64. Pérdidas de presión energía en el pozo con respecto al espesor del aislante.	85
Figura 65. Calidad del vapor en el fondo del pozo contra el gasto de inyección. ...	86
Figura 66. Calidad en el fondo del pozo contra resistencia térmica específica total dentro del pozo.	86
Figura 67. Eficiencia vs agua/aceite consumido por el generador utilizando.	87
Figura 68. Eficiencia contra presión de salida del generador.	88
Figura 69. Parámetros necesarios para obtener la calidad de vapor necesaria en el fondo del pozo.	90



INTRODUCCIÓN

Los recursos de aceite y gas actualmente están declinando, el aceite pesado provee una solución significativa para las necesidades energéticas del mundo. Se prevé que para el 2025 el aceite pesado aporte el 22% de la producción de aceite (Hart Energy, 2011).

La clasificación de aceite pesado depende de la fuente u organismo que se consulte (API,UNITAR, World Petroleum Congress), aunque como estándar se utiliza la gravedad API para realizar esta clasificación.

Existe una gran cantidad de reservas de petróleo pesado las cuales se estiman en 1000 [MMbbl] aproximadamente, sin embargo, con la tecnología actual se recupera muy poco de la cantidad del aceite original en sitio (Georige, y otros, 2012), por lo que la extracción de crudos pesados implican mayores retos para la tecnología y la investigación.

Para ayudar a la extracción de crudos pesados se emplean procesos de recuperación mejorada (EOR por sus siglas en ingles), los cuales son definidos por su naturaleza, o por el tipo de fluidos inyectados. Dichos procesos pueden ser divididos en cuatro categorías: térmicos, inyección de gas, procesos químicos y otros.

Es importante mencionar que aproximadamente 3% de la producción mundial de petróleo proviene de procesos de recuperación mejorada (M.Mohammadpor, y otros, 2012).

Cada uno de los métodos de recuperación mejorada tiene ventajas, desventajas y requerimientos específicos, en cuanto a propiedades del fluido (viscosidad, densidad) así como del yacimiento (tipo de formación, permeabilidad, espesor, profundidad, temperatura), es por ello que la selección e implementación de un método de recuperación mejorada consta de una serie de pasos, los cuales se pueden observar en la siguiente figura.

Los procesos de recuperación mejorada que se aplican en yacimientos de crudo pesado y extrapesado son los térmicos, gracias a los excelentes resultados que se obtiene con ellos.

En los procesos térmicos intencionalmente se introduce calor dentro de los yacimientos de petróleo con el propósito de producir combustibles a través de pozos (Prats, 1985). Estos procesos reducen la viscosidad del petróleo debido al incremento de temperatura permitiendo no solo que el petróleo fluya más fácilmente sino que además resulta en una razón de movilidad más favorable. Los procesos térmicos pueden inyectar fluidos calientes al yacimiento o bien generar calor en el propio yacimiento. Dichos procesos también se pueden clasificar en desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación térmica. En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de



pozos inyectoros, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos; debido a la presión requerida para mantener la inyección del fluido utilizado en este tipo de desplazamiento no solo se reduce la resistencia de flujo, sino que además aumenta el gasto. Por otra parte los tratamientos de estimulación térmica consisten solamente en el calentamiento de la zona cercana a los pozos productores. En este tipo de tratamientos, la reducción de la resistencia al flujo también puede resultar de la remoción de sólidos depositados en los orificios del revestidor, de la tubería ranurada, de la malla de arena, o de los poros de la roca que forman el yacimiento.

En México cerca del 57% de la producción proviene de yacimientos de aceite pesado y extrapesado, por lo que es conveniente tener en cuenta los métodos de recuperación térmica para su posible aplicación en los mismos.

La amplia utilización de los procesos que involucran vapor en los yacimientos de aceite pesado a nivel mundial (Oil & Gas Journal, 2012), así como las características de aceite pesado en México determinaron que en el transcurso de creación de este trabajo se hiciera un enfoque en ellos.

El desempeño de una operación con vapor puede ser predicho por medio de simuladores térmicos, los cuales son muy sensibles a las propiedades de la roca, las propiedades de los fluidos y a las características geológicas. Muchas de esta información es a menudo desconocida y debe de ser estimada a partir de los pocos datos con que se cuenten o a partir de la experiencia. Debido a la complejidad de resolución de las ecuaciones de balance de materia y energía empleadas en los simuladores térmicos, los resultados a menudo, pueden ser muy costosas y tardadas. Por otra parte los métodos analíticos aunque con menor precisión nos pueden dar una idea del comportamiento que tendrá el yacimiento en un tiempo mucho menor (si lo que se requiere es de una decisión rápida), sin necesidad de tener tantos datos, además de que en ellos se puede observar las variables que tiene mayor impacto en los procesos de este tipo.

En este trabajo se presentan métodos analíticos utilizados en las operaciones de vapor (uno para las pérdidas de energía y otro para el desempeño del pozo). Se realizó un análisis de sensibilidad, para dar a conocer los parámetros que tienen mayor impacto en los resultados obtenidos, debido a que en muchas ocasiones al momento de utilizar un simulador no se tiene idea de lo que éste realiza.



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN AL PETRÓLEO PESADO

1.1 El petróleo

El petróleo es un compuesto de origen fósil, formado principalmente de hidrocarburos (aproximadamente 82-87% de peso de carbón y 11.7-14.7% de hidrógeno), que además puede contener en menor proporción cantidades de azufre (S), nitrógeno (N), oxígeno (O) y metales (Niquel y Vanadio). Las diferentes proporciones de sus componentes originan una variación entre la volatilidad, gravedad específica y la viscosidad del crudo.

En condiciones normales de presión y temperatura los hidrocarburos pueden existir en estado gaseoso, líquido o sólido, dependiendo del número de átomos de carbono en las moléculas. De acuerdo a la literatura los que tienen hasta cuatro átomos de carbono son gaseosos; aquellos con más de veinte son sólidos y los que se encuentran en un valor intermedio se encuentran en estado líquido (Ferrer, 2009).

De acuerdo con Speight (Speight, 2007) las porciones de los elementos que contiene el petróleo ,independientemente del lugar en donde se extraiga es la que se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Composición promedio del crudo (Speight, 2007).

Componente	Proporción
Carbón	83.0% a 87.0%
Hidrógeno	10.0% a 14.0%
Nitrógeno	0.1% a 2.0%
Oxigeno	0.05% a 1.5%
Azufre	0.05% a 6.0
Metales (Ni y V)	<1000ppm



1.2 Tipos de petróleo

Los diferentes tipos de petróleo se clasifican principalmente conforme a su densidad y a su viscosidad.

La densidad como forma de clasificación se basa en la escala creada por el Instituto Americano del Petróleo, la cual depende de la gravedad específica del crudo (medida a 60 [°F]) y con base en la misma el crudo se clasifica en súper ligero, ligero, mediano, pesado y extra pesado (ver Tabla 2).

$$\text{°API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (1)$$

Tabla 2. Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad API (IMP).

Aceite	Densidad [g/cm ³]	Densidad °API
Extra pesado	>1	<10
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Super ligero	<0.83	>39

Los crudos ligeros son usualmente ricos en fracciones ligeras y presentan bajas concentraciones de nitrógeno, oxígeno, azufre y metales; este tipo de crudo es relativamente fácil de transportar y procesar. Los crudos pesados tienen mayor viscosidad, lo cual disminuye su movilidad y por ende son más difíciles de procesar y transportar. Por otra parte los crudos extra pesados se encuentran en estado sólido o semisólido, siendo más difíciles que fluyan a condiciones estándar.¹

Por otra parte, la viscosidad es una propiedad importante de los crudos; la cual tiene un papel vital en la caracterización de crudos pesados y extra pesados.

¹ Las condiciones estándar se definen por los reglamentos de países o estados, en México las condiciones estándar son P=14.69 [psia](101.33 [kPa], 1.033 [kg/cm²], 1 [atm]) y T= 60 [°F] (15.56[°C], 288.71 K).

La viscosidad² de los crudos convencionales (crudos con densidades mayores a 22 °API), oscila entre 1[cp] y aproximadamente 10 [cp]. La viscosidad de los crudos pesados y extra pesados puede fluctuar entre los 10 [cp] y más de 1000000 [cp]. De estos últimos se ha creado una subclasificación con base en su viscosidad siendo petróleo extrapesado los crudos con densidad API menor a 10 grados, además de contar con viscosidades menores a 10000 [cp] (fluyen a condiciones de yacimiento) y bitumen a los crudos con gravedades API menores a 10 grados y con viscosidades mayores a 10000 [cp] (ver figura 2).

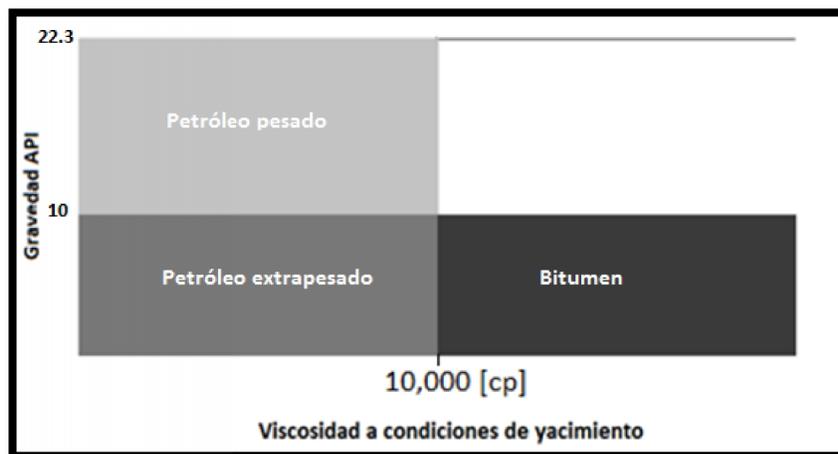


Figura 1. Clasificación de los crudos pesados (Hart Energy, 2011)

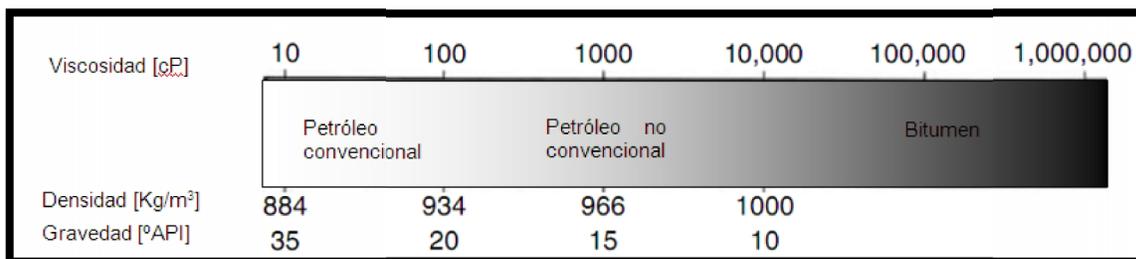


Figura 2. Clasificación del crudo conforme a la gravedad API y viscosidad.

1.3 *Petróleo pesado*

Se considera petróleo pesado al crudo que en la escala API es menor a 22.3 [°API]³ y presentan viscosidades mayores a 10 [cp].

Las propiedades características más comunes de este tipo de crudo son valores altos de densidad, la relación entre hidrógeno y carbono es baja, presenta alto contenido de asfaltenos, ácido sulfhídrico, metales pesados y nitrógeno (George, y otros, 2012); por estos motivos el petróleo pesado presenta

² La viscosidad es un propiedad intensiva que indica con cuanta facilidad fluye un fluido a determinada presión y temperatura; se expresa en Centi-Poise [cp]. La viscosidad del agua es de 1[cp]=0.001[Pa.s].

³ Clasificación con base en el Congreso Mundial de Petróleo (World Petroleum Congress); aunque el UNITAR (Centre for heavy crude and tar sands), toma como petróleo pesado a los crudos con densidades menores a 20 [°API].



dificultades mayores destacando los altos costos de producción, procesamiento, transporte y refinación.

Los crudos se presentan en distintas variedades de colores (Figura 3), propiedades y composiciones debido a los diferentes tipos de yacimientos en los cuales se encuentran, la historia de su migración, así como los cambios de temperatura que han experimentado, la roca madre de la que provienen, entre otros factores (ver la Tabla 3).

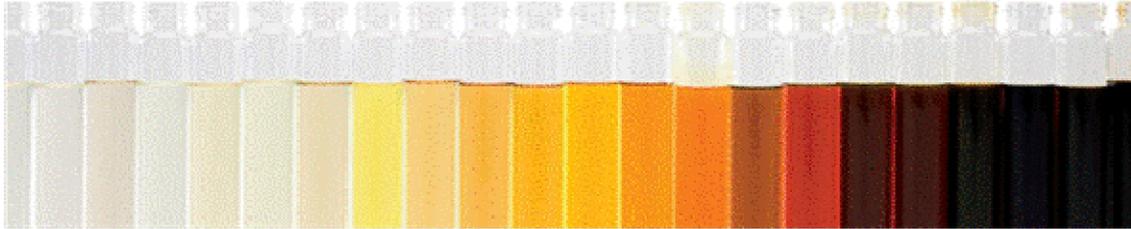


Figura 3. Distintos colores del crudo, con base en su composición (Schlumberger, 2012).



Tabla 3. Componentes típicos de los crudos: ligero, medio, pesado y extra pesado (Mayer, y otros, 2007).

Atributo	Unidad	Aceite ligero	Aceite medio	Aceite pesado	Bitumen
Densidad API	° API	38.1	22.4	16	5
Profundidad	pies	5139	3280	3250	1200
Viscosidad(77[°F])	cp	15.7	64.6	1x10 ⁵	1.3x10 ⁶
Viscosidad(100[°F])	cp	13.7	34.8	642	20000
Viscosidad(130[°F])	cp	10.1	34	280	2400
Carbono Conradson	% de peso	1.8	5.2	8	14
Coke	% de peso	2.9	8.2	13	24
Asfalto	% de peso	8.9	25.1	39	67
Carbono	% de peso	85.3	83.2	85	82
Hidrogeno	% de peso	12.1	11.7	11	10
Nitrógeno	% de peso	0.1	0.2	0	1
Oxigeno	% de peso	1.2		2	3
Sulfhídrico	% de peso	0.4	1.6	3	4
Presión de vapor	psi	5.2	2.6	2	
Aluminio	ppm	1.174	1.906	236	21000
Cobre	ppm	0.439	0.569	4	45
Hierro	ppm	6.443	16.58	371	4200
Mercurio	ppm	19.321	15	9	0
Níquel	ppm	8.023	32.91	59	89
Plomo	ppm	0.933	1.548	1	5
Titanio	ppm	0.289	0.465	8	500
Vanadio	ppm	16.21	98.433	177	334

Debido a que los crudos pesados y extra pesados tienen menor valor comercial y mayores problemas al momento de explotarse y producirse, durante mucho tiempo se ha dejado en segundo plano su explotación. Actualmente, la explotación de los mismos es posible debido a que los yacimientos de petróleo convencional se encuentran en declinación y no se pueden cubrir la demanda energética que aumenta año con año (BP , 2012). En distintos países existen yacimientos de

petróleo pesado y extra pesado (ver Tabla 4) que contienen importantes volúmenes de reservas (Figura 4), que podrían ayudar a cubrir la demanda.

Tabla 4. Lista de países agrupados por región que cuentan con yacimientos de crudo pesado (Meyer, 1998).

Norte América	Sur América	Europa	Trans-caucásica	Medio Oriente	Rusia	Sur de Asia	Este de Asia	Sureste de Asia y Oceanía
Canadá	Argentina	Albania	Azerbaijan	Bahréin	Rusia	Bangladesh	China	Australia
México	Barbados	Austria	Georgia	Irán		India	Japón	Brunei
Estados Unidos	Bolivia	Belarus	Kazakhstan	Iraq		Pakistán	Taiwán	Indonesia
	Brasil	Bosnia	Kyrgyztan	Israel				Malasia
	Colombia	Bulgaria	Tajikistan	Jordán				Myanmar
	Cuba	Croacia	Turmenistan	Kuwait				Filipinas
	Ecuador	Republica Checa	Uzbekistan	Omán				Tailandia
	Guatemala	Francia		Qatar				Tonga
	Perú	Alemania		Arabia Saudita				Vietnam
	Suriname	Grecia		Siria				
	Trinidad y Tobago	Hungría		Turquía				
	Venezuela	Irlanda		Yemen				
		Italia						
		Malta						
		Moldavia						
		Países bajos						
		Polonia						
		Rumania						
		Serbia						
		Eslovaquia						
		España						
		Suecia						
		Suiza						
		Ucrania						
		Reino Unido						

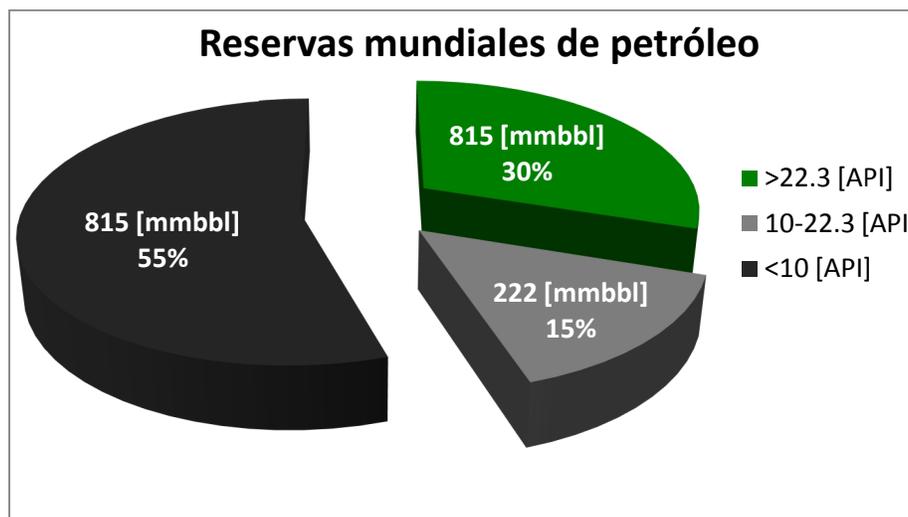


Figura 4. Porcentaje de las reservas de crudo (Schlumberger, 2006)

1.3.1 Origen

Las formaciones geológicas en las que se encuentran acumuladas las reservas de petróleo no convencional son regularmente muy similares. Estas formaciones son depósitos generalmente someros, de bastante extensión, que se encuentran delimitados por depresiones enormes formadas a partir del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis⁴. Estas formaciones carecen de roca sello eficiente, lo cual provoca que los hidrocarburos se degraden debido a su volatilización⁵, reduciendo su volumen en un factor de 80% con respecto al volumen original⁶.

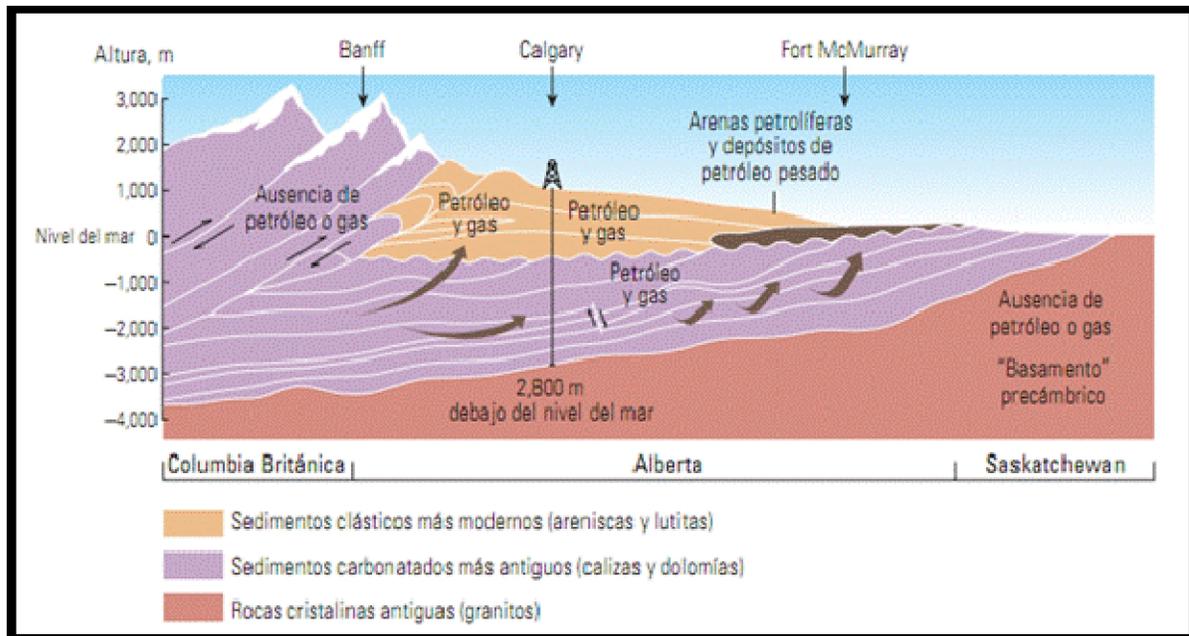


Figura 5. Ambiente sedimentario típico de un depósito de petróleo no convencional (Schlumberger, 2006).

En la figura 5 se puede observar que los sedimentos marinos de la cuenca (púrpura) se convierten en la roca generadora de los hidrocarburos (café) que migran echado arriba, constituyendo los sedimentos (naranja) erosionados desde las montañas recién formadas. Los microorganismos presentes en estos sedimentos relativamente fríos (80 [°C] o menos), biodegradan el petróleo, formando petróleo pesado y extra pesado.

De acuerdo a expertos geoquímicos las rocas generadoras producen crudo de entre 30 y 40 [°API], por lo que el petróleo pesado se genera debido su biodegradación (Group, y otros, 2003).

⁴ Proceso de formación de montañas.

⁵ Proceso de degradación del crudo en el cual una roca sello de baja calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

⁶ El aceite original en sitio de la faja de Orinoco en Venezuela y en las arenas bituminosas de Canadá se estiman en 4×10^{12} barriles y se visualiza que originalmente eran de 20×10^{12} barriles (Meyer, 1998).

La degradación del hidrocarburo resulta en la producción de hidrocarburos pesados de alta densidad, acidez, viscosidad, contenido de azufre y contenido de metales. Los yacimientos de petróleo pesado tienden a ser someros (debido a que la biodegradación ocurre a temperaturas menores a 80 [°C]) además de poseer rocas sello poco efectivas (Meyer, 1998).

1.3.2 Reservas

Las reservas de petróleo pesado son recursos destinados a jugar un papel de gran importancia en el suministro futuro de petróleo en el mundo, debido a que los recursos convencionales se están agotando. Se estima que la cantidad de recursos de petróleo pesado es de 10 trillones de barriles en el mundo (Ali, 2006).

En general menos del 20 % del aceite pesado original en sitio es económicamente recuperable (Atkins, 2009), aunque actualmente este porcentaje se encuentra en aumento debido a la implementación de nuevas tecnologías que permiten hacer rentable muchos yacimientos a pesar de que el precio en el mercado del crudo pesado es aproximadamente un 22% menor que el precio del crudo ligero.

Los recursos de petróleo pesado se encuentran distribuidos ampliamente alrededor del mundo y han sido encontrados en todos los continentes a excepción de la Antártida. Poco más de la mitad del petróleo pesado se encuentra en el continente Americano (Brasil, México, Venezuela, Colombia) y cuantiosas cantidades también en Rusia y Medio Oriente.

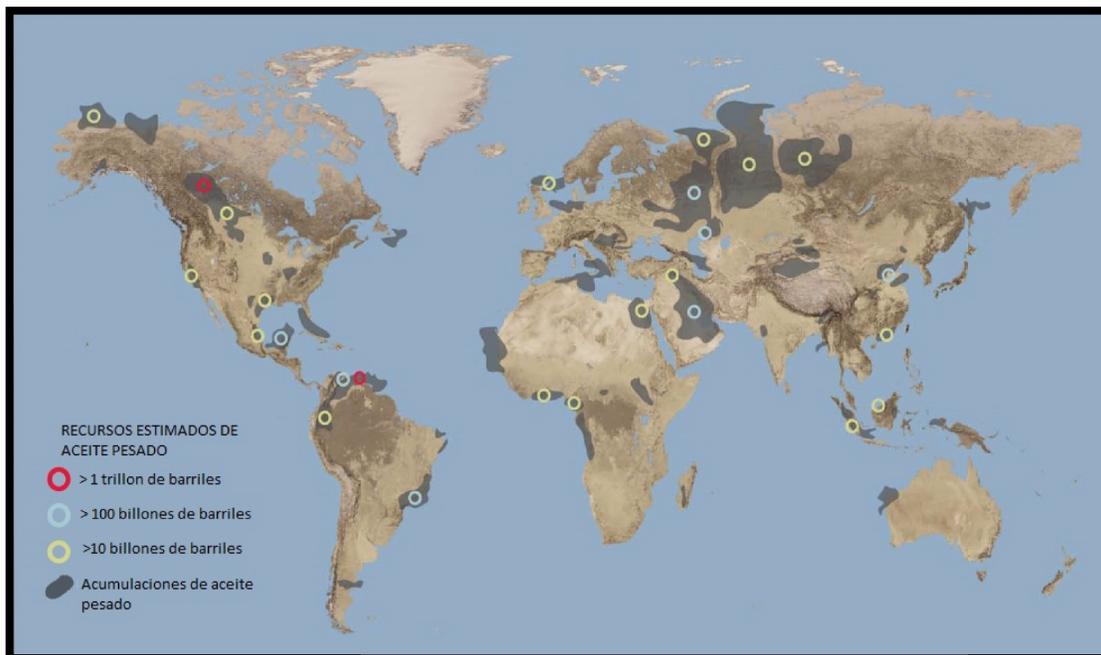


Figura 6. Recursos estimados de aceite pesado (Petrobank, 2010).

En la Figura 6 se puede observar la distribución de aceite pesado en general (aceite pesado, extrapesado y bitumen). Debido al tamaño de la faja de Orinoco la

atención a nivel mundial se ha centrado en esa zona (a pesar de que en los próximos años se desarrollaran yacimientos en Ecuador y Colombia con características similares a los campos de la faja de Orinoco en Venezuela).

Se considera que aproximadamente solo el 10 % los recursos de petróleo pesado, extra pesado y bitumen son factiblemente recuperables (Hart Energy, 2011). Al 2010 la producción de crudo pesado es aproximadamente en 9.5 [mmbbl/d] a nivel mundial siendo Norte América y Sur América las regiones de mayor aportación de este tipo de recurso energético (Hart Energy, 2011).



Figura 7. Producción mundial de crudo pesado por país (Schlumberger, 2012).

Existen detractores en cuanto al desarrollo de las reservas de petróleo pesado y extra pesado derivados principalmente del riesgo que se tiene en el éxito del desarrollo de estos tipos de yacimientos, además de el hecho de que producir petróleo pesado genera dos veces más emisiones de bióxido de carbono y consume grandes cantidades de agua en la operaciones térmicas de recuperación mejorada. También existen factores que favorecen su explotación como lo son el alto precio de los hidrocarburos y las innovaciones tecnológicas.

Los diez países con mayor producción de crudo pesado se presentan en la Tabla 5, a continuación:



Tabla 5. Principales países productores de petróleo pesado.

País	Métodos principales de producción
Canadá	Principalmente las arenas bituminosas se producen por medio de CHOPS y algunos proyectos SAGD.
Venezuela	Principalmente se emplea la inyección cíclica de vapor como método de recuperación (Faja de Orinoco), para el resto se emplea principalmente producción primaria.
México	Producción primaria principalmente, aunque con expectativas de implementar nuevas tecnologías.
Kuwait	Inyección de vapor
Brasil	Recuperación primaria, pero debido a que la mayoría de sus campos se encuentran costa fuera se emplea la inyección de agua para mantenimiento de la presión.
Indonesia	Inyección de vapor principalmente.
Estados Unidos	Inyección de vapor principalmente (en California y Alaska).
Reino Unido	Producción primaria simplemente se inyecta agua o gas para mantener la presión.
China	Producción no térmica, inyección de vapor y polímeros.
Egipto	Producción primaria (con PCP principalmente)
Colombia	Estimulación cíclica de vapor.

Para la explotación de la mayoría de los yacimientos de crudo pesado se opta por técnicas de recuperación mejorada. Estos métodos reducen la viscosidad del aceite. El método de recuperación mejorada de mayor uso actualmente es la inyección de vapor (Oil & Gas Journal, 2012) el cual puede recuperar hasta 70% del POES⁷. Independientemente del método de extracción que se emplee para la explotación de estos recursos se requiere de mayor energía y recursos que para producir crudos ligeros.

⁷ Petróleo originalmente en sitio.



1.3.3 Determinación de precios

Los precios del petróleo pesado son obtenidos utilizando formulas basadas en el precio de un crudo de referencia así como factor de descuento con base en la composición del mismo. Los componentes a los que se le da mayor importancia debido a su impacto dentro del procesamiento del crudo pesado son:

- Contenido de metales. Concentraciones altas de Niquel causa incrementos en la formación de coke. La presencia de Vanadio desactiva los catalizadores.
- Contenido de sulfuro. Altas concentraciones de sulfuro no pueden ser procesados en las refineries.
- Contenido de carbón. Aumenta la producción de coke.
- Acidez. Provoca corrosión en las torres de destilación. La manera de medir la acidez es con la concentración de oxido de potasio requerido para neutraliza la acidez en el crudo.

En la Tabla 6 se muestra la composición de algunos crudos pesados; con base en sus componentes se puede tener una idea del precio que podrían alcanzar los mismos.



Tabla 6. Propiedades de crudos pesados (Hart Energy, 2011).

Crudo	Localización	API	Sulfuro [%]	Nitrogeno [ppm]	Niquel [ppm]	Vanadio [ppm]	Acidez [mg KOH/g]
Maya	México	21.8	3.3	3140	41	218	0.2
Dobla Blend	Camerun	21.4	0.1	1870	9	0	4.3
Doba	Chad	21.1	0.1	1890	9	0	5.2
Duri	Sumatra	20.8	0.2	3560	0	1	1.3
Marlim	Brazil	20.6	0.7	1570	17	23	1
Kuito	Angola	19.7	0.7	4420	44	39	2.4
Cold Lake	Canada	19.7	3.7	3520	58	161	1.1
Alba	Mar del Norte	19.4	1.3	2358	8	37	
Grane	Mar del Norte	19.1	0.9	2566	5	17	2.1
Captain	Mar del Norte	19	0.7	1800	5	11	2.5
Castilla	Colombia	18.8	2	4162	77	320	0.2
Eocene	Zona neutral	18.4	4	2150	21	56	0.2
Frade	Brazil	18	0.7	4410	12	22	0.5
Qinghunagdao	China	17.7	0.3	3840	9	0	2.3
Bozhong	China	17	0.3	4950	15	1	1.6
Bachaquero 17	Venezuela	16.3	2.4	4000	43	353	
Altamira	México	15.3	5.7	2950	54	241	
Merey	Venezuela	15.1	2.5	5000	62	262	1.2
Bachaquero 13	Venezuela	13	2.6	5500	62	437	3.6
Pilón	Venezuela	12.8	2.5		75	274	
K-M-Z	México	12.2	5	2605	88	410	0.5
Cacalilao	México	11.9	5.4	3387	63	316	
Boscan	Venezuela	10.2	5.4	5800	110	1128	

El aceite pesado puede ser procesado en las refinerías siempre y cuando éstas cuenten con las configuraciones apropiadas para el procesamiento de los mismos. Con base en los pronósticos de producción de crudo pesado la necesidad de refinerías configuradas para el tratamiento de crudo pesado es muy importante pues una vez obtenido se tiene que contar con las instalaciones adecuadas para poder procesar el crudo y así obtener sus principales derivados (gasolinas, , gas L.P, Solventes, Diesel, Turbosina, Kerosina, vaselinas, lubricantes, parafinas, Asfáltenos, Grasas, etc.).

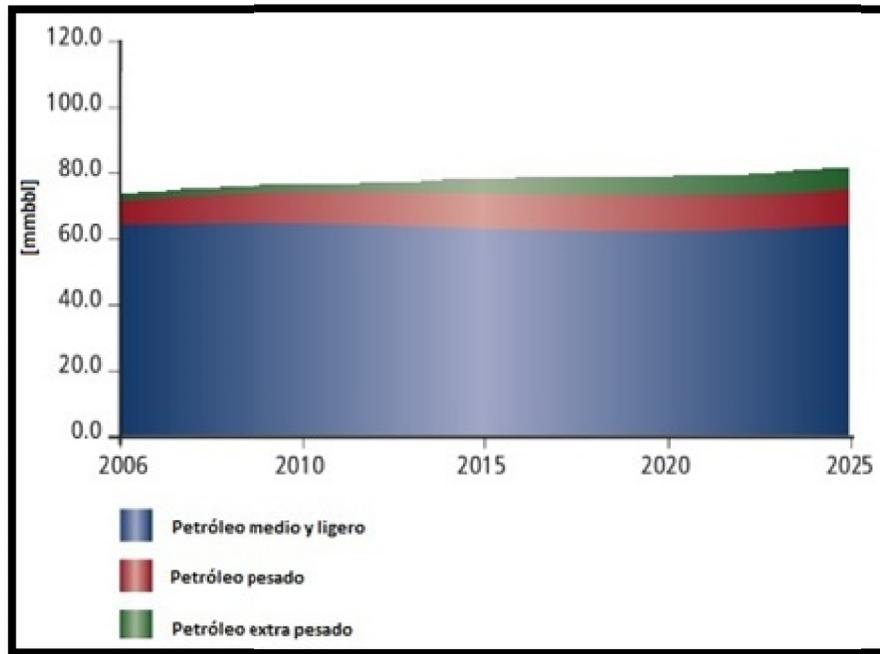


Figura 8. Pronóstico de producción de aceite pesado (Hart Energy, 2011).

1.3.4 Problemas con el transporte y procesamiento del aceite pesado

Existen numerosos retos en cuanto al procesamiento y aseguramiento de flujo asociados a la producción del crudo pesado. Los retos en cuanto al procesamiento del crudo pesado y extra pesado incluyen:

- La necesidad de sistemas artificiales de producción debido a las altas viscosidades que presenta el crudo y a la poca energía del yacimiento.
- Dificultades en cuanto a la separación almacenamiento y transporte del crudo.
- Requerimientos de calor para el procesamiento así como equipamiento requerido.
- Producción de sólidos, que provocan daños en los equipos utilizados.
- Cuando son refinados generan más productos más propensos a causar problemas y que tienen menor valor comercial.

Por otra parte los retos asociados al aseguramiento de flujo⁸ implican

- Precisión en la caracterización del fluido.
- El dimensionamiento de los separadores así como el diseño de los componentes internos de los mismos.
- Configuración de los separadores (número de etapas).
- Manipulación del aceite, agua, emulsiones, espumas y sólidos.

⁸ Término que se utiliza para referirse al asegurar el éxito de transportar los fluidos producidos por el yacimiento a un punto de venta.



CAPÍTULO 2. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO PESADO EN MÉXICO

En México se tuvo conocimiento de algunos afloramientos naturales de petróleo (Chapopoterías) a final del siglo XIX. Las compañías extranjeras comenzaron la exploración en México. El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en la República Mexicana fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 40 metros cerca de las chapopoterías de Cougas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla, Veracruz. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción.

En la década de 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoterías, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Nuñez, al Norte del Estado de Veracruz.

Ya avanzado el año 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, prósperos productores de petróleo de California, hicieron una inspección en la región de Tampico. Llegaron por el norte hasta San José de las Rusias, al oeste hasta Tempoal y hacia el sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoterías cerca de las estaciones de ferrocarril de Ebano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron en mayo de 1900 la Hacienda Tulillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California. Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901. Ya para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable. Doheny y Canfield habían perdido una buena parte de sus fortunas en Ebano. En ese trance estaban, cuando fue consultado el Ing. Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien una vez que analizó los resultados obtenidos, recomendó la perforación de un pozo cerca del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoterías muy grandes. El pozo, La Pez No. 1 (en la ciudad de Ebano San Luis Potosí), se terminó el día 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros, el cual fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México.

Por otra parte, en el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto por otra compañía, el Campo San Cristóbal en el año de 1906.

Los pozos productores de petróleo que tuvieron resonancia internacional, fueron muchos, destacando el Casiano No. 7, que comenzó su producción el 8 de septiembre de 1910. En el mismo año, se terminó el Potrero del Llano No. 4 cuya producción se estimó en 110000 barriles por día (Yergin, 1991), siendo este último uno de los primeros pozos perforados de petróleo pesado debido a que su gravedad promedio es de 21 °API.

Con el nacimiento de Petróleos Mexicanos, en 1938, la administración para el control nacional, dividió la actividad por regiones: Región Norte, Región Sur, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste.

En 1953 se descubre una nueva provincia petrolera en la Cuenca de Veracruz: Campo Angostura (12 [°API]), Posteriormente en 1968, frente a Tampico, se descubre el Campo Arenque (22 [°API]).



Figura 9. Regiones PEMEX Exploración y Producción.

En el periodo que comprende de 1938 a 1960 comienza la maduración de la industria petrolera nacionalizada con un crecimiento anual de reservas del 6%. Más adelante en el periodo que va de los 1961 a 1980 se perforan los grandes yacimientos de México.

En 1963 se descubre la porción marina de la faja de Oro.

En 1971 el pescador campechano Rudesindo Cantarell informa a PEMEX la presencia de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche. Ocho años después la producción del pozo Chac marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo: Cantarell. Años más tarde, en 1979, se descubre Ku-Maloob- Zap.

Para el año 2012, la producción de petróleo era de aproximadamente 2.53 [mmbpd] de petróleo crudo de los cuales el 57% de la producción se encontraba asociada a yacimientos de petróleo pesado. Las regiones que mayor aportan este tipo de crudo son la Región Norte y la Región Marina Noreste. La Región Marina Noreste es la de mayor aportación debido a que cuenta con el Complejo Cantarell el cual se considera petróleo pesado por su gravedad de 22 [°API] promedio, además de contar con el activo Ku Maloob Zap el cual actualmente es el activo de producción que mayor producción registra. Por otra parte la el Activo Integral Poza Rica Altamira y ATG son los de mayor aportación de aceite pesado. Esos yacimientos se encuentran dentro de dos cuencas: la cuenca Tampico-Misantla y la plataforma de Yucatán.

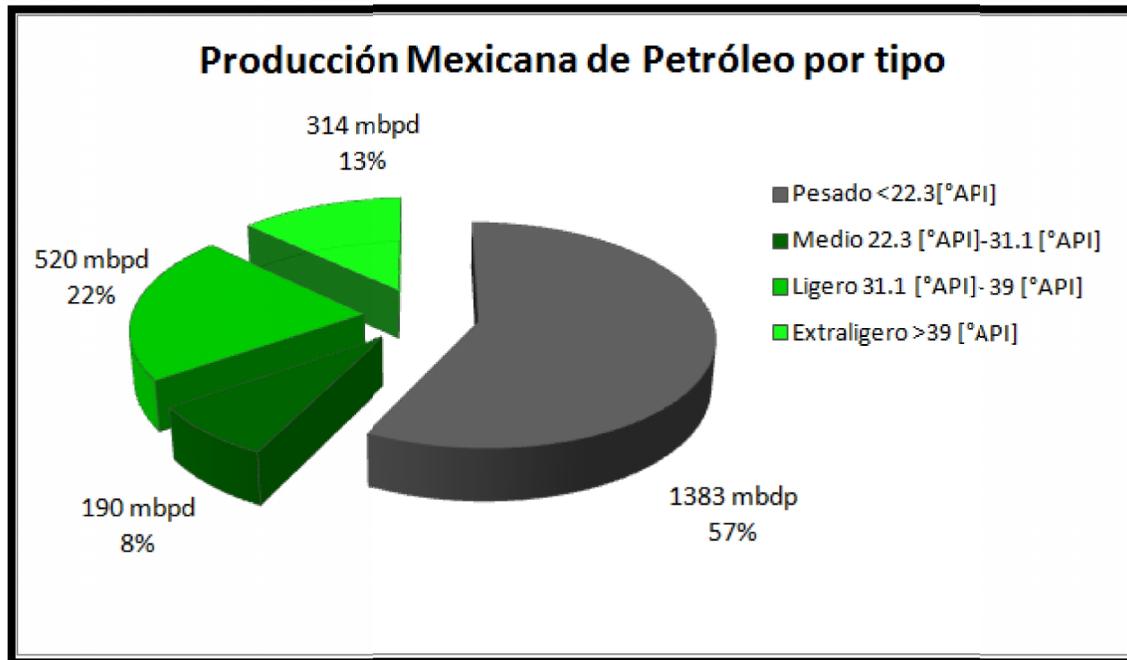


Figura 10. Producción Mexicana de petróleo por tipo a febrero del 2012 (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

De las regiones petroleras de México, las de mayor importancia en cuanto a la producción de crudos pesados son las regiones Marina Noreste y la Región Norte.

La región marina Noreste se ubica en el sureste de la república Mexicana, e incluye la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Abarca una superficie aproximada de 166,000 [Km²] y se localiza en aguas nacionales, frente a los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Esta región se compone de dos activos: el activo Cantarell y el Activo Ku-Maloob-Zaap. Los principales campos productores de petróleo pesado dentro de esta región son: Ku, Maloob, Zaap (ver Figura 11), por otra parte los campos con mayores cantidades de reservas son Akal, Maloob y Zaap. En lo que respecta a la Región Norte, los campos que registran a mayor producción Corralillo, Tamaulipas Constituciones y Presidente Alemán y en lo que respecta a reservas los campos con mayores reservas de petróleo pesado dentro de esta región son Remolino, Furbero, Presidente Alemán y Amatitlán (ver Figura 14).

A pesar de no contribuir en gran magnitud (en comparación con la Región Marina Noreste y la Región Norte) la región Sur también cuenta con campos productores de petróleo pesado: Samaria, Iride y Carrizo (ver Figura 15 y Figura 16).

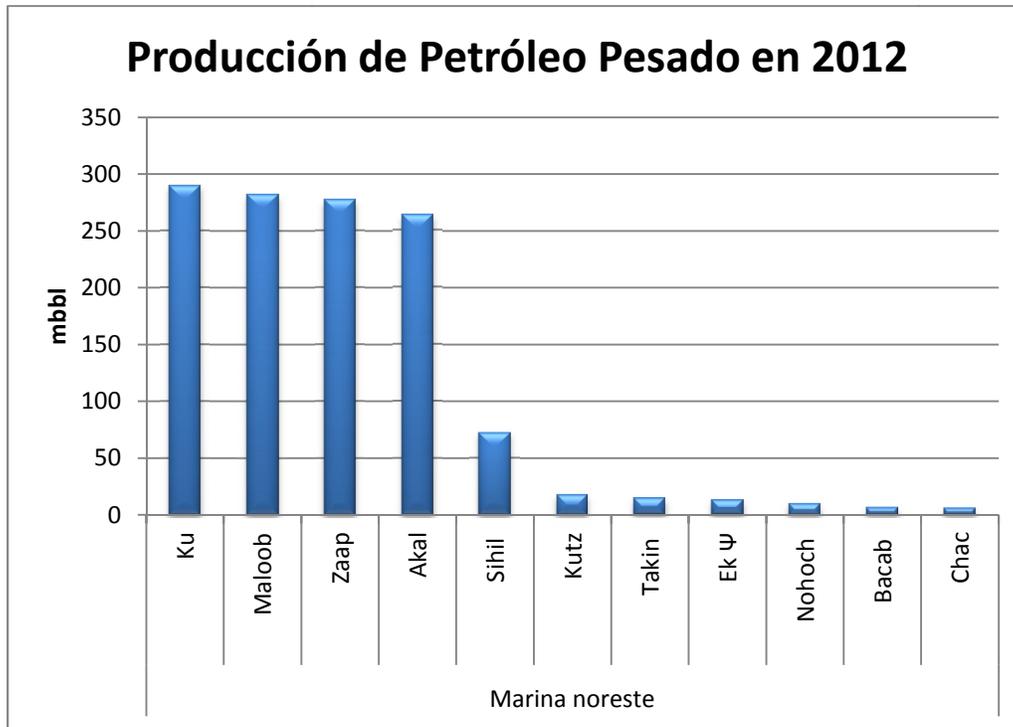


Figura 11. Distribución de la producción de aceite pesado por campo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).



Figura 12. Distribución de las reservas de petróleo pesado por campos de la región Marina Noreste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

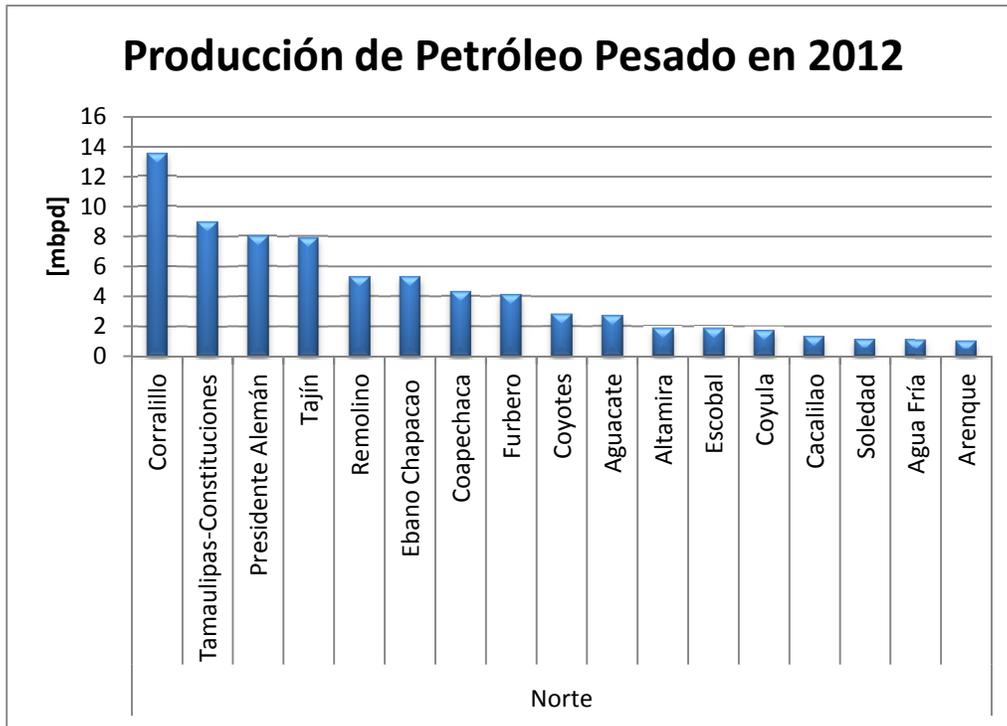


Figura 13. Principales campos productores de petróleo pesado en la región Norte (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

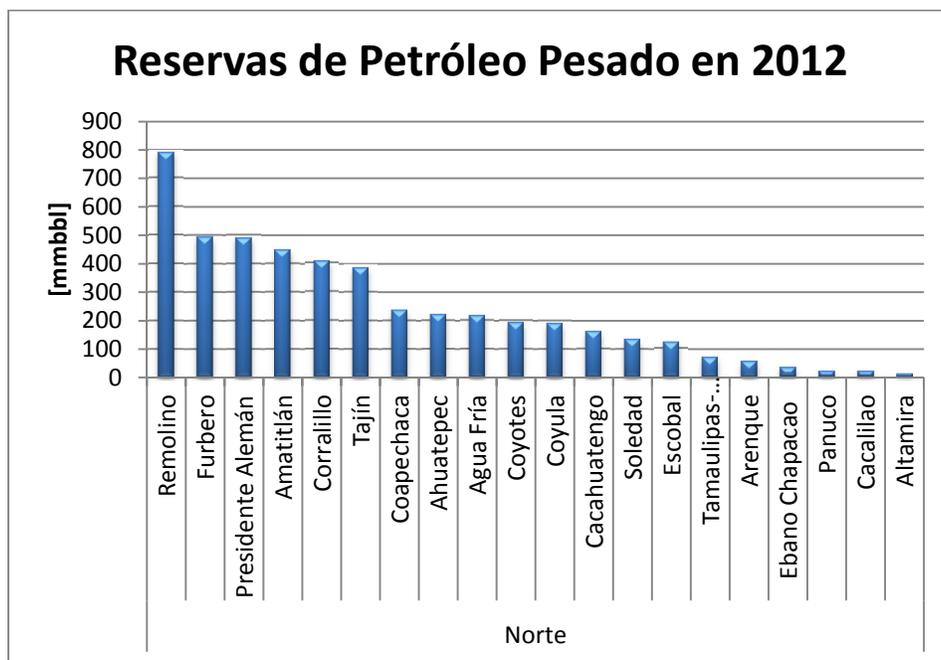


Figura 14. Distribución de las reservas de petróleo pesado por campos de la Región Norte (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

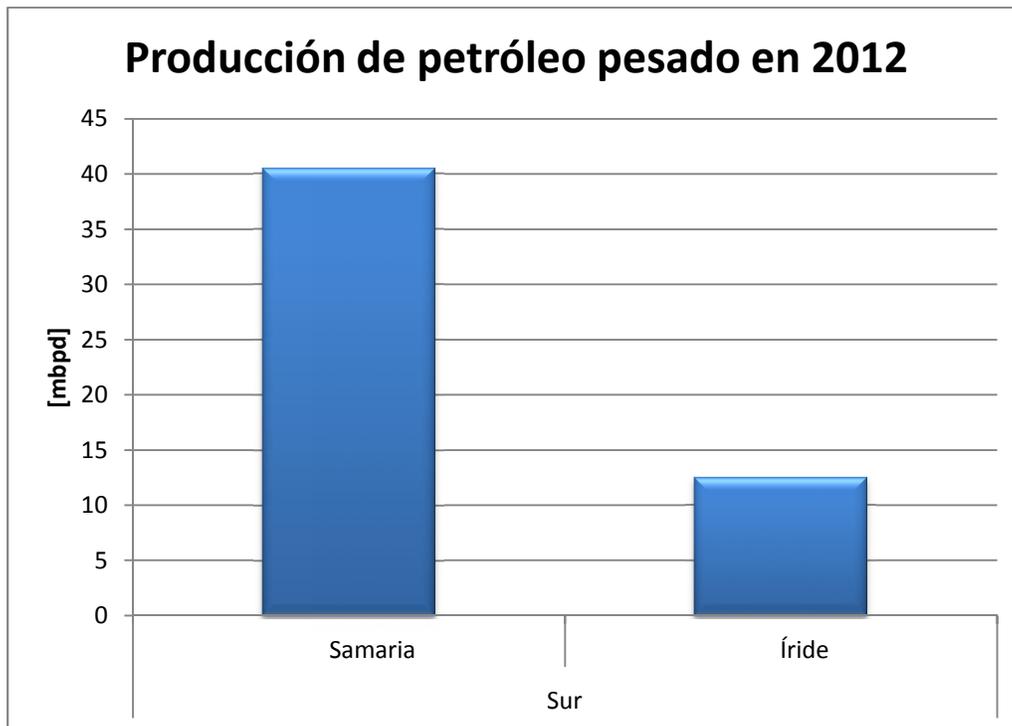


Figura 15. Producción de petróleo pesado en la Región Sur (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

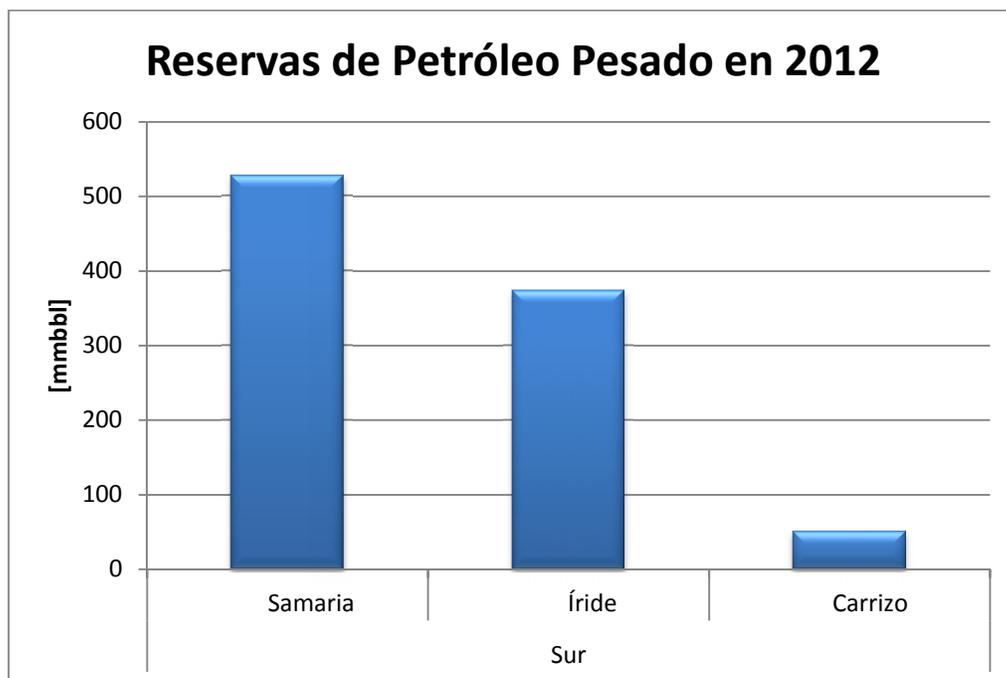


Figura 16. Distribución de las reservas de petróleo pesado por campos de la Región Sur (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

CAPÍTULO 3. MÉTODOS DE EXTRACCIÓN PARA PETRÓLEO PESADO

Sea cual sea el método de recuperación que se utilice, la selección e implementación del mismo consta de todo un proceso sistemático para elegir la mejor opción.

Dicho proceso es el siguiente:

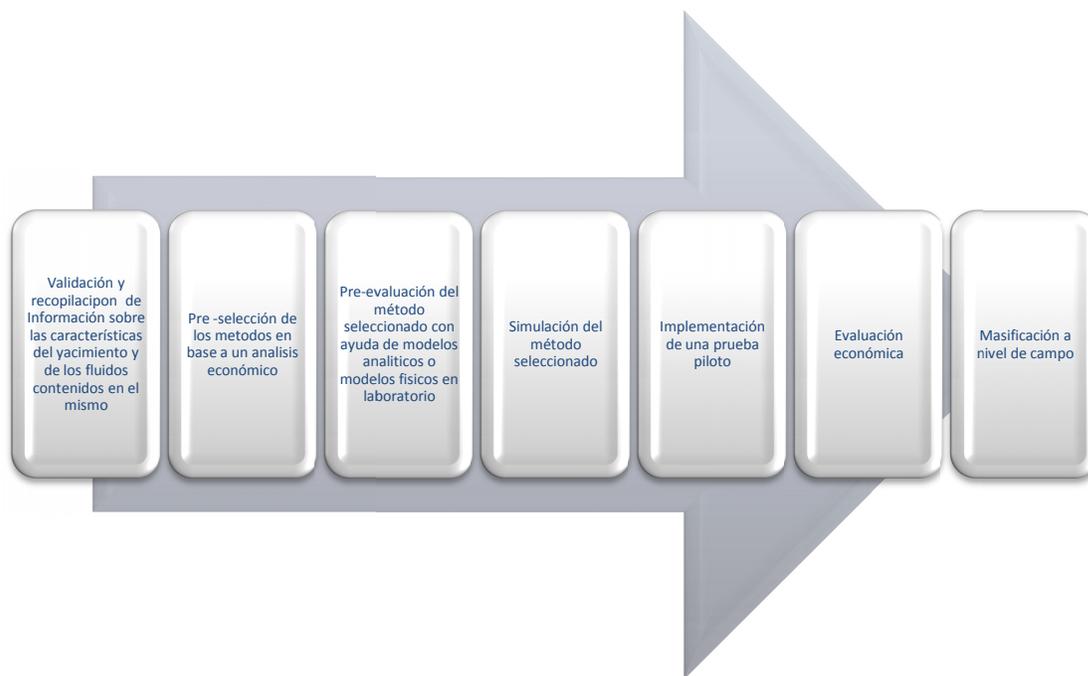


Figura 17. Proceso para la selección e implementación de un método de recuperación mejorada.

En este capítulo se abordarán los métodos existentes para la recuperación de petróleo pesado, los cuales, como se puede apreciar en la Figura 18 se dividen principalmente en métodos fríos y térmicos, la minería de crudo se toma como un método fuera de estos dos grandes grupos debido a la naturaleza de la misma, pues es un método que no se emplea convencionalmente para la extracción de crudo. Los métodos citados en la Figura 18 se encuentran organizados con base en la viabilidad de aplicación respecto a la porosidad y permeabilidad del yacimiento así como a la viscosidad de los fluidos contenidos en el mismo.

Se hace un poco más de énfasis a los métodos térmicos debido a éstos tienen mayor aplicación a nivel mundial en comparación con los métodos fríos y a la minería de crudo.



Figura 18. Métodos de Extracción crudos pesados



3.1 Métodos térmicos

Los métodos térmicos son todos aquellos en los cuales se introduce energía en forma de calor dentro del yacimiento para principalmente reducir la viscosidad del crudo contenido en los mismos y así aumentar su movilidad e incrementar su producción.

Los métodos térmicos han recuperado billones de barriles a lo largo del mundo. El primer intento en introducir calor al yacimiento fue por medio de calentadores de los cuales se considera que la primera patente se realizó en 1865 por Perry y Warner. La aparición del primer verdadero intento de recuperación térmica fue una prueba de inyección de vapor en Woodson Texas en 1931 (Prats, 1985) y no fue sino hasta los años setenta en que en el campo Tia Juana en Venezuela se realizó el primer proyecto a gran escala. Actualmente, el proyecto de inyección de vapor más grande es el del campo Duri en Indonesia el cual contiene petróleo pesado inmovible a condiciones de yacimiento a una profundidad de entre 100 y 300 [m].

La inyección cíclica de vapor fue descubierta accidentalmente en los 60s por la compañía Shell en el campo Mene Grande, en Venezuela, al intentar liberar presión en una operación de inyección de vapor.

En lo que respecta a la combustión in situ su primera aplicación fue en Estados Unidos en 1942.

A pesar de todas las pruebas y proyectos que se realizaron en cuanto a recuperación térmica el verdadero potencial de los métodos térmicos se descubrió una vez que estos se implementaron en los yacimientos someros de petróleo pesado en California (campos: Kern River, Midway Sunset y South Belridge).

La inyección de vapor es la técnica con mayor éxito en operaciones de recuperación térmica en todo el mundo y también es la de mayor aplicación en yacimientos con crudos que cuentan con elevadas viscosidades; siéndola técnica actualmente más utilizada.

Todos los métodos térmicos de recuperación mejorada a través de la combinación de la convección y conducción de calor barren grandes volúmenes de los yacimientos gracias al incremento de temperatura la cual genera reducción en la viscosidad, expansión térmica del aceite y modificaciones en las mojabilidades de los fluidos dentro de los yacimientos.

3.1.1 Inyección continua de vapor ("Steam flooding")

El uso de inyección continua de vapor comienza entre los años 1931-1932, cuando se inyectó vapor por 365 días en una arena de 18 pies de espesor, a una profundidad de 380 pies, en la parcela de Wilson y Swain, cerca de Woodson Texas en Estados Unidos. No hay registro aparente de inyección de vapor en los siguientes 20 años hasta el piloto que funcionó en Yorba Linda, California. Los



primeros proyectos de inyección continua de vapor a gran escala se realizaron en Schoonebeek, Holanda y Tía Juana, estado Zulia en Venezuela (De la Cerda, y otros, 2008).

Hoy en día la inyección de vapor es el método de recuperación mejorada de mayor aplicación a nivel mundial (Oil & Gas Journal, 2012). En el proceso se inyecta vapor desde la superficie o desde el fondo (con lo que se reducen pérdidas de calor) continuamente. El vapor calienta las áreas cercanas al pozo y con un espaciamiento adecuado entre pozos, se puede recuperar volúmenes considerables de crudo con un costo de producción relativamente bajo (el mayor porcentaje del costo de la inyección de vapor proviene del combustible para el generador de vapor).

La inyección de vapor depende de los siguientes elementos:

- Las alteraciones en las propiedades del fluido inducidas por el vapor (cambios en la densidad, viscosidad, compresibilidades y relaciones PVT).
- Propiedades de la roca: como permeabilidad absoluta, porosidad, compresibilidad y los cambios generados en la misma al momento de la inyección de vapor.
- Propiedades térmicas de los fluidos contenidos así como de la roca: como de calores específicos, conductividades térmicas, coeficientes de expansión térmica así como los cambios inducidos en los mismos.
- El entorno del yacimiento: espesores, heterogeneidades, saturaciones iniciales de aceite, temperatura y presión, capas infra y suprayacentes, etc.
- La geometría de inyección: el patrón de inyección, el gasto de inyección, la calidad del vapor, la presión de inyección.

A pesar de que a grandes rasgos se conoce como es que se produce el crudo con la inyección de vapor, el proceso es complejo debido a la interacción del vapor con las rocas.

Cuando se inyecta el vapor, las fracciones ligeras del aceite contenido inmediatamente después del frente de vapor, hace ebullición y sigue el camino del vapor inyectado. El aceite que no hace ebullición se queda detrás aunque con alta temperatura debido al calor introducido por el vapor. El vapor, en algún momento se condensa, debido a las pérdidas de calor generadas en su trayectoria del vapor lo cual genera un banco de agua caliente que también desplaza al aceite; a partir de este punto el desplazamiento del aceite se convierte en un desplazamiento por agua.

Para el análisis de esta técnica se consideran tres distintos regímenes de flujo dentro de tres zonas distintas, las cuales son:

- La zona de vapor. En esta zona las altas temperatura y la presencia de la fase gaseosa conducen a la vaporización de los componentes ligeros, los cuales son llevados delante del frente de vapor hasta que se condensan en la porción fría del yacimiento, por otra parte los componente pesados del crudo (los cuales tienen elevadas presiones de vapor) son dejados atrás.

- La zona de agua caliente. En esta zona se observa una reducción de la viscosidad del aceite debido al aumento de la temperatura del mismo. La eficiencia de desplazamiento se debe a la reducción de saturación residual con la temperatura lo cual puede aumentar el factor de recobro debido a que el agua puede barrer las zonas en las que el vapor no generó barrido alguno.
- La zona de agua fría. El factor de recobro en esta zona es casi igual a un desplazamiento convencional por agua.

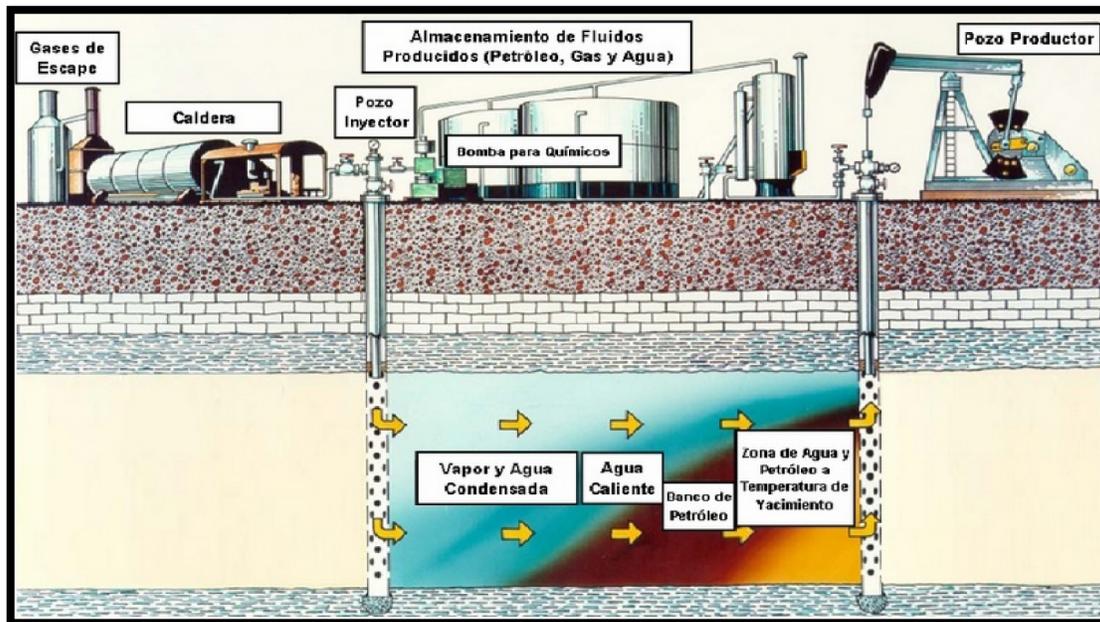


Figura 19. Inyección de vapor (Erle C. Donaldson, 1989).

3.1.2 Inyección cíclica de vapor ("Cyclic steam stimulation")

En este proceso es vapor es inyectado dentro del yacimiento por algunos días o incluso algunas semanas, después de lo cual se permite un periodo de "remojo" para disipar la energía contenida en el vapor y formar una zona caliente en la vecindad del pozo. La duración del periodo de remojo es usualmente de 3 a 14 días. Después del remojo, agua y crudo calientes son producidos de la zona caliente (el periodo de producción puede durar típicamente hasta un año). Cuando la producción declina y no es rentable, el ciclo se repite. Este proceso fue descubierto por Shell accidentalmente cuando se encontraban inyectando vapor en Venezuela.

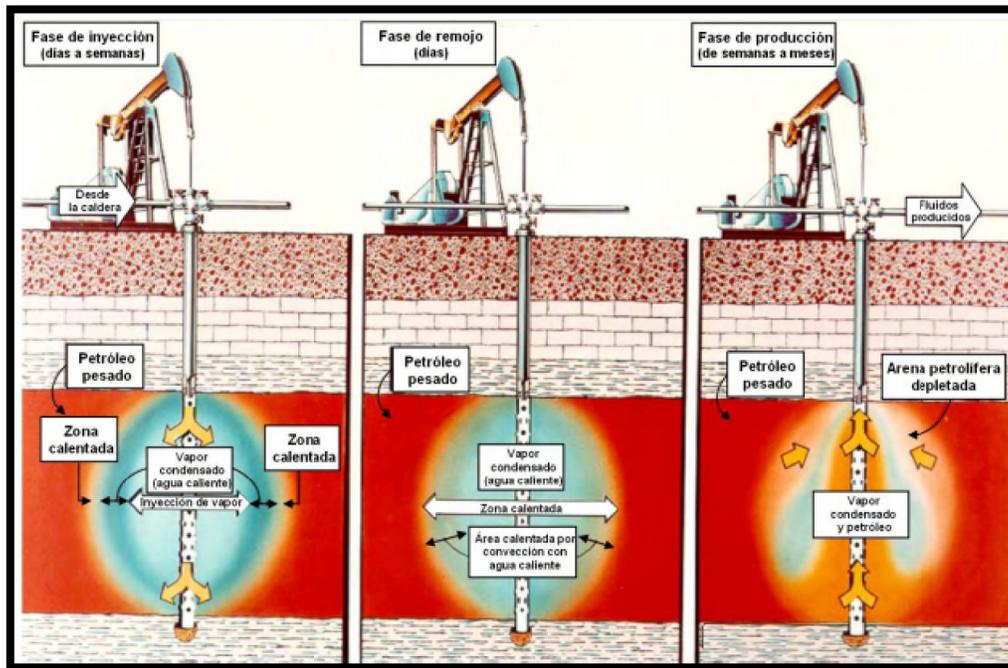


Figura 20. Inyección cíclica de gas (Butler., 1991).

Este proceso reduce la viscosidad del aceite ayudándolo a fluir hacia la superficie. Debido a que este método solamente calienta la parte del yacimiento cercana los pozos productores y no a todo el yacimiento se dice que se trata de un proceso de estimulación térmica.

En este método la producción es resultado de una reducción en la viscosidad causada por la inyección del vapor.

El tiempo de cierre (remojo) debe ser optimizado. Si el periodo de cierre es muy corto, el calor no se transfiere de manera óptima al yacimiento y de ser muy largo se presenta una pérdida en la producción. Sin embargo, en general, el periodo de remojo debe de ser lo más corto como sea posible, cuidando que la calidad del vapor sea lo más alta posible, para mejorar la rentabilidad del proyecto.

La reducción de viscosidad es la principal razón por la cual se produce en este tipo de yacimientos. Sin embargo el incremento de temperatura afecta otras propiedades del sistema de fluidos; la expansión de fluidos contribuye en gran medida a la producción ya que incrementa la saturación de aceite además de que la roca se expande en la etapa de inyección y se contrae en la etapa de producción lo cual empuja a los fluidos contenidos dentro de ella hacia el pozo. Es importante mencionar que el drenaje gravitacional está presente, sin embargo, para que este mecanismo se haga importante se debe contar con una buena permeabilidad vertical y espesor. Durante los primeros ciclos es posible que exista gas libre en el yacimiento, el cual al incrementar la presión durante la etapa de inyección de vapor, puede que se disuelva de nuevo en el aceite y durante la etapa de producción se libera por lo que contribuye a la producción. Este mecanismo es de mayor importancia en los primeros ciclos.

Una vez de que el pozo se ha puesto en producción, producirá a una tasa incrementada durante cierto tiempo (típicamente del orden de 4 a 6 meses), luego declinará a su tasa de producción original. Los ciclos adicionales que se realizan en este tipo de método siguen el mismo comportamiento, sólo que la cantidad de petróleo recuperado cada vez será menor. La respuesta del yacimiento a los ciclos de inyección del vapor depende de varios factores tales como la presión del yacimiento, las saturaciones, el volumen de vapor inyectado, etc. La estimulación cíclica con vapor produce los mejores resultados en yacimientos de espesores grandes (lo cual evita las pérdidas de energía) por contacto de capas sub y supra yacentes) y además que contengan aceite viscoso, con bajo espaciamiento entre pozos.

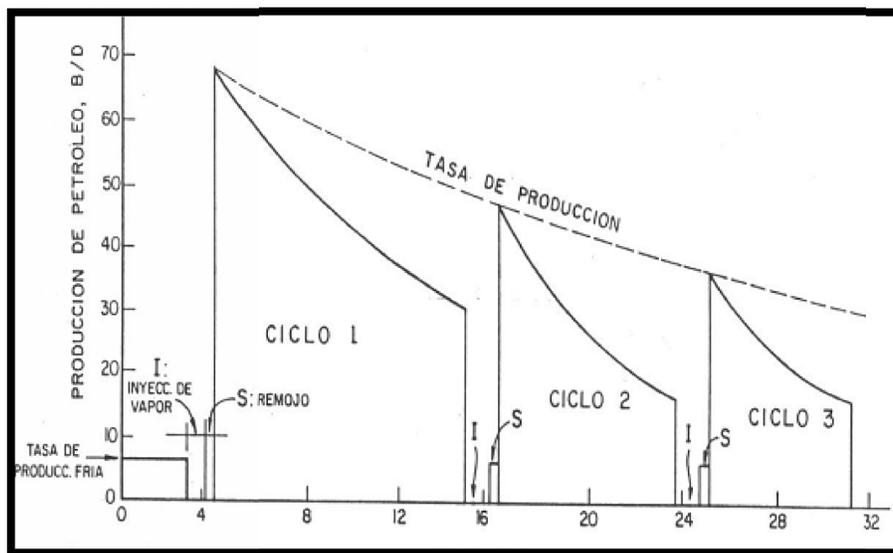


Figura 21. Respuesta a los ciclos de producción en la estimulación cíclica de vapor (Butler., 1991) .

En yacimientos cuyos fluidos fluyen a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, el vapor limpia la zona cercana al pozo, la cual puede estar bloqueada por depósitos de parafina o asfaltenos u otra clase de daño; en otras palabras el vapor puede reducir el daño a la formación y por lo tanto aumentar la productividad.

Existen varios modelos matemáticos para predecir la recuperación de aceite, basados en los distintos mecanismos de empuje que ocurren después de la inyección de vapor. El modelo de Boberg y Lantz es solo uno de los modelos matemáticos disponibles para estimar el desempeño de los procesos de producción cíclica de vapor, mediante la predicción de parámetros como la relación aceite-vapor, el número de días óptimo para la inyección, el pico de producción y la producción acumulada. Todos y cada uno de los modelos tienen diferentes suposiciones, mecanismos de recobros y geometrías del yacimiento. Es por ello, que se debe de tomar en cuenta estas consideraciones y las propiedades del yacimiento al momento de elegir uno de ellos para la evaluación de la operación. En la Tabla 7 se puede observar de manera resumida los modelos matemáticos desarrollados para inyecciones cíclicas de vapor.



Capítulo 3





Tabla 7. Modelos analíticos para estimulaciones cíclicas con vapor.

Modelo	Mecanismo de empuje	Geometría de la zona calentada	Temperatura promedio	Características
Boberg-Lantz (1966)	Presión/gases en solución	Cilíndrica	Decreciente	El cálculo para cada intervalo de tiempo se realiza tomando en cuenta las pérdidas de calor debido a los fluidos producidos así como el calor remanente en el yacimiento después de un ciclo de inyección.
Seba-Perry (1969)	Drene gravitacional	Cilíndrica	Constante	La temperatura de la zona calentada es igual a la temperatura de la zona de vapor (las cuales se consideran constantes). Se supone flujo de un yacimiento infinito en la zona calentada y flujo de un yacimiento con límite exterior en la zona fría.
Kuo-Shain-Phocas (1970)	Drene gravitacional	Cilíndrica	Constante	La temperatura de la zona calentada se calcula mediante un procedimiento iterativo y balance de calor cedido al yacimiento. El cálculo de las tasas de producción se resuelve mediante sistemas de ecuaciones simultáneas.
Jones (1977)	Drene gravitacional	Cilíndrica	Decreciente	Toma en cuenta cambios en las saturaciones de aceite y agua durante el periodo de producción.
Gontijo-Aziz (1987)	Drene gravitacional	Cónica	Decreciente	Se toma como base la teoría de Butler para procesos SAGD pero con la diferencia que Gontijo lo aplica para flujo radial en pozos verticales en lugar de flujo lineal en pozos horizontales.
Sylvester-Chen (1987)	Drene gravitacional	Cilíndrica	Decreciente	Toma en cuenta las pérdidas de calor durante la inyección y el calor remanente de ciclos previos para el cálculo del radio calentado. Aplica un parámetro el cual se ajusta para mejorar el desempeño del modelo.
Gozne-China (1988)	Drene gravitacional	Cónica	Decreciente	Se toman en cuenta las pérdidas de calor durante el periodo de remojo así como la energía remanente de ciclos previos para el cálculo del radio de la zona calentada. Requiere de parámetros ajustables.



Existe un método desarrollado por Erick P Roberson el cual propone el uso del “numero de vapor”. Este número es una combinación de parámetros considerados fundamentales (la gravedad API, presión inicial de yacimiento, permeabilidad efectiva del aceite y el espesor de la formación). El desarrollo del “número de vapor” toma en cuenta el estudio de 11 campos y considera como buena la aplicación de un modelo cuando al comparar los datos obtenidos con el mismo y los datos de producción (reportados en la literatura) se encuentren desfasados $\pm 50\%$ argumentando que es apropiado para realizar la evaluación de la producción futura en caso de que se aplique un método de inyección cíclica de vapor (Robertson, 1998).

Al aplicar cualquiera de estos modelos el segundo periodo de producción será más preciso, debido a que se contará con información acerca del primer ciclo de inyección.

Lo que en realidad se busca cuando se emplea un proceso como este no es el de probar el método (dado que ya lo está y es muy probable que funcione) sino lo que se busca es mejorarlo para lo cual se necesitan datos para estimar la cantidad de vapor y calor inyectado al yacimiento, la duración del periodo de remojo, y la producción esperada después de la aplicación de este proceso, para poder dimensionar correctamente las facilidades en superficie. Las mayores dificultades al momento de querer optimizar un proceso de inyección cíclica de vapor se encuentran cuando se tiene bajos gasto de inyección de vapor, alta viscosidad en el crudo, yacimientos con grandes profundidades, presiones de yacimiento altas, y grandes capas de gas se encuentran asociados.

La mayoría de los pozos utilizados en los proyectos de inyección cíclica de vapor son pozos verticales o con poca inclinación. En el caso de que la formación tenga una inclinación importante, se puede localizar a los pozos en el fondo, cercanos al contacto agua aceite, con la finalidad de aprovechar el drene gravitacional del aceite, aunque para que esto sea importante, debe existir una buena permeabilidad vertical.

3.1.2.1 Vigilancia y supervisión en las operaciones de inyección de vapor

El tipo y la frecuencia de las mediciones destinadas a rastrear el progreso de las operaciones térmicas en el yacimiento varían con base al tipo y propósito del proyecto.

Las tasas de producción o inyección se determinan de los volúmenes producidos durante un tiempo dado. En sitios donde un generador sirve a más de un pozo no existe una manera para determinar la tasa de inyección y la calidad del vapor inyectado en cada pozo. La causa de esta dificultad es la medición de las tasas de flujo de dos fases, pues a pesar de que un múltiple puede dividir la corriente de vapor en dos o más corrientes, no divide la cantidad de vapor y líquido en partes iguales.



Los cambios en la tasa de inyección o de producción de un pozo (por unidad de presión) son indicadores de los cambios en la resistencia al flujo, los cuales pueden ser causados por el deterioro o la falta de limpieza alrededor del pozo o en el yacimiento o por problemas mecánicos en la tubería o por fallas en el revestidor. Los cambios en las relaciones de producción gas/aceite y agua/aceite son afectados por la canalización, por efectos de la permeabilidad relativa y por cambios en la temperatura y en la presión de fondo.

Adicional a los volúmenes y tasas de cada fase la composición de cada fase puede suministrar información significativa. En la inyección continua y alternada de vapor, los análisis de gas proveen información sobre la posible importancia de la liberación de gas como un mecanismo de producción. Los cambios en la cantidad de las fracciones livianas son indicativos de los fenómenos de craqueo, destilación y condensación. Los cambios en la composición del agua producida son indicativos de la llegada del agua inyectada.

En general se realiza una gran variedad de pruebas a los fluidos producidos de las cuales podemos tomar como más importantes las siguientes:

- Temperatura. En las operaciones térmicas se miden las temperaturas en la superficie y en el subsuelo para obtener:
 - La cantidad de calor inyectado y el volumen calentado del yacimiento.
 - Información sobre el avance y distribución de calor en el yacimiento.
 - Información acerca de los esfuerzos aplicados sobre el equipo mecánico.
 - Estimación sobre la eficiencia térmica de los generadores de vapor e instalaciones en la superficie.

Para medir temperaturas de fondo se utilizan termopares fijos o removibles. Los perfiles de temperatura en proyectos activos son indicadores excelentes de la dirección del fluido inyectado.

- Presiones. Durante las operaciones térmicas, las mediciones de presión se utilizan para proveer:
 - Información sobre la inyectividad y productividad de los pozos y la resistencia al flujo en el yacimiento
 - Confiabilidad de que el equipo y los pozos son operados a los niveles de la presión del diseño y dentro de los límites seguros de presión.
 - Información sobre la entalpía de los fluidos
 - Información acerca de las propiedades y condiciones existentes en el yacimiento a través del uso de pruebas de diagnóstico de los pozos y observaciones continuas de la presión.

Uno de los métodos para medir la presión en el fondo a presiones bajas es introducir una tubería pequeña desde el cabezal hasta la profundidad

deseada después se inyecta gas en la misma, hasta que se logra estabilizar la presión.

3.1.2.2 Aspectos operacionales en los procesos de inyección de vapor (inyección cíclica y continua).

Uno de los aspectos importantes a tomar en cuenta es el tratamiento del agua para generar el vapor. Debe de ser agua limpia; sin ningún tipo de sólidos o minerales disueltos debido a que estos son perjudiciales para el generador de vapor, los pozos y todo el sistema de distribución. Los gases contenidos en el agua como dióxido de carbono o ácido sulfhídrico pueden producir corrosión a los generadores de vapor.

El tratamiento que comúnmente se le da al agua para generar el vapor es:

- Aplicación de un bactericida.
- Filtración del agua para remover los sólidos contenidos (los niveles de sólidos suspendidos debe de ser menor a 5 [ppm]).
- Remoción de oxígeno.
- Remoción del aceite que llegara a contener el agua a niveles menores a 1[ppm].
- Revisar el pH del agua (7-12).

Una vez que se cuenta con la fuente de agua requerida pasa a través de los generadores de vapor (los cuales difieren de los generadores convencionales pues antes de entrar al compresor se debe de separar la parte gaseosa de la parte líquida que llegara a contener).

Los generadores de vapor pueden estar equipados con instrumentos para asegurar la eficiencia del vapor, como sensores para ajustar el suministro de combustible (generalmente se utiliza gas natural debido a su facilidad de operación, aunque existen variaciones que operan con energía solar para reducir los costos del combustible (Capper, y otros, 2011)), aire y agua requerida.

Como ya se mencionó la calidad del vapor es de gran importancia para este proceso. Una manera de medir la calidad del vapor es midiendo el contenido de cloruro en el agua de entrada; este análisis se lleva a cabo analizando una muestra de agua antes de entrar al generador y otra muestra después de salir del separador (ver Figura 22).

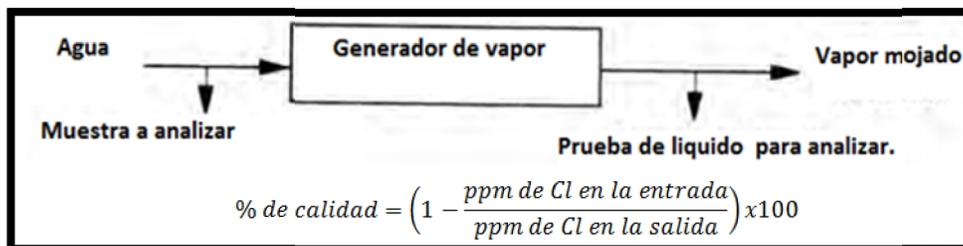


Figura 22. Medición de la calidad del vapor (Butler., 1991)



3.1.2.3 Criterios para la implementación de un proyecto de vapor

Muchos autores han mencionado sus criterios de selección para proyectos de inyección de vapor, es por ello que los valores de los criterios que se mencionaran serán los aportados por el análisis de proyectos actuales de EOR (Adasani, y otros, 2011) debido a que toma en cuenta todos los proyectos que se han implementado hasta el momento, actualizando de este forma el criterio de selección de Taber (Taber, 1997), el cual se ha tomado como referencia durante mucho tiempo.

Los parámetros a considerar para una óptima inyección de vapor son:

- **Profundidad:** Los yacimientos someros son preferibles debido a que de esta manera se evita la reducción de calidad del vapor inyectado, sin embargo el uso de tubería aislada reduce las pérdidas de energía mejorando la eficiencia en pozos más profundos. Se ha demostrado que a partir de 2700 [m] de profundidad la calidad del vapor se reduce en un 50% (Capper, y otros, 2011)), además altas presiones de formación a grandes profundidades requieren mayores temperaturas de operación, lo que implica más riesgo de que el pozo tenga problemas debido a la alta temperatura. El rango de profundidad promedio registrado con base en los proyectos de recuperación que se han llevado a cabo por medio de este método es de 1650 [ft] (Adasani, y otros, 2011).
- **Permeabilidad de la formación:** La permeabilidad debe de ser lo suficientemente grande para permitir un gasto adecuado de inyección del vapor para asegurar un flujo rápido dentro del yacimiento. El rango varía de 1-15000[cP].
- **Espesor de la formación:** Se recomienda un espesor mayor a 20 [pies] con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.
- **Aceite residual en sitio:** 66 % del volumen de poro en promedio.
- **Gravedad del aceite:** 8-33 [°API]
- **Viscosidad del aceite:** 3 a $5e^6$ [cP] en promedio.
- **Porosidad:** Altas porosidades en los yacimientos producen mayor cantidad de aceite por barril de vapor inyectado que un yacimiento de baja porosidad debido a las pérdidas de calor en la matriz, porosidades menores a 0.2 son aceptables solo si la saturación es mayor a 0.65.
- **Calidad del vapor:** Una alta calidad del vapor resulta en una alta y rápida recuperación. Algunas personas han estudiado la calidad óptima del vapor para maximizar la recuperación con base en la cantidad neta de calor inyectado (calor inyectado menos pérdidas de calor). Resulta muy interesante los resultados obtenidos por Gomma (Erle C. Donaldson, 1989). Gomma menciona que con una calidad de vapor de 40% se recupera la mayor cantidad de hidrocarburo; esto lo sustenta diciendo que cuando la calidad el vapor se reduce la cantidad de agua caliente será mayor (debido a la condensación del vapor), consecuencia de esto la ocurrencia del vapor se retrasará, resultando en una mayor cantidad de aceite producido. En la

Figura 23 se observa el aceite recuperado como función del calor neto inyectado (calor inyectado menos pérdidas de calor) para varias calidades de vapor y se puede observar como con una calidad de vapor del 40% se recupera la mayor cantidad de hidrocarburo.

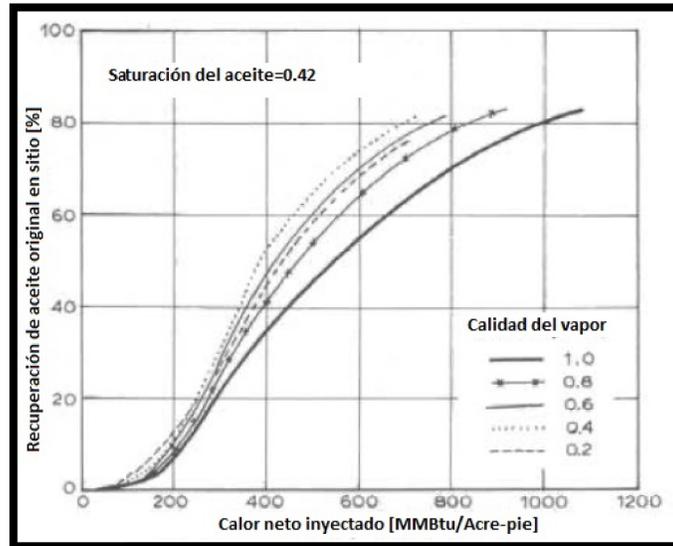


Figura 23. Efecto de la calidad del vapor en la recuperación de aceite original en sitio (Erle C. Donaldson, 1989).

3.1.3 SAGD (Drenaje por gravedad asistido por vapor)

Este proceso fue desarrollado por Butler, McNab. El proceso utiliza dos pozos horizontales perforados y extendidos en la base del yacimiento uno encima del otro separados a una cierta distancia (dictada por la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento, comúnmente a 5 [m]). El pozo superior inyecta vapor el cual se eleva hasta después condensarse junto con el crudo para después caer debido a la reducción de viscosidad que se genera con esta mezcla.

La intención de desarrollar el método SAGD fue que se buscaba idear una mejor manera de recuperar el petróleo pesado. La gravedad siempre está presente dentro del yacimiento y se utiliza como mecanismo principal de empuje. Es posible prevenir el “fingering” que ocurre cuando aceites viscosos son empujados por un fluido de menor viscosidad.

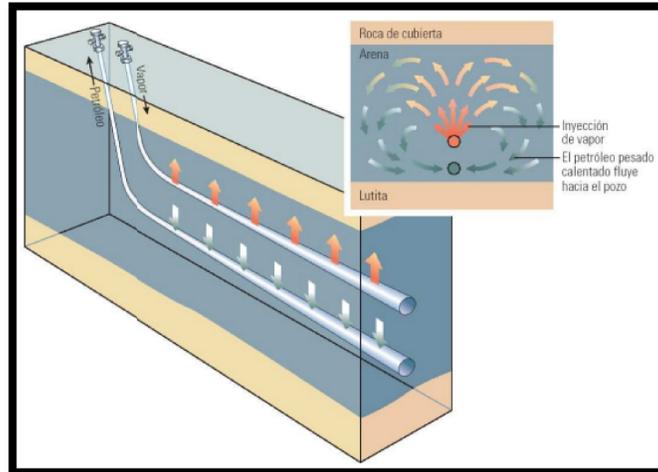


Figura 24. Sección transversal del proceso SAGD. Oilfield review

Los pozos perforados en yacimientos de crudo pesado para SAGD conllevan una gran complejidad en cuanto a su construcción y terminación, debido a que se necesita tener especial cuidado en la colocación correcta dentro del yacimiento (se utiliza un sistema de orientación magnética), las cementaciones térmicas, así como la instalación de dispositivos para el control de arena.

Las terminaciones en este proceso varían conforme a las propiedades del yacimiento. Un ejemplo de terminaciones se muestra en la Figura 25.

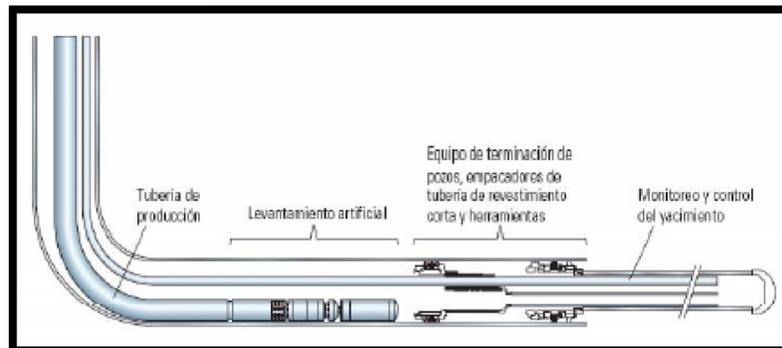


Figura 25. Terminación en proceso SAGD (García, 2010).

3.1.3.1 Variaciones de SAGD

Después de la aparición del método SAGD se han examinado maneras para reducir los costos operacionales, ya sea disminuyendo tanto el número de pozos horizontales como la cantidad de vapor inyectado, o mejorando la eficiencia térmica del yacimiento. Algunas de estas variaciones son:

- SAGD con un solo pozos (Single well SAGD). Este método utiliza un solo pozo horizontal en lugar de dos. El vapor es inyectado en la tubería de



producción (la cual se encuentra aislada térmicamente) y se produce por el espacio anular. Este método de recuperación es efectivo siempre que los gastos de producción primaria del yacimiento sean altos (H.Shin, 2004).

- Vapor y empuje de gas (Steam and gas push SAGP). Este proceso consiste en añadir una pequeña cantidad de gases no condensables (como el gas natural o el nitrógeno). En los laboratorios se estimó un considerable ahorro de vapor cuando se utiliza en aceites con altas viscosidades.
- SAGD viento abajo (SAGD wind-down). En un cierto punto durante un proceso SAGD, el proceso no es lo suficientemente rentable debido las altas relaciones vapor aceite, sin embargo el yacimiento sigue caliente y la energía contenida en el mismo se puede utilizar. La inyección de gases no condensables junto con el vapor a gastos bajos se propone como una alternativa a estos casos.
- Solvente en expansión SAGD. Esta modificación del proceso SAGD combina los beneficios del vapor y los solventes en la recuperación de aceite pesado y bitumen. En este proceso los solventes son inyectados alrededor de la interface de la cámara de vapor ayudando a diluir el aceite y así reducir la viscosidad del aceite. Este método ha sido probado y mejorado resultados en cuanto a producción y mejores tasas de vapor aceite así como bajo consumo de energía y agua en comparación con un proceso convencional SAGD (H.Shin, 2004).
- SAGD rápido. Este proceso combina un proceso SAGD una inyección cíclica de vapor ayudando a que la cámara de vapor se distribuya lateralmente. Este proceso simplemente necesita un pozo más además del par de pozos utilizados en un proceso convencional.
- X-SAGD. Este proceso fue creado para lograr una comunicación temprana entre los pozos. Consiste en dos pozos un pozo vertical inyector y uno horizontal productor.

3.1.4 Combustión en sitio

En los procesos de combustión in-situ el oxígeno es inyectado dentro del yacimiento, el crudo en el yacimiento se enciende y parte de este crudo se quema para producir calor con lo que se logra reducir la viscosidad del crudo para que pueda fluir hacia los pozos productores. La manera más usual de proveer oxígeno es mediante la inyección de aire (aunque se puede inyectar solo el oxígeno si así se desea). Una de las ventajas de este método sobre los de métodos de inyección de vapor reside en que el combustible proviene del mismo yacimiento (sin embargo es obvio que se debe de suministrar energía a los compresores de aire y/u oxígeno).

Cabe señalar que la combustión generada por inyección de oxígeno tiene un mayor ahorro en cuanto a combustible en comparación con la inyección de aire, debido a que aproximadamente una quinta parte de combustible es necesario para alcanzar la compresión deseada del oxígeno en comparación con el aire.



Tabla 8. Costo de la energía (Butler., 1991).

Concepto	Eficiencia [%]	Combustible requerido [MMBTU]	Costo de energía [\$/MMBTU]
Vapor	45-77	1.3-2.2	2.6-4.4
Combustión In situ con aire	190	0.5	1
Combustión In situ con O ₂	315	0.3	0.6

La combustión inicia una vez que se genera la ignición. Muchos proyectos de combustión in situ, especialmente en yacimientos de crudo pesado han fracasado debido a una pobre operación de ignición (De la Cerda, y otros, 2008). La ignición es originada por un incremento sustancial en la temperatura (250-500 [°F]) la cual supera la temperatura de ignición del crudo. Las técnicas de ignición se dividen en dos:

- Ignición espontánea: Este tipo de ignición es creada si la temperatura del yacimiento es suficientemente alta y la formación contiene suficiente crudo. Es importante señalar que el combustible quemado en la combustión in situ no es propiamente el crudo del yacimiento, sino que es el residuo rico en carbón resultante del craqueo térmico⁹ y la destilación del crudo residual que se encuentra cerca del frente de combustión. En condiciones adecuadas permiten al crudo reaccionar logrando el encendido después de un periodo de inyección de aire, sin necesidad de ningún dispositivo artificial de ignición. El tiempo requerido para elevar la temperatura de la formación a la temperatura de ignición del crudo depende de la reactividad del crudo y la temperatura inicial del yacimiento. En general, mientras más alta la temperatura inicial del yacimiento, menor es el tiempo requerido para alcanzar la temperatura de ignición. Los crudos que son más reactivos, generalmente generan grandes cantidades de calor, por lo tanto pueden calentar sus alrededores más rápidamente y reducir el tiempo necesario para alcanzar la auto ignición. Debido a que los ritmos de pérdida de calor a las zonas subyacentes y suprayacentes son mayores en formaciones delgadas que en gruesas, la ignición espontánea es más factible de ocurrir en yacimientos profundos y gruesos que contengan crudos moderadamente reactivos.

La ignición espontánea ha sido utilizada para iniciar el frente de fuego en muchos campos.

⁹ División de moléculas grandes en moléculas pequeñas debido a elevadas temperaturas y presiones.



La ecuación utilizada para calcular el tiempo de ignición requerido es la siguiente:

$$t_{ig} = \left[\frac{2.04 \times 10^{-7} \cdot M_R \cdot T_{abi}^2 \cdot \left(1 + \frac{2Rt_{abi}}{E}\right) \cdot R \cdot e^{\frac{E}{RT_{abi}}}}{\Delta h_a \cdot \Phi \cdot S_o \cdot \rho_o \cdot A_c \cdot E \cdot P_{O_2}^2} \right] \quad (2)$$

Donde:

t_{ig} = Tiempo de inyección [D].

M_R = Capacidad térmica volumétrica del yacimiento [Btu/pie³-F].

T_{abi} = Temperatura inicial absoluta [R].

R = Constante universal de los gases [1.5898 Btu/R-lbm-mol].

E = Energía de activación [Btu/lbm-mol].

Δh_a = Calor de combustión por unidad de aire reaccionado [Btu/pie³].

Φ = Porosidad.

S_o = Saturación del aceite.

ρ_o = Densidad del aceite.

La ecuación anterior es muy sensible a los cambios de temperatura. Un error de un grado Fahrenheit puede dar un error de hasta 5 % en la estimación del tiempo de ignición. Aunado a esto, la ecuación anterior no toma en cuenta las pérdidas de calor por lo que el tiempo de ignición calculado es siempre menor que el que pudiera esperarse en el campo. De cualquier manera, el tiempo estimado utilizando esta expresión sencilla da un indicador de si es factible alcanzar la auto ignición en un tiempo razonable.

Si, por ejemplo, el tiempo calculado de auto ignición es solamente unas cuantas horas o días, entonces la ignición espontánea es probablemente factible y debería ser considerada. Por el otro lado, una ignición calculada en meses o años, indica la necesidad de otras técnicas que reduzcan estos tiempos.

A pesar de que el ritmo de oxidación inicial y su consecuente generación de calor son más altos en la vecindad inmediata al inyector, la auto ignición no ocurre cerca del pozo. Esto es porque el aire inyectado transfiere el calor más allá del pozo, por lo que la ignición ocurre en algún punto a una cierta distancia del inyector. Esta distancia se incrementa con el ritmo de inyección del aire. Ya que la región entre el punto de ignición y el inyector está saturada de aceite y oxígeno, después de la ignición el frente de encendido también se mueve en dirección contraria al flujo de aire. Durante este periodo, la temperatura alrededor del pozo puede incrementarse al grado de dañar la tubería. Este daño se puede prevenir si se mantiene una inyección de aire suficientemente alta lo cual asegura que no habría irrupción de aire.



- Ignición artificial: Este tipo de ignición se logra utilizando dispositivos especiales como calentadores eléctricos de fondo, quemadores de gas, calentadores catalíticos, inyección de fluidos calientes o métodos químicos. Históricamente los quemadores de gas han sido los artefactos más utilizados para iniciar los proyectos de combustión. Un quemador de fondo requiere un medio independiente para introducir combustible y aire al fondo del pozo para la combustión, medios para iniciar el fuego en el quemador y un medio para monitorear desde la superficie los flujos de combustible y aire. Mezclas de aire y combustible usualmente resultan en temperaturas de combustión del orden de 1200-2000 [°F], las cuales son excesivas para encender la formación y son destructivas para el equipo de fondo del pozo, por esta razón es necesario un suplemento adicional utilizado en el ensamblaje del quemador para reducir las temperaturas excesivas y minimizar el posible daño al pozo. Los yacimientos petroleros normalmente no se encienden en el primer intento y deben de ser reencendidos debido a que el frente de combustión muere antes de que se encuentre bien establecido. Por lo antes mencionado es importante que el quemador de fondo pueda ser reutilizado, de tal manera que el proceso pueda ser repetido de ser necesario sin la necesidad de tener que sacar el quemador del pozo. Los quemadores de gas son encendidos por dispositivos de ignición eléctrica (bujías) o por medio de métodos químicos (utilizan fosforo de calcio, trietilborano, silano los cuales son químicos pirofóricos¹⁰).

Es de vital importancia conocer si la ignición fue o no alcanzada, debido a que el costo de la inyección de aire es substancial, es por ello que el conocimiento de la cantidad de “combustible” presente por unidad de volumen del yacimiento es de vital importancia (este parámetro determina la cantidad de aire necesario para que se logre la combustión de dicha unidad de volumen), además de esto también se realizan análisis de los gases de combustión los cuales indican la eficiencia de combustión.

La forma más usual de saber el contenido de “combustible” que será quemado en el yacimiento es por medio de pruebas de combustión en laboratorio, las cuales se realizan utilizando tubos de combustión con empaques de arena o núcleos, en condiciones similares a las del yacimiento. Inicialmente el contenido del tubo es calentado para simular el incremento de temperatura y el aire se inyecta cuando la temperatura de combustión es alcanzada; en ese punto la combustión ocurre y el frente de combustión avanza a través del tubo. El combustible quemado es determinado con base en la cantidad de oxígeno consumido y a la velocidad de combustión.

Los procesos de combustión in situ pueden ser divididos ya sea en combustión húmeda o seca (dependiendo si se utiliza agua) o en combustión convencional o en reversa (dependiendo de la dirección del frente de combustión).

¹⁰ Compuestos que entran en combustión espontáneamente en la presencia de aire sin necesidad de una fuente de ignición.

3.1.4.1 Combustión convencional seca

En este proceso, el frente de combustión actúa como un pistón el cual empuja a los fluidos que se encuentran delante de él (las fracciones ligeras de los hidrocarburos quemados). Las fracciones pesadas son quemadas con el oxígeno para mantener la combustión. En condiciones de flujo estacionario, el yacimiento puede ser dividido en cuatro zonas (ver figura).

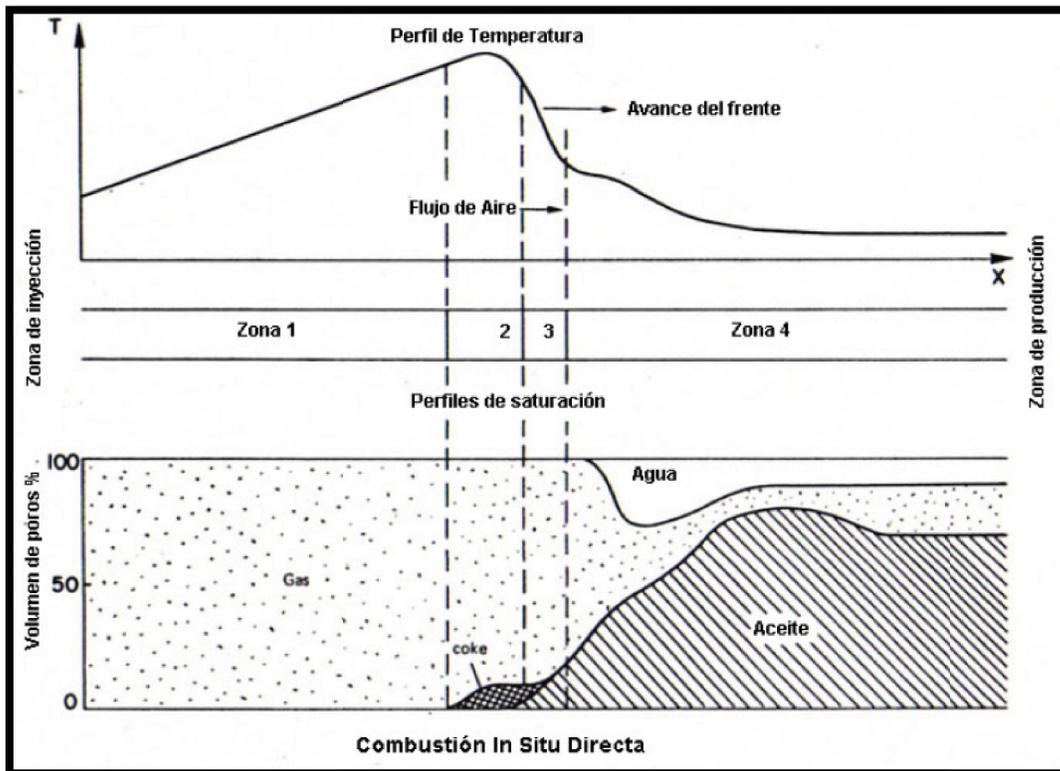


Figura 26. Figura perfiles de saturación y temperatura durante la combustión seca (Butler., 1991).

- Zona 1: La combustión ya se ha iniciado y la formación en esta zona está completamente limpia.
- Zona 2: En esta zona el oxígeno es consumido por reacciones de combustión envolviendo los hidrocarburos.
- Zona 3: La zona de formación de coque.
- Zona 4: Zona en donde la temperatura ha caído significativamente y en la cual no existen cambios químicos significantes. Esta zona es barrida por los gases de combustión y por los fluidos desplazados, debido a que en la región cercana al frente de combustión se presenta una sucesiva vaporización y condensación de las fracciones ligeras del aceite y del agua de la formación, así como la condensación del agua del frente de combustión. Adelante en la región donde la temperatura es más baja que la temperatura de condensación se crea una zona cuya saturación de agua es más alta que la saturación inicial (banco de agua) la cual empuja a una zona con saturación de aceite mayor que la saturación inicial de aceite

(banco de aceite). Más allá de esta zona cada vez más la formación se aproxima a sus condiciones iniciales de temperatura.

3.1.4.2 Combustión convencional húmeda

Debido a que durante los procesos de combustión directa la entalpía almacenada en la formación es utilizada solamente para precalentar el aire inyectado, surgió la idea de combinar la inyección de agua con la inyección de aire, de esta forma la capacidad térmica del agua es utilizada para recuperar la energía remanente detrás del frente y transportarla a través del yacimiento. El proceso puede ser dividido en cinco zonas (ver figura).

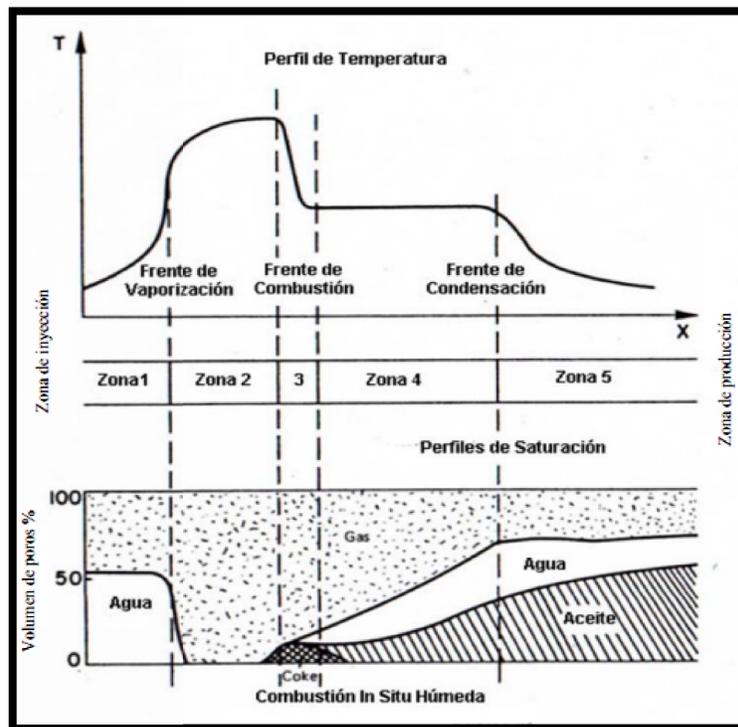


Figura 27. Perfiles de saturación y temperatura de la combustión in situ convencional húmeda (Butler., 1991).

Zona 1: Esta zona contiene pocos hidrocarburos debido a que el frente de combustión ya ha pasado por este punto. Por otra parte la temperatura es más baja que la temperatura de ebullición del agua lo que conlleva a que los poros de la roca contengan agua y el espacio restante es ocupado por el aire inyectado.

Zona 2: En esta zona se forma vapor de agua.

Zona 3. En esta zona ocurre la combustión con lo que se produce coque, el cual se deposita detrás del frente de combustión.

Zona 4: En esta zona la temperatura es cercana a la temperatura de vaporización del agua. La condensación progresiva del vapor y la evaporación del agua se llevan a cabo en esta zona.

Zona 5. En esta zona existe una zona de alta presión debido al banco de agua formado.

3.1.4.3 Combustión inversa

En este tipo de combustión la ignición es iniciada en la vecindad del pozo productor y el frente de combustión viaja en dirección hacia el pozo inyector. En este proceso se pueden distinguir cuatro zonas:

- Zona 1: La formación que se encuentra en condiciones originales comienza a ser barrida por aire.
- Zona 2. La temperatura se incrementa (por conducción) desde la zona caliente. El comienzo de la oxidación contribuye al incremento de la temperatura. En esta zona se evapora el agua de formación, se destilan las fracciones ligeras del aceite y ciertas fracciones del líquido y vapor son desplazadas hacia el pozo productor, mientras que otros componentes forman depósitos de coque.
- Zona 3: En esta zona ocurre la combustión, en la cual se alcanza el máximo valor de temperatura dentro del proceso.
- Zona 4. El coque que no ha sido quemado permanece depositado en la matriz mientras que las fases de líquido y vapor fluyen hacia el pozo productor. Si no existen pérdidas de calor, la temperatura del flujo permanecerá igual a la temperatura del frente de combustión.

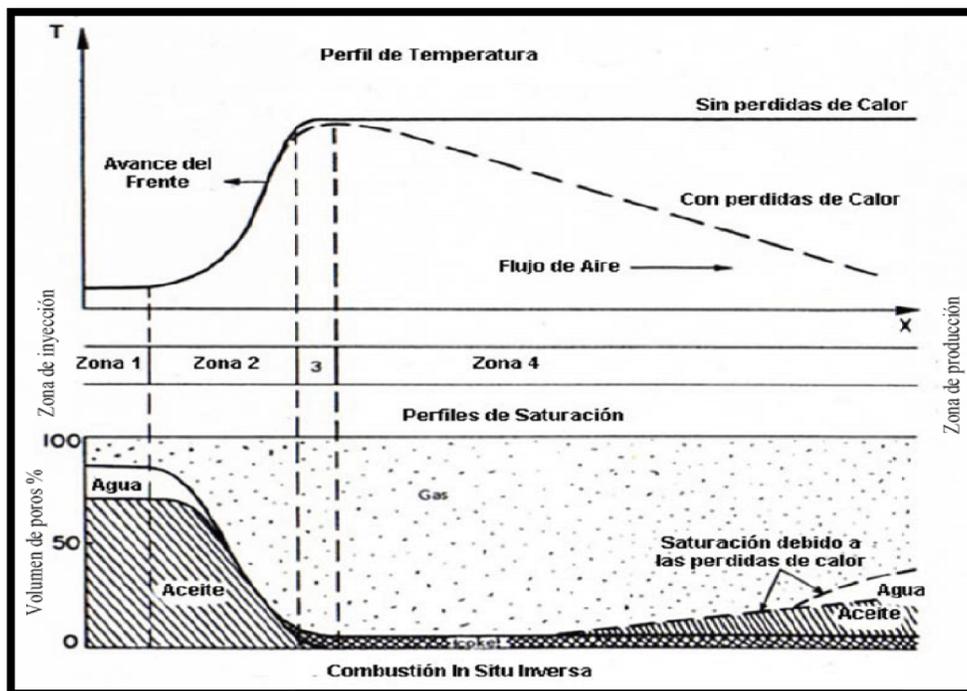


Figura 28. Perfiles de saturación y temperatura de la combustión en reversa.

3.1.4.4 Terminación de pozos para un proceso de combustión in situ

Este tipo de terminaciones deben de tomar en cuenta, al igual que todo tipo de terminaciones para un proceso de recuperación térmica, las altas temperaturas y la corrosión que se puede llegar a alcanzar por lo que se debe de realizar una selección apropiada de materiales resistentes. En la siguiente Figura 29 se muestra un esquema típico de un pozo inyector y de un productor para, un proceso de combustión in situ.

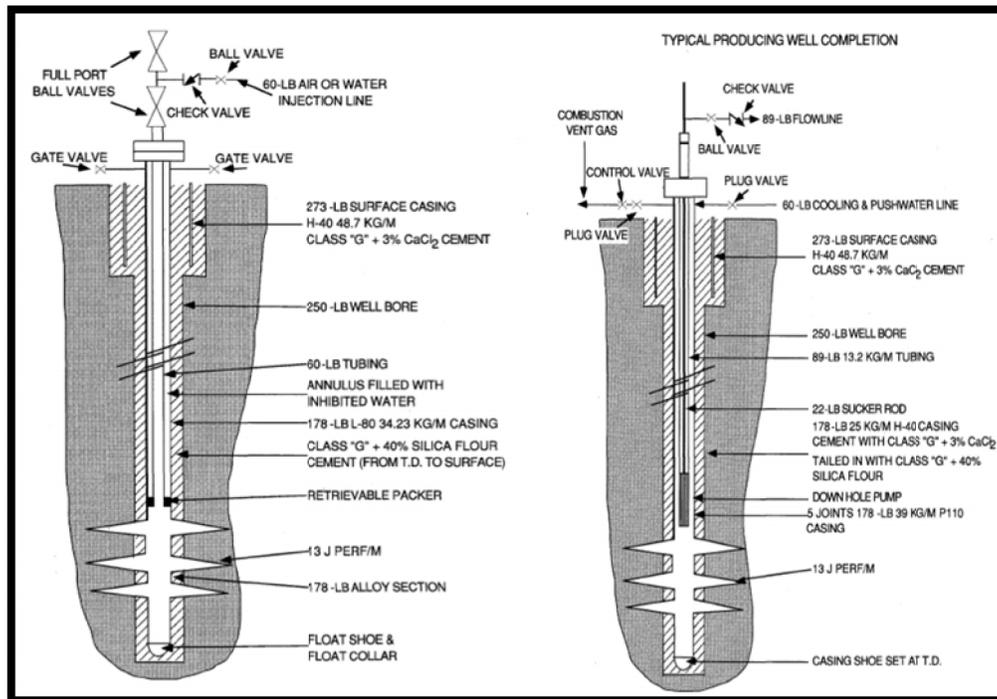


Figura 29. Diagrama de pozos durante el proceso de combustión in situ (Sarahi, 1998).

Se debe de contar con dispositivos para el control de la arena pues es un problema muy común en este tipo de pozos. También se debe de tomar en cuenta el fluido de perforación a utilizar debido a que si se produce filtración a través del intervalo productor, se puede llegar a tener una reducción en la permeabilidad causado por el hinchamiento de las arcillas sensibles al agua (esto se logra inhibir con soluciones de salmuera que varían del 1-10%).

En lo que respecta a la cementación, se recomienda utilizar cementos con alto contenido en sílice para todas las zonas expuestas a altas temperaturas.

3.1.5 Inyección de agua caliente

Este método térmico es el más simple de todos debido a que solo implica dos fases: agua y aceite. En este proceso básicamente se desplaza el aceite por medio de agua caliente y agua fría. Este proceso tiene muchos elementos en común con los desplazamientos con agua fría. Es importante señalar que este

proceso ocurre en alguna etapa de cualquier otro proceso de recuperación térmica debido a la presencia de agua en todos los yacimientos petroleros.

En este proceso el petróleo se desplaza inmisciblemente tanto por el agua caliente como por el agua fría. Durante el proceso la zona vecina del pozo inyector se va calentando y a su vez parte del calor inyectado se pierde hacia formaciones adyacentes. A lo largo de la inyección el agua caliente va perdiendo temperatura por lo que se forma dentro del yacimiento una zona calentada en la cual la temperatura varía, desde la temperatura de inyección hasta la temperatura del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector. El tamaño de la zona calentada aumenta con el tiempo pero su temperatura es menor a la temperatura de inyección. Por otra parte la viscosidad del agua calentada es menor a la del agua fría por lo que se provoca una irrupción temprana hacia los pozos productores.

El aumento en el recobro de hidrocarburos en este método, se debe al mejoramiento de la movilidad de aceite (resultado de la reducción de viscosidad del mismo) y la reducción del aceite residual debido a las altas temperaturas (el incremento de temperatura es mayor con el uso de vapor) las cuales cambian los valores de las permeabilidades relativas del agua contenida en los yacimientos.

La reducción de la saturación residual de aceite (S_{or}) es debido a los cambios entre las fuerzas interfaciales entre el agua y el aceite y las fuerzas entre la formación y el aceite.

La siguiente figura muestra esquemáticamente como la expansión térmica, la reducción de viscosidad, la mojabilidad y los cambios de tensión interfacial entre el agua y el aceite afectan el desplazamiento de los crudos de diferentes densidades.

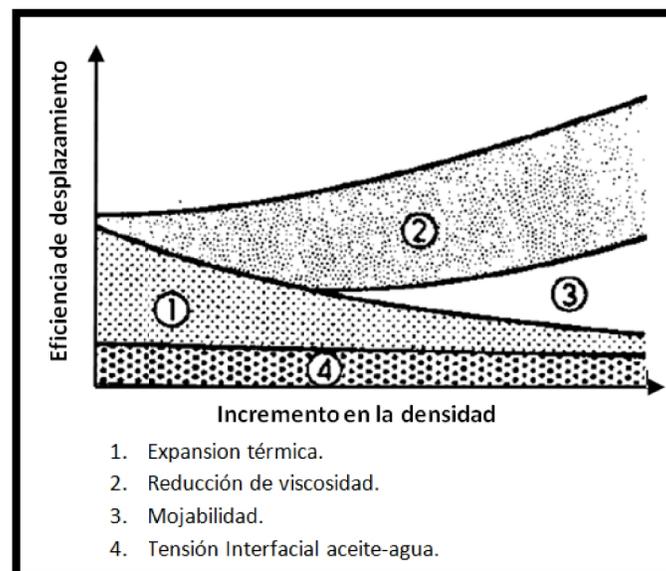


Figura 30. Contribuciones relativas en la eficiencia de desplazamiento del aceite por agua (Prats, 1985).



En la figura anterior se observa que la expansión térmica es más importante en crudos ligeros y la reducción de viscosidad y cambios en la mojabilidad son más importantes en los crudos pesados.

La cantidad de crudo desplazado por el agua caliente es invariablemente mayor al crudo producido. El crudo que ha sido desplazado pero no producido se queda en las porciones del yacimiento quemado han sido barridas. En el caso especial de los aceites viscosos la relación de movilidades entre el petróleo que avanza y el gas o agua del yacimiento es desfavorable, esto significa que el crudo tenderá a llenar regiones del yacimiento que inicialmente contenían agua o gas antes de que se comience a producir.

A pesar de que no existen métodos simples para la estimación del aceite recuperado por medio de la inyección de agua caliente algunos autores proponen el utilizar el método de Dykstra y Parsons con modificaciones para adaptar dicho procedimiento a los procesos de desplazamiento de aceite que utilizan agua caliente como una alternativa para poder estimar el aceite recuperado después de emplear este proceso (Prats, 1985).

Otra forma para estimar la cantidad del aceite recuperado y estimar el comportamiento del agua caliente dentro del yacimiento es el uso de simuladores térmicos (por ejemplo Eclipse Thermal), los cuales son capaces de calcular el comportamiento de extracción de petróleo con mucha exactitud.

Es preferible la inyección de agua caliente en formaciones en donde se tenga una gran permeabilidad para que se pueda mantener una tasa de inyección alta y así reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes al intervalo productor.

Este método tiene una gran desventaja en comparación con la inyección de vapor debido a que el contenido de calor por medio del vapor inyectado es tres veces mayor que el del agua caliente. Es posible la inyección de vapor alternada con agua en pozos en los cuales la condición mecánica de los mismos no sea la adecuada para la inyección vapor. La inyección de agua puede causar problemas en los equipos de inyección (corrosión) aunque en general son menos severos que los que ocurren en los procesos de inyección de vapor. Sin embargo, la cantidad de dinero invertida en generadores, y equipos tanto superficiales como subsuperficiales para este proceso es comparable con un proceso de inyección de vapor.

En realidad la inyección de agua caliente como método de desplazamiento o medio de estimulación es muy bajo debido a que el agua puede causar daño a la formación debido al incremento de la saturación de agua alrededor de pozo, además la posible formación emulsiones las cuales reducen la capacidad productiva de un pozo.



3.1.6 Calentamiento eléctrico

Los calentadores de fondo constituyen la forma más antigua que existe para aumentar térmicamente la producción de petróleo. Los calentadores de fondo más utilizados son los eléctricos, que a su vez se dividen en dos tipos, los calentadores inductivos, los cuales generan calor conforme las leyes de Maxwell¹¹ y los calentadores resistivos, que generan calor con base al efecto Joule¹². En el último caso, el calor es transferido por conducción por lo que se necesita mayor tiempo para calentar el yacimiento.

Los principales mecanismos de producción son los mismos que en los métodos de inyección cíclica de vapor pero en menor proporción. La colocación de los calentadores es muy importante debido a que es esencial calentar el yacimiento para obtener el mayor incremento de producción posible. Los calentadores no se deben de posicionar sobre las zonas productoras de alto gasto debido a que se perderá calor por los fluidos producidos y se reducirá la cantidad de calor inicial para las formaciones más someras.

El calentamiento eléctrico consiste en proveer corrientes eléctricas para generar calor e incrementar la temperatura cerca del pozo, logrando así que la viscosidad del crudo se reduzca para producir más fácilmente el fluido.

Este método utiliza flujo continuo de corriente alterna, para calentar la formación alrededor del pozo. La corriente fluye a través de la tubería de producción de acero hacia un electrodo. La tubería de producción es aislada eléctricamente mediante una tubería concéntrica de fibra de vidrio. La corriente se dispersa más allá de la zona de calentamiento y regresa a la superficie para completar el circuito (ver Figura 31).

La disipación de energía eléctrica en un yacimiento, causa que éste se caliente reduciendo así la viscosidad del crudo.

Los fluidos que fluyen hacia el pozo transportan calor sensible¹³, de manera que la zona efectivamente calentada cerca del pozo es algo más pequeña que la que pudiera estimarse basándose solamente en la potencia disipada.

La utilización de este método tiene la ventaja de que el calentamiento se genera instantáneamente a través de los elementos del yacimiento el cual se propaga de manera inmediata, así como la generación de calor no depende de la inyección de fluidos.

¹¹ Leyes las cuales unifican todas las leyes y ecuaciones clásicas de la electricidad y magnetismo.

¹² Fenómeno por el cual si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.

¹³ Es aquel que recibe un cuerpo o un objeto y hace que aumente su temperatura sin afectar su estructura molecular y por lo tanto su estado.

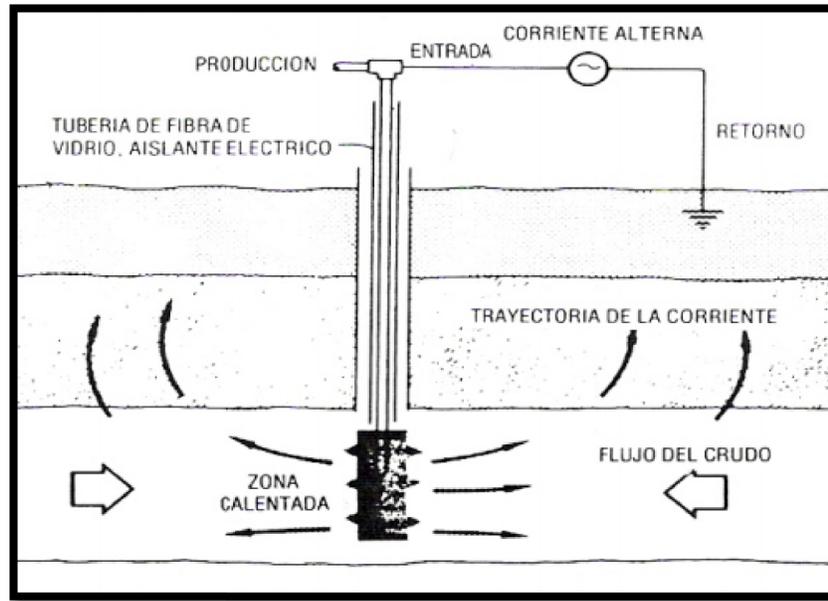


Figura 31. Proceso electro térmico de calentamiento (Romero).

3.1.7 Diseño y terminación de pozos térmicos

El diseño de los pozos térmicos se enfoca principalmente en evitar las interrupciones en la producción, debido a fallas mecánicas (fallas en el generador de vapor, falla en el suministro de energía al generador de vapor, fallas en los serpentines del generador de vapor) o por intervenciones a los pozos (que tienen como objetivo restaurar el gasto de inyección o producción en caso de que no se tenga los perfiles de producción y/o inyección deseados).

En los proyectos de recuperación térmicos, las principales consideraciones adicionales incluyen los grandes gastos de combustible utilizados, la necesidad de enfriar los fluidos producidos y el efecto de la temperatura sobre los equipos superficiales y subsuperficiales.

Si el suministro de fluidos calientes es interrumpido por un largo periodo de tiempo la temperatura en el pozo caerá lo que conlleva a someter a la tubería de revestimiento a esfuerzos de tensión debido al cambio de temperaturas. En el caso de las intervenciones al pozo en las cuales se inyectan fluidos externos a la formación (para controlar el pozo) el enfriamiento de la tubería será más rápido y por lo tanto la probabilidad de pandeo será mayor.

La tubería de revestimiento tiende a elongarse (como cualquier metal) cuando se calienta. Cuando solo se cementa el fondo de la tubería de revestimiento, el pandeo de la tubería en las secciones no cementadas es inevitable, a menos que el revestidor este libre para expandirse a través de una empaadura ubicada en la primera tubería de revestimiento.

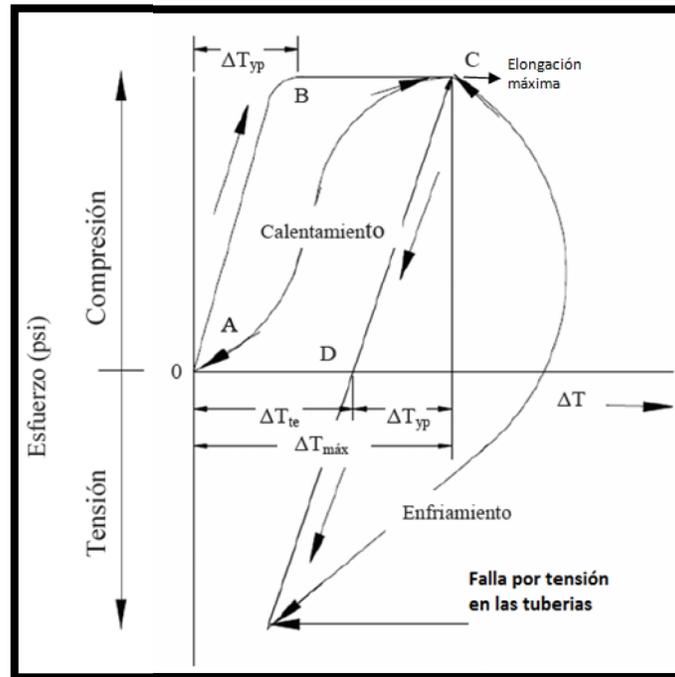


Figura 32. Ciclos de tensión de las tuberías durante la inyección de vapor (Butler., 1991).

La figura anterior representa esquemáticamente los esfuerzos a los que una tubería se expone debido al cambio de temperatura, en la cual podemos observar que mientras que el esfuerzo compresivo no exceda el límite elástico del acero, o la tubería de revestimiento no quede atascada, el enfriamiento no causara problemas, el esfuerzo compresivo es reversible y sigue la línea AB. Por otro lado si el límite elástico del acero es excedido la reducción en la compresión de la tubería por efecto de enfriamiento seguirá la línea CD. El ciclo de descompresión es paralelo a AB , pero está desplazado por la diferencia entre el máximo incremento de la temperatura ($\Delta T_{\text{máx}}$) y el incremento de temperatura al cual el acero cede. Si la temperatura es menor a este valor (ΔT_{TE}) la tubería de revestimiento y las juntas se encontraran en tensión.

Por lo antes mencionado las juntas del revestidor fallarán si la carga de tensión excede la resistencia de separación a la cual fueron fabricadas. Una manera de prevenir la separación de las juntas es asegurar que el esfuerzo de compresión del revestidor no exceda el punto excedente. En terminaciones nuevas esto se puede hacer seleccionando los materiales convenientes, controlando la temperatura del revestidor y cementando el revestidor desde el fondo a la superficie; por otra parte en los pozos existentes únicamente se puede controlar la temperatura del revestidor.

La manera normal de controlar la temperatura del revestidor, es utilizar un revestimiento aislante térmico en la sarta de inyección, es por ello que los pozos profundos para proyectos de vapor casi siempre están recubiertos con material aislante.

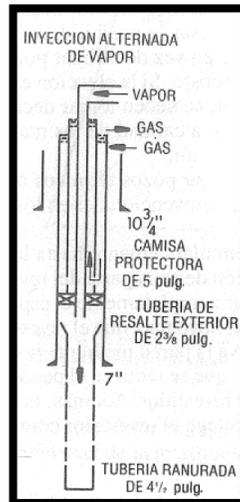


Figura 33. Pozo el cual utiliza un pequeño flujo de gas en el espacio anular como sustancia aislante para proteger al revestidor.

En general en el diseño de pozos térmicos se deben utilizar materiales y equipos que puedan resistir y operar a altas temperaturas tales como cemento, grasa especial para las roscas o juntas de expansión, elastómeros y otros elementos sellantes, así como cualquier equipo que deba conectarse o desconectarse durante el sometimiento a cargas variables inducidas térmicamente.

3.1.7.1 Cementaciones

La cementación en pozos térmicos difiere de los pozos convencionales en los siguientes aspectos (Erle C. Donaldson, 1989):

- El cemento debe circular a la superficie en cada tubería de revestimiento. El objetivo es proveer un completo llenado de cemento en el espacio anular entre el agujero y la T.R. para sujetarla firmemente, reduciendo así, el efecto de pandeo y el deslizamiento de la tubería. Además, el cemento debe de proteger la tubería de posible corrosión y prevenir el flujo incontrolado de fluidos calientes afuera de la T.R.
- Debe de utilizarse cemento clase H o G con al menos 30% de sílice. En caso de ser necesarios se podrían utilizar, retardadores, aceleradores, reductores de viscosidad y aditivos para controlar las pérdidas de circulación. El uso de este tipo de cemento se debe a la consideración del uso en pozos en donde se tienen temperaturas superiores a los 230 °F, debido a que la fuerza compresiva del endurecimiento del material es significativamente reducida cuando se expone a temperaturas mayores.
- Ser consistente y muy cuidadoso en :
 - Estimar la cantidad de lechada de cemento necesario.



- Estimar el tiempo para correr la tubería y circular el cemento a la superficie, mientras se desplaza lodo bajo condiciones a las cuales no se permita fracturar la formación.
- Decidir si se rota o no la tubería mientras se está cementando.
- Determinar el espesor del cemento, número centradores y equipo de flotación.

El papel que juega el sílice en el cemento clase G sujeto a altas temperaturas es el de reaccionar con el hidroxilo calcio para formar un tipo de silicato de calcio el cual pierde fuerza a altas temperaturas. Cuando existe más sílice que el requerido para formar este tipo de silicato de calcio, el sobrante reacciona para formar una sola fase cementante que reacciona con excelentes características de resistencia a la temperatura.

El cemento normal usado para pozos convencionales y someros ha demostrado que pierde un 80% de su fuerza compresiva cuando se somete a temperaturas de aproximadamente 400 °F durante una semana. Esta pérdida de fuerza compresiva es generalmente acompañada por un incremento en su permeabilidad del cemento fraguado; este incremento en la permeabilidad (hasta 200 veces mayor), es normalmente de poca importancia a excepción de yacimientos de baja permeabilidad, los cuales no son muy importantes en proyectos de inyección de vapor.

Idealmente, el cemento debería retener su diseño al esfuerzo compresivo, baja permeabilidad, y su adherencia a la formación como a la tubería incluso después de su exposición a ciclos de altas temperaturas por periodos prolongados de tiempo. El cemento clase G o H contiene típicamente de 30% a 60% de sílice, 1-3 [pie3] de perlita expandida y cerca de 2% de bentonita, con un 10% de sal.

3.1.7.2 Terminación

Una gran parte de los procesos térmicos de recuperación son aplicados en formaciones no consolidadas. Las terminaciones son diseñadas para proveer una baja resistencia al paso de los fluidos y al mismo tiempo mantener la arena fuera del pozo. Aunque el pozo productor recibe más atención en cuestión de control de arena, es necesario diseñar métodos de control de arena para los pozos inyectoros debido a que esta puede influir el gasto y las presiones de inyección, por esta razón los diseños de terminaciones para pozos inyectoros toman en cuenta el evitar o asegurar la distribución de la inyección de fluidos (agua, gas, vapor) en intervalos múltiples.

Una técnica para la exclusión de arenas es la de utilizar un revestidor ranurado envuelto en una malla de alambre ya sea dentro del revestidor perforado o colgado del revestidor que está por encima del agujero desnudo, otra técnica es empacar con grava el liner (se recomienda que la relación del tamaño medio del grano del empaque al tamaño medio del grano de la formación debe de ser de cinco a seis). Debido a que cierta grava es relativamente soluble a las condiciones del vapor condensado que prevalecen en el fondo de los pozos de inyección se

pueden formar espacios vacíos en la grava por lo antes mencionado la experiencia local es un factor importante en el diseño apropiado de los empaques de grava.

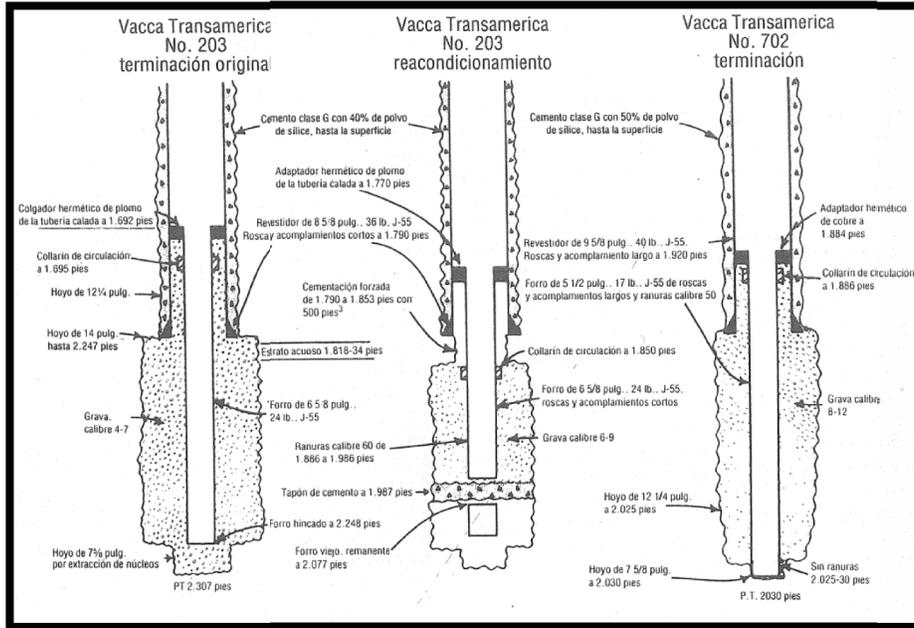


Figura 34. Terminación con empaque de grava (Prats, 1985).

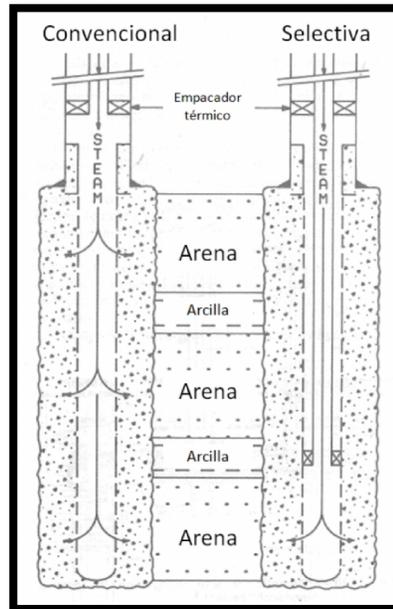


Figura 35. Terminaciones convencionales y selectivas para pozos con empaque de grava (Prats, 1985).

En los proyectos de combustión en sitio particularmente en aquellos en los cuales existan distintas zonas de combustión espontánea se recomienda que la tubería de revestimiento se cimente a través de todo el intervalo de inyección para proveer mayor resistencia a los cambios que se puedan crear debido a las altas temperaturas (ver el apartado de cementaciones).



Otro problema con el que se tiene que lidiar con la terminación de pozos térmicos es el perfil de inyección de vapor para arenas no consolidadas separadas por estratos. En el caso de contar con terminaciones con el revestidor cementado a lo largo de las formaciones y donde el pozo es cañoneado, la inyección selectiva es un problema sencillo pues mediante el uso de empaques separados a cierta distancia se puede resolver. Por otra parte en los pozos ensanchados y empaquados con grava es necesario colocar un tapón impermeable en un pequeño segmento de empaque de grava o taponar las zonas ladronas con químicos (como con lignosulfonato de calcio $C_{20}H_{24}CaO_{10}S_2$ teniendo en cuenta que su desventaja es la dificultad para verterlos en las zonas deseadas y el costo que implican) o con la adición de surfactantes (se crea una espuma con el vapor la cual incrementa la resistencia a las zonas ladronas, aunque debido a que las espumas se degradan a una temperatura de 500 a 550 [°F] este tratamiento se debe de repetir constantemente o permanentemente durante la vida del pozo.).

3.1.7.3 Instalaciones superficiales de producción

Los fluidos producidos de los pozos fluyen del cabezal del pozo a un separador para dividir las corrientes de agua libre, gas y crudo (sin embargo, en muchas ocasiones se necesitan más operaciones para lograr que el crudo satisfaga los requerimientos mínimos para su procesamiento en refinerías), la rapidez de separación de estas fases es aproximadamente proporcional a sus diferencias de densidades e inversamente proporcional a la viscosidad del crudo (puede ser reducida calentando aun más el crudo producido o agregando diluyentes).

Después de esta fase de separación la corriente de crudo obtenida, puede contener agua en forma de emulsión en cantidades muy grandes por lo cual dicha corriente se pasa por otra serie de recipientes los cuales pueden agregar sustancias químicas (desmulsificantes), agitan la corriente (para incrementar el contacto entre las gotas de agua) o también puede agregar calor o sustancias químicas para incrementar la diferencia de densidades y de esta forma lograr que las gotas de agua coalescan.

La corriente de agua que se obtiene de los separadores (agua de desecho) típicamente contiene sólidos, gas y/o petróleo. El método del tratamiento de las aguas de desecho depende de la concentración de los contaminantes y del destino final que se le vaya a dar a la misma; el petróleo y los sólidos se pueden remover de una corriente de agua por medio de filtros, celdas para separación de sólidos por flotación y estanques de retención, mientras que el sulfuro de hidrogeno que llegará a contener puede ser despojada del agua utilizando gas natural o por reacción con oxígeno en presencia de un catalizador.

3.2 Pérdidas de calor en procesos de recuperación térmica

Las pérdidas de calor a través de líneas superficiales o dentro del pozo son estimadas considerando flujo estacionario en las mismas.. La cantidad de calor perdido durante el estado estacionario por unidad de longitud de la tubería es



directamente proporcional a la diferencia de temperatura y es inversamente proporcional a la resistencia térmica específica del sistema. Estimar la resistencia térmica específica del sistema es la parte laboriosa, debido a que es la suma de todas las resistencias térmicas específicas del sistema.

3.2.1 Pérdidas de calor en líneas superficiales

La ecuación básica para calcular las pérdidas de calor por unidad de longitud en una tubería (Q_{ls}) es:

$$\dot{Q}_{ls} = (T_b - T_A)/R_h \quad (3)$$

En donde R_h es la resistencia térmica específica (resistencia térmica por unidad de longitud en la tubería) y esta expresado en $Btu/ft - D - ^\circ F$. Por otra parte T_b es la temperatura mayor del fluido dentro de la tubería en grados Fahrenheit, T_A es la temperatura ambiente de la atmosfera en grados Fahrenheit.

Si la tubería se encuentra aislada, la resistencia térmica específica está dada por:

$$R_h = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1}{h_f r_i} + \frac{1}{h_{p_i} r_i} + \frac{1}{\lambda_p} \ln \left(\frac{r_o}{r_i} \right) + \frac{1}{h_{p_o} r_o} + \frac{1}{\lambda_{ins}} \ln \left(\frac{r_{ins}}{r_o} \right) + \frac{1}{h_{f_c} r_{ins}} \right] \quad (4)$$

Donde h_f es el coeficiente de transferencia de calor entre el fluido dentro de la tubería y la pared de la misma $[Btu/sq ft-D-F]$, h_{p_i} es el coeficiente de transferencia de calor a través de depósitos, incrustaciones o suciedad dentro de la tubería $[Btu/sq ft-D-F]$, h_{p_o} es el coeficiente de transferencia de calor a través contacto entre la tubería y el aislante $[Btu/sq ft-D-F]$, h_{f_c} es el coeficiente de transferencia de calor debido a la convección (por las corrientes de aire) en la superficie exterior del aislamiento $[Btu/sq ft-D-F]$, r_i es el radio interior de la tubería $[ft]$, r_{ins} es el radio externo del aislamiento $[ft]$.

El significado físico de los seis términos que aparecen en la ecuación anterior se encuentran representados en la Figura 36.

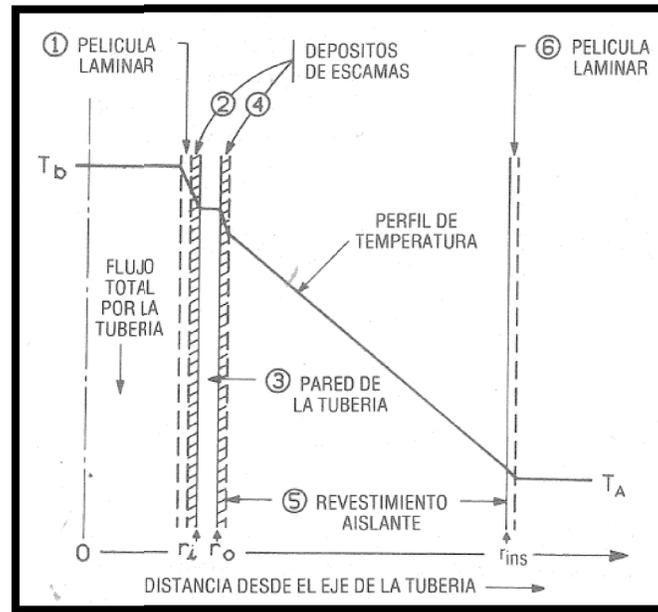


Figura 36. Representación de las resistencias de transferencia de calor en superficie a través de tuberías (Prats, 1985).

La representación de la resistencia total de la transferencia de calor, es la resistencia en serie, asumiendo que se mantiene un estado estacionario. Lo anterior significa que la cantidad de calor que se transmite a través de cada resistencia es la misma en cualquier periodo de tiempo. La caída de temperatura es la suma de las caídas de temperatura a lo largo de cada resistencia.

3.2.2 Pérdidas de calor en pozos

Las pérdidas de calor en los pozos nunca alcanzan un estado estacionario sino un estado cuasiestacionario en donde la pérdida de calor decrece en función del tiempo. Las pérdidas de calor desde el pozo hacia la tierra también se caracterizan por la ecuación 4, **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con la diferencia de que la temperatura ambiente es la temperatura geotérmica, por lo tanto se encuentra en función de la profundidad, además en este caso la resistencia térmica específica es dependiente del tiempo.

Una representación de los elementos que ofrecen resistencia a las pérdidas de calor en el pozo se muestran en la Figura 37 .

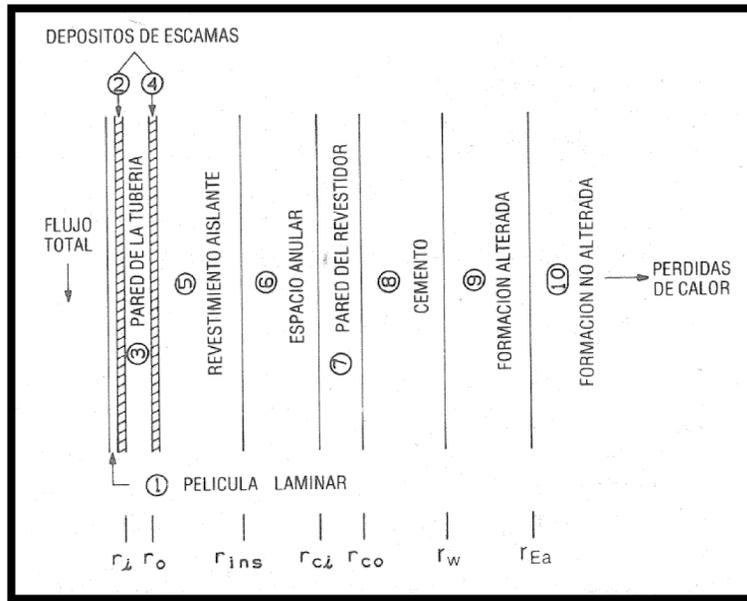


Figura 37. Representación de las resistencias de transferencia de calor dentro del pozo a través de una tubería (Prats, 1985).

Para una tubería con aislamiento concéntrica con la tubería de revestimiento, los elementos de resistencia de calor son combinados para obtener el coeficiente total de pérdidas de calor son:

$$R_h = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1}{h_f r_i} + \frac{1}{h_{p_i} r_i} + \frac{1}{\lambda_p} \ln \left(\frac{r_o}{r_i} \right) + \frac{1}{h_{p_o} r_o} + \frac{1}{\lambda_{ins}} \ln \left(\frac{r_{ins}}{r_o} \right) + \frac{1}{h_{c,an} r_{ins}} + \frac{\ln(r_{co}/r_{ci})}{\lambda_p} + \ln r_w r_{co} \lambda_{cem} + \ln(r_{Ea} r_w) \lambda_{Ea} + f(t_D) \lambda_E \right] \quad (5)$$

Los primeros cinco términos de la ecuación anterior son los mismos de la ecuación utilizada para calcular el coeficiente de pérdida de calor en tuberías, los últimos cinco términos en orden de aparición son: la resistencia a la radiación y convección en el espacio anular, la resistencia en la tubería de revestimiento, la resistencia en el cemento y la resistencia de la zona alterada. El término $h_{c,an} r_{ins}$ es el coeficiente de radiación y convección de transferencia de calor en el espacio anular, r_{ci} y r_{co} son el radio interno y externo de la tubería de revestimiento respectivamente, r_{Ea} es el radio de la zona alterada, λ_{cem} es la conductividad térmica del cemento, λ_{Ea} y λ_E son las conductividades térmicas de las zonas alteradas y no alteradas de la tierra, finalmente $f(t_D)$ es la función que representa la resistencia térmica de la tierra.

Los coeficientes de transferencia de calor son expresados en [Btu/sq ft-D-F], los radios en [ft] y las conductividades térmicas en [Btu/ft-D-F], la función $f(t_D)$ es adimensional.



3.3 Métodos en frío

Los métodos no térmicos son principalmente considerados para aceites con viscosidades moderadas (50-200 [mPa.s], formaciones de espesores bajos, bajas permeabilidades (menores a 1 [darcy]). La finalidad de los métodos no térmicos es reducir la viscosidad del aceite, incrementar la viscosidad del fluidos desplazante o reducir la tensión interfacial (Ali, 2006). Algunos de los métodos de recuperación en frío han sido aplicados a yacimientos de aceite pesado, por lo que el criterio utilizado para la utilización de estos métodos es más amplio (Figura 43).

Acorde a la literatura los yacimientos candidatos a ser producidos en frío son aquellos que cuentan con formaciones no consolidadas, los cuales cuentan con aproximadamente de 29 a 31% de porosidad teniendo baja producción de agua inicial y preferentemente que no cuenten con acuíferos asociados (Mohammadpoor, 2012).

3.3.1 Producción en frío de aceite pesado con arena (CHOPS)

Este método de producción es especial para aceites pesados, ene este método la arena es producida en grandes cantidades con el fin de estimular una mayor área de drene para el crudo, la producción de la arena incrementa la movilidad del crudo debido a que crea zonas de alta permeabilidad alrededor del pozo. Una vez en la superficie el aceite y gas son separados antes de mejorar el crudo producido. Actualmente solo se emplea en arenas no consolidadas y casi todos los proyectos en los que se ha probado este método se encuentran en Canadá a profundidades menores a 800 [m].

Este método se originó en las arenas no consolidadas de Canadá. Este método requiere de pozos verticales los cuales producirán un alto porcentaje de arena (valores arriba de 40%) durante la etapa inicial de explotación pero después de producir por varias semanas o meses el porcentaje de arena producida disminuirá (1 a 10%).

Debido a la producción masiva de arena se crean zonas de permeabilidad alterada en la vecindad el pozo, afectando positivamente las condiciones de flujo del yacimiento. El aumento en la capacidad de flujo en el medio poroso se debe principalmente a cuatro razones:

- Debido a que los granos de arena se pueden mover, las permeabilidades relativas a cada una de las fases presentes en la corriente mejoraran.
- Entre mayor sea la cantidad de arena producida, el aumento de la permeabilidad en la vecindad del pozo será cada vez mayor, este fenómeno simulará la existencia de un radio de pozo más grande.
- En consecuencia de la producción continua de arena no se permitirá la aparición de bloqueos por finos o depósitos e asfáltenos y parafinas, por lo que el factor de daño se reduce ampliamente.
- El gas que se libera del aceite no generara una fase continua por lo que no se generara coalescencia entre las burbujas de gas, las cuales viajaran

inmersas en la corriente de aceite generando un empuje interno en la misma dando como resultado un empuje debido al aceite espumosos.

La producción de pozos utilizando este proceso en comparación con la producción de pozos utilizando dispositivos especiales para el control de arena es considerablemente mayor (Figura 38).

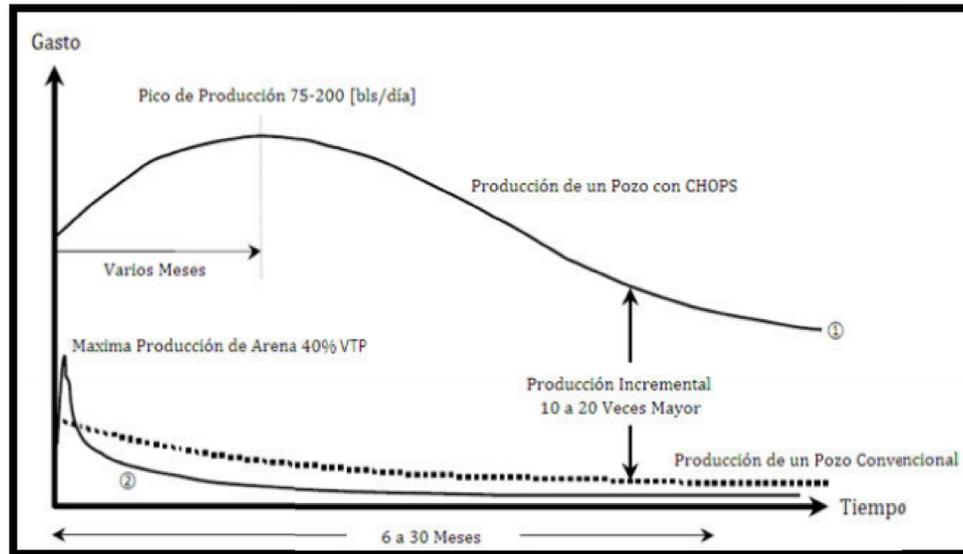


Figura 38. Perfil de producción de aceite y arena en un pozo típico (Lake, 2007).

En la Figura 38 la curva con el número uno representa el comportamiento típico de la producción de aceite en un pozo que produce con este método, por otra parte la curva número dos representa el comportamiento del gasto de arena, finalmente la curva punteada representa la producción en pozos con dispositivos especiales para el control de arena.

La predicción del comportamiento de producción de pozos con CHOPS se basa en consideraciones prácticas obtenidas de datos de campo, ya que hasta hoy no existen modelos teóricos que permitan realizar predicciones previas al comportamiento de los gastos de aceite y arenas (aunque a lo largo de la vida de un proyecto CHOPS es posible realizar intervenciones a los pozos para así mejorar un poco la producción de aceite).

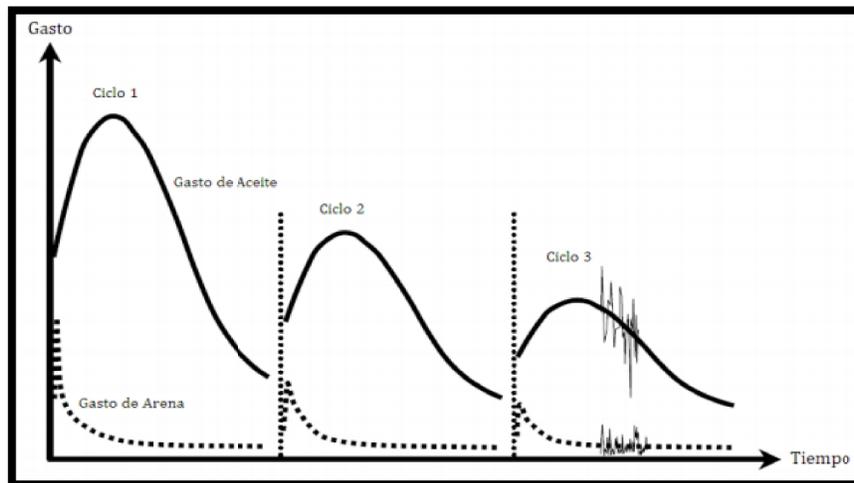


Figura 39. Producción de un proceso CHOPS de tres ciclos.

El parámetro más crítico en la producción de arena es la viscosidad. Con base en la experiencia de campo se dice que entre más viscoso sea el aceite mayor será el volumen de arena que se tendrá que manejar en la superficie (Figura 40), dicha cantidad se debe de considerar para dimensionar correctamente las instalaciones para el manejo de la arena.

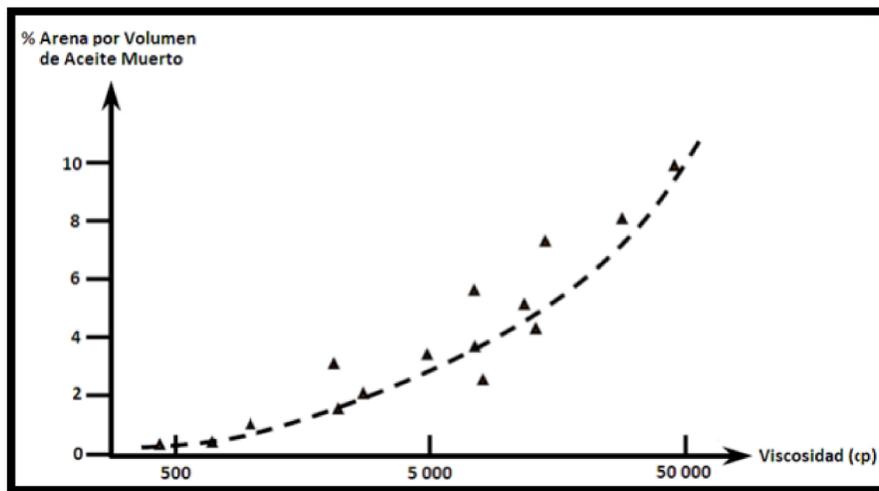


Figura 40. Porcentaje de arena en relación a la viscosidad del crudo (Martínez Vidaur, y otros, 2011).

El mayor problema que se puede presentar en pozos al utilizar este método es la entrada de agua, razón por la cual uno de los criterios para la selección de yacimientos adecuados para CHOPS, es la ausencia de una zona de agua móvil, debido a que el ingreso de agua puede ser rápido (en poco meses se puede llegar a alcanzar un corte de agua del 100%).

3.3.2 Pozos horizontales

Los pozos horizontales y multilaterales son utilizados en casi cualquier tipo de yacimientos (en los de aceite pesado también), su utilización es debida a que se incrementa el área de contacto del pozo con la formación, aumentando así la



recuperación durante la vida del proyecto en cuestión. Después de perforar los pozos se inyectan comúnmente diluyentes para ayudar a reducir la viscosidad del crudo y mediante el empleo de sistemas artificiales de producción (bombeo electro-sumergible o bombeo por cavidades progresivas) se mejora la producción de los pozos.

La principal ventaja que ofrece este método para la producción de crudos pesado es el bajo costo en comparación con cualquier otro método térmico productor.

3.3.3 Inyección de agua

Este es el proceso en frío más económico y simple de utilizar. Aunque en el caso de aceite con viscosidades altas, la inyección de agua resulta ineficiente, debido a que su desplazamiento y su eficiencia de barrido son bajos.

Los cálculos para la predicción no necesitan ser muy sofisticados para obtener una razonable exactitud del volumen a recuperar. La ecuación general de volumen de recuperación de petróleo por inyección de agua (N_{pf}) es:

$$N_{pf} = 7.758\Phi E_t V_{SW} \left[\frac{S_{op}}{B_{op}} - \frac{S_{or}}{B_{or}} \right] \quad (6)$$

Donde:

E_t =Eficiencia total.

V_{SW} = Volumen bruto inundable.

S_{op} =Saturación de petróleo al inicio de la inyección.

B_{op} =Factor de volumen de aceite al inicio de la inyección.

S_{or} =Saturación de aceite al abandono de la inyección.

B_{or} =Factor de volumen aceite al abandono de la inyección.

Esta ecuación está basada en la diferencia que existe entre el petróleo en el V_{sw} al inicio de la inyección y el petróleo en el V_{sw} al abandono de la inyección. Un error común es el de asumir que el volumen inundable es igual al volumen total del reservorio sin hacer los ajustes necesarios. No todo el petróleo incluido en el V_{sw} es barrido por el agua, el término anterior es corregido por la eficiencia areal.

Es importante mencionar que no se cometerá un gran error si se considera que el $B_{op} = B_{or}$; por lo que para fines prácticos si no se tienen datos por separado, se puede considerar el mismo valor para estas cantidades.

La determinación de la saturación de petróleo al inicio de la inyección se determina con la siguiente ecuación (se asume que existe una saturación uniforme en la totalidad el yacimiento):

$$S_{op} = \frac{(N - N_{pp})B_{op}(1 - S_w)}{NB_{oi}} \quad (7)$$

Donde:



N_{pp} = Producción acumulada de petróleo al inicio de la inyección.

N = Volumen original.

B_{oi} = Factor de volumen de aceite inicial.

S_w = Saturación de agua.

Finalmente el volumen original de petróleo se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758\Phi(1-S_w)V}{B_{oi}} \quad (8)$$

3.3.4 Inyección de Polímeros.

El propósito de la Inyección de Polímeros es reducir la relación de movilidad agua-petróleo, el mecanismo principal de este proceso es el incremento de la viscosidad del agua para lograr una mayor recuperación debido a una mayor eficiencia de barrido.

Dependiendo del polímero, el incremento de la viscosidad del agua, puede causar también una reducción en la permeabilidad efectiva al agua en la zona barrida, esta reducción actúa favorablemente como un efecto secundario, restaurando parte de la presión del yacimiento después del paso del polímero (factor de resistencia residual¹⁴).

Durante el proceso de evaluación de inyección de Polímeros, factores tales como temperatura del yacimiento, salinidad de la salmuera, saturación de aceite móvil, relación de movilidad agua-petróleo, además las propiedades del fluido y la roca del yacimiento deben ser consideradas.

Para ser efectivo, la solución polimérica debe permanecer estable por un largo período de tiempo a condiciones de yacimiento. Los polímeros son sensibles a degradación térmica, química, mecánica y con microbios. El proceso de inyección de polímero es similar al proceso de Inyección de agua, la solución de polímero será inyectada para formar un frente, durante el desplazamiento de aceite por inyección de polímeros en un medio poroso l, un banco de agua es formado entre el petróleo y la solución de polímero, este banco de agua contiene agua congénita y agua de inyección cuyo contenido de polímero ha sido perdido en la roca de matriz, mientras que la solución de polímero será desplazada mediante inyección de agua.

Dos tipos de polímeros son comúnmente utilizados: Polímeros sintéticos clasificados como poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHP) y polímeros producidos biológicamente conocidos como: goma xantana (este polímero ofrece mayor resistencia a la degradación térmica y química) o polisacáridos.

¹⁴ Es definido como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero y es usado solamente para cuantificar el efecto de la reducción de permeabilidad causada por la retención de un cierto monto de polímero en el medio poroso.



3.3.5 Extracción de vapor (VAPEX)

Es un proceso el cual es muy parecido al proceso SAGD pero con la diferencia de que se inyectan solventes hidrocarburos en fase gaseosa (etano, propano, butano o una combinación de éstos) en lugar de vapor de agua. Los solventes inyectados se mezclan con el crudo y reducen su viscosidad. Una vez inyectado los solventes estos ascienden lentamente hasta formar una cámara de vapor en la matriz de la roca disolviendo el aceite, el cual es producido por el pozo inferior. Cuando la cámara de vapor alcanza la cima de la formación se dispersa lateralmente hasta alcanzar las fronteras. Después de un tiempo la interface aceite-vapor comienza a caer; el proceso continua de esta manera hasta que el límite económico se alcanza.

Al igual que en los procesos SAGD existe variaciones en cuanto a la colocación y separación de los pozos productores e inyectores.

Teóricamente el proceso VAPEX puede dividirse en cuatro fases:

- Trayecto de comunicación. El cual se logra mediante el calentamiento de los alrededores de los pozos o mediante la inyección de un solvente dentro de los pozos.
- Aumento de cámara. Después de que se establece la comunicación entre los pozos, el solvente se inyecta y comienza a fluir hacia la parte superior del yacimiento lo cual provoca que el aceite diluido sea producido por gravedad.
- Espaciamiento de la cámara. Una vez que el solvente alcanza la cima de la formación, la interface aceite-solvente comienza a espaciarse hacia los costados a una velocidad constante. El gasto de producción del aceite es constante además de que se alcanza un estado pseudo-estacionario. Esta fase se termina cuando se alcanza la frontera del yacimiento.
- Disminución de la cámara. En esta fase el gasto comienza a declinar lentamente hasta que se alcanza el límite económico y se deja de producir.

La principal ventaja del este proceso en comparación con un proceso SAGD son los costos de energía, por otra parte su principal desventaja es el ritmo de producción.

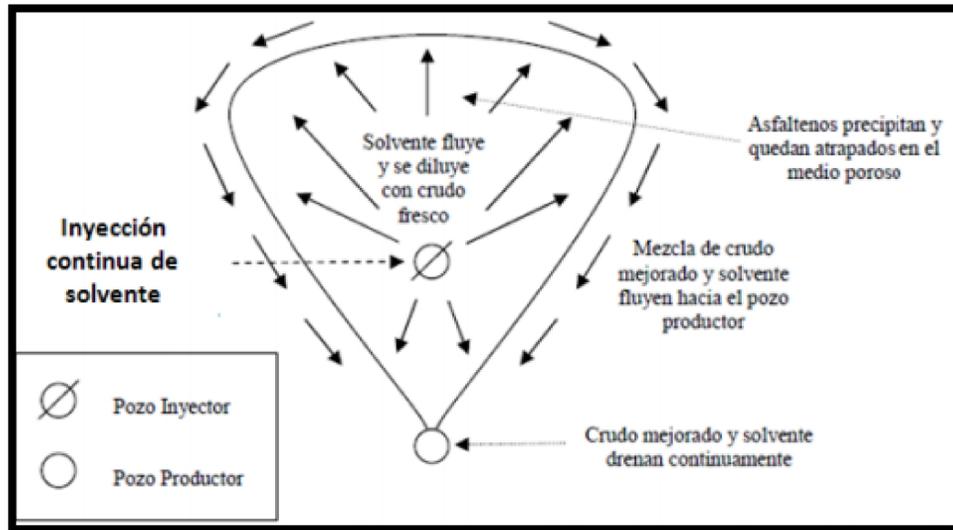


Figura 41. Proceso VAPEX.

3.3.6 Inyección de CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas incoloro (aunque también puede encontrarse como líquido) y no combustible; las principales fuentes de CO₂ son la oxidación de la materia orgánica dispersa, la maduración de la materia orgánica húmica, la termo-descomposición y el metamorfismo de las rocas carbonatadas.

El método de desplazamiento con CO₂ ha sido probado en condiciones de explotación a nivel mundial principalmente en la Unión Americana, pero los costos por barril extraído rebasan el umbral de rentabilidad.

En general el CO₂ disuelto en el aceite tiene un efecto directo sobre las propiedades de la mezcla (mejoran la movilidad del aceite, reducen la viscosidad, mejoran la eficiencia de barrido) debido a que el CO₂ tiene mucha menor viscosidad que el petróleo. El mecanismo más importante considerado en este mecanismo es la miscibilidad entre el aceite y el CO₂. Para lograr que el CO₂ se mezcle con el crudo es necesario someter al CO₂ a altas presiones para comprimirlo de tal forma que llegue a ser un buen solvente para los componentes del aceite.

La alta solubilidad del CO₂ permite:

- Una larga reducción en la viscosidad del petróleo y un pequeño incremento en la viscosidad del agua.
- Expansión del petróleo en un rango del 10% al 20% dependiendo sobre su tipo de composición y presión de saturación.
- Reducción en la densidad del petróleo.
- Una reducción de la tensión interfacial. Con CO₂ en el estado gaseoso a una presión suficientemente alta donde la miscibilidad con el petróleo pueda ser lograda.



Según las características del yacimiento el CO₂ puede inyectarse bajo tres esquemas distintos:

- Inyección continua. El CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el aceite sea demasiado elevada y el costo de producción se considere no rentable.
- Inyección alternada. En este método (el cual es el más empleado) pequeños baches de CO₂ son inyectados alternados con baches de agua. En este proceso tres parámetros son primordiales: el tamaño del bache, la relación de volumen de CO₂ inyectado sobre el volumen de agua inyectada y el número de baches.
- Inyección cíclica. En este procedimiento se inyecta un cierto volumen de CO₂ por algún tiempo, enseguida es cerrado. Durante esta fase se busca disolver el máximo volumen en el aceite para después producirlo por la expansión del CO₂ disuelto.

El mayor problema con los flujos de gas miscibles es la razón de movilidades adversas, causadas por las bajas viscosidades típicas del gas inyectado en comparación con el petróleo, quizás por medio de uno o dos órdenes de magnitud. El resultado es un inestable frente entre el gas y el petróleo, el cual permite que se formen y propaguen, a través del fluido desplazado, adedamientos viscosos, dejando mucho de los hidrocarburos aislados. Actualmente, los medios primarios para atacar estos problemas es la técnica alternada de gas y agua. En este proceso, el agua y el CO₂ son alternadas. Algunas de las limitaciones del método son:

- Disponibilidad de CO₂.
- Surgencia temprana del CO₂.
- Corrosión en los pozos productores.
- Necesidad de separar el CO₂ del hidrocarburo vendible
- Represurización de CO₂ para su reciclaje.

3.4 Minería

Existen dos distintos métodos de extracción por medio del cual el aceite pesado se puede extraer:

- Extracción minera superficial
- Extracción minera sub-superficial

La minería sub-superficial es la menos atractiva de estas técnicas debido a los peligros y retos que involucra para la gente y el equipo inmerso en la operación. Este tipo de minería consiste en crear pozos los cuales lleguen por debajo de la base del yacimiento y desarrollar una serie de túneles y accesos para después perforar pequeños conductos (2-6 [pulgadas]) con lo que el aceite pesado es colectado con ayuda de la gravedad; después el aceite recolectado es bombeado a la superficie

La extracción minera superficial consiste en escavar cerca de la superficie utilizando técnicas de minería a cielo abierto convencionales (como las utilizadas

en la minas de carbón o minas metalúrgicas). Esta técnica generalmente se aplica a yacimientos de aceite pesado someros y que tengan amplitud lateral. Este método se aplica hasta que se alcanza la base del yacimiento o hasta que sea económicamente no rentable el proyecto.

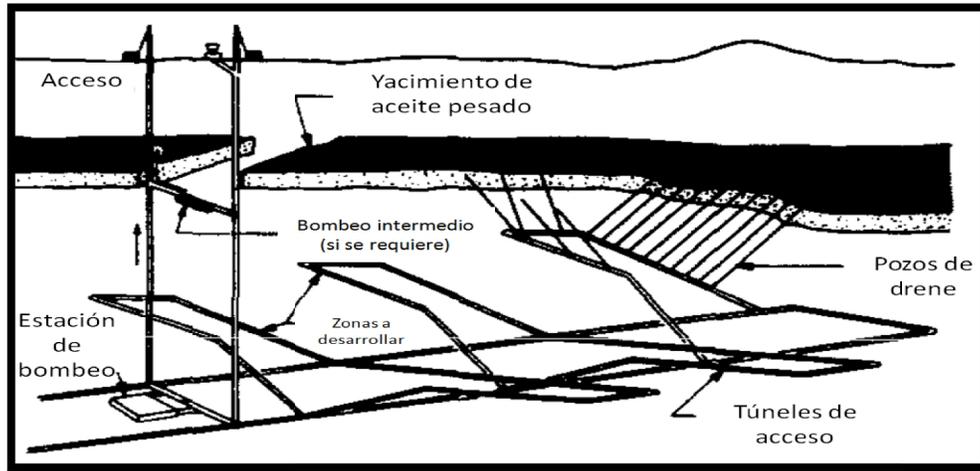


Figura 42. Minería sub-superficial (Lyman, 1984).

En general los métodos de minería pueden mantener una gran producción y rentabilidad debido a la simplicidad y versatilidad del método. Una vez que se extrae de la mina el aceite pesado debe de ser separado de la arena, esto se puede realizar con ayuda de solventes (benzeno), con calor (vapor o agua caliente) o lavando con agua.

3.5 Criterios para la aplicación de métodos de extracción para petróleos pesados.

	Propiedades del aceite			Características del yacimiento						
	Método	API	Viscosidad [cP]	Porosidad [%]	So [%]	Tipo de formación	Permeabilidad [md]	Espesor Neto [pies]	Profundidad [pies]	Temperatura [°F]
Métodos térmicos	Inyección de vapor	8-33 promedio 14.61	5e ⁶ -3 promedio 32594.96	12-65 promedio 32.2	35-90 promedio 66	Arenisca	1 ⁱⁱ -15000 promedio 2969.7	>20	200-9000 promedio 1647.42	75-135 promedio 98.5
	Inyección de agua caliente	12-25 promedio 18.6	8000-170 promedio 2002	25-37 promedio 31.2	15-85 promedio 58.5	Arenisca	900-6000 promedio 3346	-	500-2950 promedio 1942	75-135 promedio 98.5
	Combustión	[10]-38 promedio 23.6	[5000]2770-1.44 promedio 504.8	14-35 promedio 23.3	[50]-94 promedio 67	Arenisca o carbonatos	10-15000 promedio 1981.5	>10	400-11300 promedio 5569.6	64.4-230 promedio 175.5
Método mecánico	Minería	[7]-[11]	No fluye	No crítico	>8%	Arenas bituminosas	No crítico	>10	3:1 relación profundidad/ área	No crítico
Método microbiano	Microbiano	12-33 promedio 26.6	8900-1.7 promedio 2977.5	12-26 promedio 19	55-65 promedio 60	Arenisca	180-200 promedio 190	-	1772-3464 promedio 2445.3	86-90 promedio 88
Métodos químicos	Polímeros	13-42.4 promedio 26.5	4000 ⁱⁱⁱ -0.4 ^{iv} promedio 123.2	10.4-33 promedio 22.5	34-82 promedio 64	Arenisca	1.8- 5500 promedio 834.1	-	9460 - 700 promedio 4221.9	273.2-74 promedio 167
	Alcali polímero-surfactante	23-34 promedio 32.6	6500-11 promedio 875.8	26-32 promedio 26.6	68-74.8 promedio 73.7	Arenisca	596-510	-	3900-2723 promedio 3406.25	158-118 promedio 121.6
Métodos en frío	CO ₂ miscible	11-35 promedio 22.6	592-0.6 promedio 65.5	17-32 promedio 26.3	42-78 promedio 56	Areniscas o carbonatos	30-1000 promedio 217	-	1150-8500 promedio 3385	82-198 promedio 124
	CHOPS	11-16	1000-100000	30-34	67-87	Arenas no consolidadas	500-10000	13-80	1300-2600	50-75

ⁱ Máxima viscosidad registrada en las arenas bituminosas de Athabasca, Canadá.

ⁱⁱ Mínima permeabilidad en inyección de vapor reportada en North Midway-Sunset, USA.

ⁱⁱⁱ Máxima viscosidad en desplazamiento por polímeros reportada en Pelican Lake, Canadá.

^{iv} Mínima viscosidad en desplazamiento por polímeros reportada en Handel field Indonesia.

Figura 43. Criterios para la selección de métodos de extracción para yacimientos de crudo pesado (Adasani, y otros, 2011).

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN EN EL MUNDO

En este capítulo se mostrara una visión general de los lugares en donde se conoce el empleo de métodos de recuperación mejorada, haciendo énfasis en las localizaciones en las que los métodos sean aplicados a crudos pesados.

La actividad en el campo de la recuperación mejorada ha experimentado un creciente interés desde que se alcanzo el pico de petróleo en el 2008. Los métodos térmicos y el método de inyección de CO₂ continúan siendo los métodos de recuperación mejorada más aplicados en todo el mundo, siendo Estados Unidos el país con el mayor número de proyectos de este tipo (Figura 44).

Los países en los que se tiene el mayor registro de la aplicación de métodos de recuperación mejorada para crudo pesado son: Estados Unidos, China, Venezuela y Canadá.

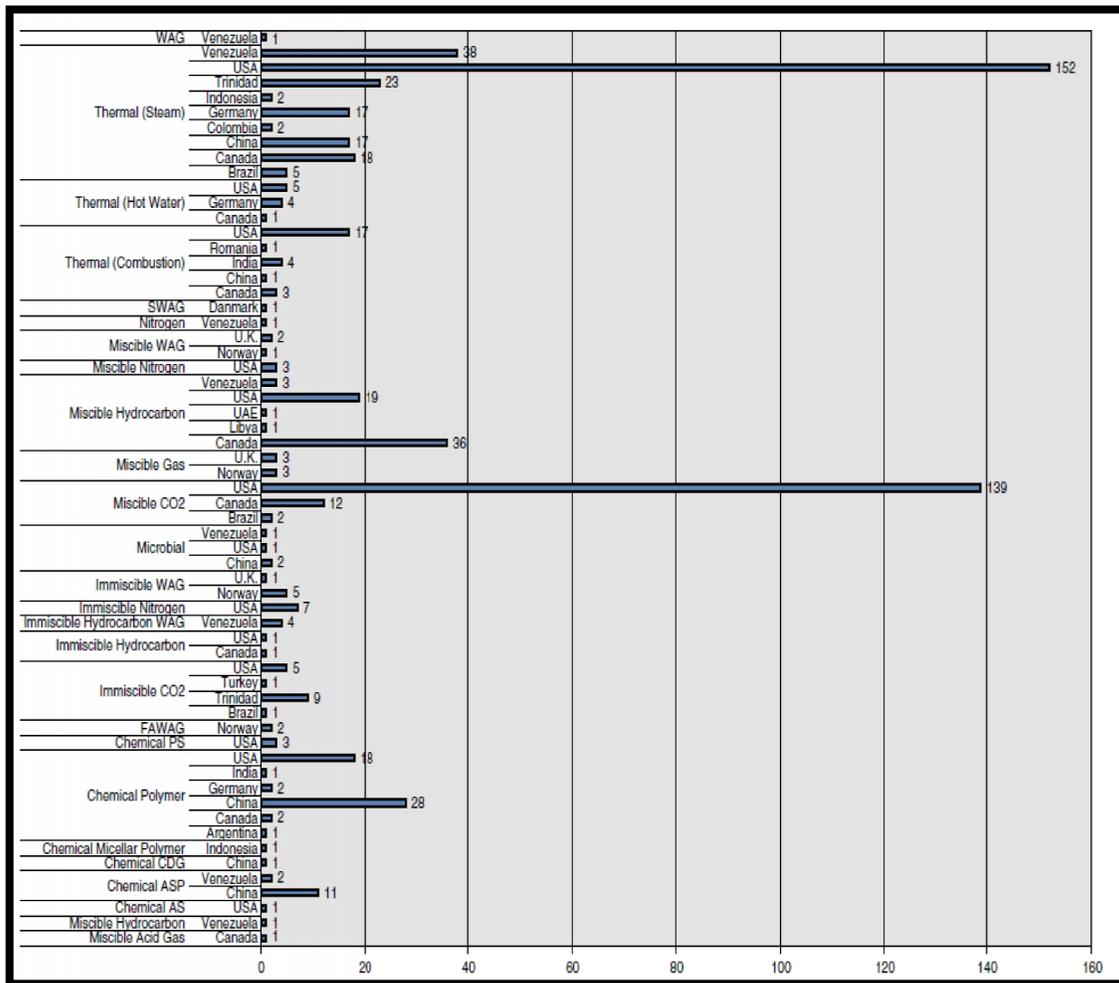


Figura 44. Número total de proyectos EOR (Adasani, y otros, 2011).

En la figura anterior se muestra de manera general, el número de métodos de recuperación mejorada que al 2012, resultando evidente que los procesos de recuperación térmica son los que cuentan con mayor aplicación.

La mayoría de estos métodos son aplicados a petróleos pesados obviamente debido a la naturaleza de aplicación de los mismos.

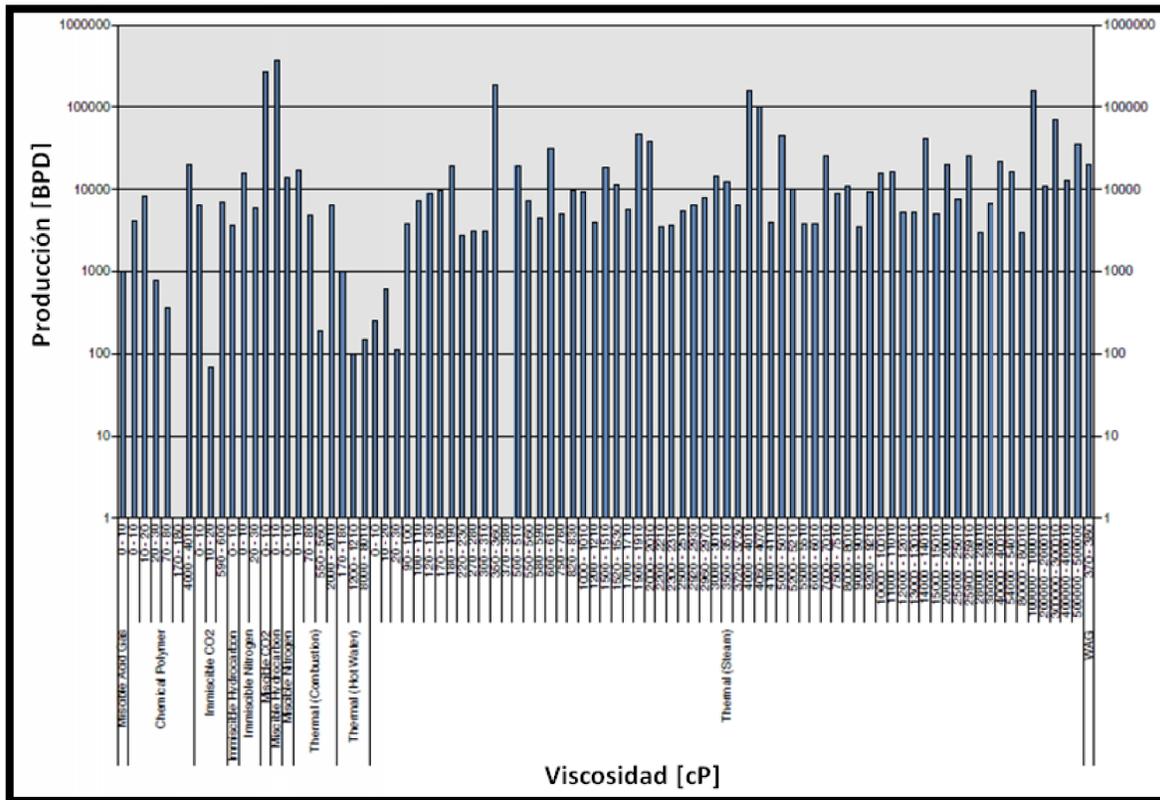


Figura 45. Aplicación de los métodos de recuperación mejorada con respecto a su viscosidad (Adasani, y otros, 2011).

4.1 Métodos térmicos

Los inyección cíclica de vapor, la inyección continua de vapor y el proceso de drene asistido por gravedad (SAGD) son los métodos que han tenido mayor aplicación en proyectos de extracción de crudo pesado y extrapesado en las últimas décadas.

Los proyectos de recuperación térmica se encuentran principalmente en Canadá, Venezuela y Estados Unidos (Figura 46). Algunos proyectos recientes de recuperación térmica son los campos: Crudo E en Trinidad, Schoonebeek en los países bajos, Alto do Rodriguez en Brasil, Pugarayacu en Ecuador entre otros. Se han reportado algunos intentos para optimizar los procesos de inyección utilizando solventes, aditivos químicos y espumas (Manrique, y otros, 2010), un ejemplo de ellos es el proceso LASER “Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery”

(Adición de líquidos al vapor para mejorar la producción), dicho proceso consiste en la inyección de líquidos (C5+) en los procesos de inyección cíclica de vapor.

Después de los procesos de inyección de vapor, la combustión in situ es el segundo método de mayor importancia para la recuperación de crudos pesados en las últimas décadas. Actualmente hay pocos proyectos de combustión in situ en yacimientos de crudo pesado (campo Battrum en Canadá, Suplacu de Barcu en Rumania, Balol, Bechraji, Lanwa, Santhal en India y el campo Bellevue en los Estados Unidos).

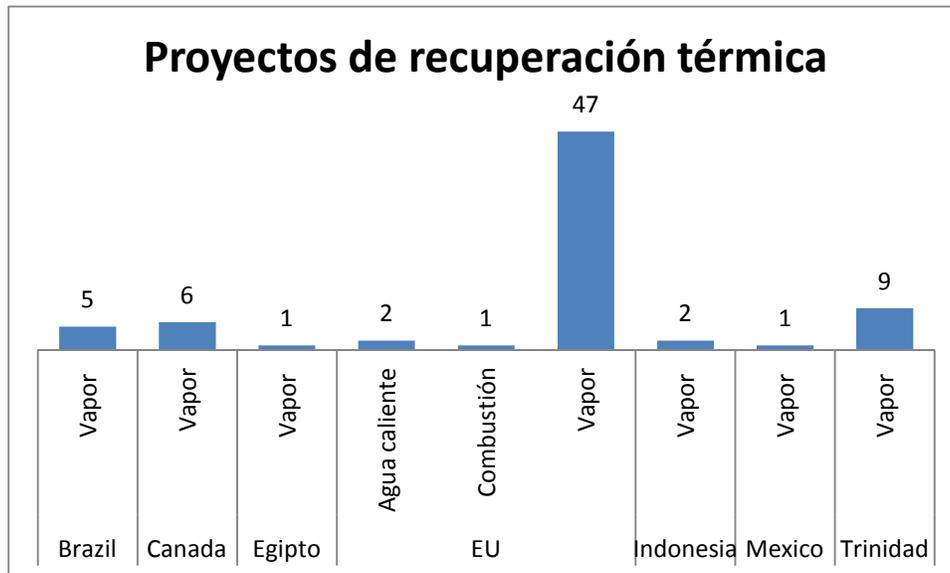


Figura 46. Proyectos de recuperación para aceite pesado (Oil & Gas Journal, 2012).

4.2 Métodos en frío

Al 2012 la producción en frío de aceite pesado con arena es ampliamente utilizado en Canadá. En China este método ha sido probado con éxito en el campo Nanyang (1997-2000), sin embargo el método no fue totalmente adoptado. También se intento implementar en el campo Liaohe en China, en donde fue implementado bajo condiciones desafiantes muy distintas a las condiciones de los yacimientos de Canadá. En el año 2001, se inicio un proyecto CHOPS en yacimientos de aceite pesado a 300 [m] de profundidad, compuesto por arenas finas, a pesar de que los gastos son modestos (2-6 [m³/d], en comparación con los obtenidos en Campos de Canadá (10 [m³/d]), dichos gastos son mayores a los obtenidos con producción en frío por medio de pozos verticales u horizontales. Algunos de los proyectos que se han llevado a cabo utilizando este método se han realizado en Canadá. Algunos de los campos que menciona la literatura en lo que se ha implementado este método son: Golden Lake y Lloydminster ambos localizados en Saskatchewan, los cuales no lograron buenos resultados, debido al no poder incrementar la producción del hidrocarburo.



Se han intentado inyección de polímeros y surfactantes al agua para reducir la viscosidad y la tensión interfacial, sin embargo los altos costos de los químicos, una mala distribución de los polímeros, la interacción de los polímeros con la formación así como el agua intersticial de la misma, impidieron que los proyectos tuvieran éxito. Otros campos en lo se ha intentado implementar esta técnica aunque sin éxito son Jenner Upper Mannville O, Jenner Mannville y Retlaw Mannville D&D en el sur de Alberta.

A pesar de los fracasos antes mencionada Mai y Kantzas realizaron pruebas de laboratorio y determinaron que generalmente las fuerzas capilares son omitidas en estos procesos a pesar de ser de mucha importancia. Los autores refieren, que la recuperación por inyección de agua en aceites viscosos es posible debido a que a bajos gastos la imbibición del agua ayuda a que se establezca el flujo de agua y mejora la recuperación de hidrocarburos (Mohammadpoor, 2012) .

4.3 *Combinación de métodos*

Actualmente se necesita una mayor investigación en cuanto la prueba de distintos métodos de EOR en secuencia para probar los efectos de cada uno sobre el otro. Algunos de estos intentos han sido el conducido en la unidad 4 Battrum en Sasktchewan en donde se probó el desplazamiento con agua y el desplazamiento con vapor.

Otro intento fue el realizado en Alberta en el cual se combinó pozos horizontales someros, SAGD y producción en frio; al principio los pozos horizontales y verticales eran utilizados como productores pero después de un tiempo los pozos verticales dejaron de ser rentables y se convirtieron en pozos de desecho de arena, más adelante se continuo con SAGD y se demostró que resulta más conveniente combinar estos tres métodos al inicio de la etapa de producción del yacimiento. Otra ventaja que se le encontró a esta combinación es la parte económica y segura de los desechos la cual es una consideración muy importante hacia el medio ambiente (Mohammadpoor, 2012).



CAPÍTULO 5. Aplicación (análisis)

5.1 *Justificación*

En el capítulo anterior se menciona que los proyectos más empleados en cuanto a recuperación mejorada en yacimientos de petróleo pesado, son los proyectos que involucran la inyección de vapor (Oil & Gas Journal, 2012), lo cual resulta lógico, ya que los proyectos de recuperación mejorada en yacimientos de crudo pesado consisten principalmente en mejorar la movilidad del fluido como consecuencia de una reducción de viscosidad del crudo producida por la adición de energía.

Al emplear la adición de energía al yacimiento (ya sea para reducir la viscosidad del crudo y/o incrementar la presión del yacimiento para mejorar el drene gravitacional)¹⁵, se opta por la inyección de vapor por su alto contenido de energía¹⁶, además de que su volumen de contacto es mayor¹⁷, por lo que el vapor puede transmitir el calor a una mayor zona en el yacimiento con una menor cantidad de masa.

Con el fin de inyectar y transmitir la mayor cantidad de energía al yacimiento, en los proyectos de inyección de vapor, no se inyecta simplemente vapor, sino una mezcla de vapor y agua (vapor húmedo), pues a pesar de que el vapor saturado contiene una mayor cantidad de energía (entalpía del vapor saturado H_s), su calor específico¹⁸ es menor al del agua (el vapor tiene una menor capacidad para transmitir el calor).

Los proyectos de inyección de vapor consumen cantidades considerable de energía para la generación del vapor. Más del 80% del total de los costos operativos de un proyecto de inyección de vapor provienen del costo de generación de vapor, así como de las instalaciones superficiales y bajo superficie para la distribución del mismo (Olsen, y otros, 1992).

El desempeño de los pozos puede ser previsto por modelos analíticos o simuladores térmicos. Los simuladores térmicos están basados en leyes fundamentales de conservación de masa y energía. Un modelo térmico de simulación es muy sensible a las propiedades de la roca, las propiedades de los

¹⁵ Tanto en los yacimientos delgados y en los que tienen un poco de ángulo con respecto a la horizontal, el mecanismo principal de recobro es el gas en solución (reduce la viscosidad del crudo), mientras que en los yacimientos que tienen gran espesor y en los yacimientos con un alto ángulo de inclinación, el mecanismo principal es el drene gravitacional.

¹⁶ La entalpía del agua saturada a 14.7 [psia] es de 180 [BTU/lb], mientras que la entalpía del vapor saturado es de 1150 [BTU/lb], aproximadamente 6.3 veces más.

¹⁷ El agua a 400 [psi] tiene un volumen específico 60 veces menor aproximadamente que el vapor a las mismas condiciones. Esta relación decrece a medida que se aumenta la presión.

¹⁸ Es la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de una libra de sustancia en un grado Fahrenheit. El calor específico del agua es de 1 [BTU/lb-F] y el del vapor es de 0.56 [BTU/lb-F].



fluidos y a las características geológicas. Muchas de esta información es a menudo desconocida y debe de ser estimada a partir de los pocos datos con que se cuenten o a partir de la experiencia. Debido a la complejidad de los métodos a simular, la resolución de las ecuaciones a menudo, pueden ser muy complejas en cuanto a la resolución así como costosas, debido al tiempo empleado en la resolución de las mismas.

Por otra parte, los métodos analíticos pueden ofrecer estimaciones del comportamiento del yacimiento en un menor tiempo, basadas en características del yacimiento y fluidos de fácil obtención para de esta manera poder tener bases para tomar decisiones rápidas en caso de que estas se requieran.

Por lo antes mencionado en este trabajo se optó por el análisis de un uso de un método analítico, con el cual se pueda dar a conocer las variables más críticas dentro del proceso, además de analizar el transporte del vapor, así como sus requerimientos de agua y combustible debido a que son parte fundamental del proceso.

El proceso de inyección de vapor seleccionado fue la inyección cíclica de vapor, gracias a que su empleo antes de comenzar un desplazamiento con vapor, gracias a que promueve un eficiente calentamiento previo de la formación y de los fluidos contenidos en ella (Kovscek, y otros, 1999).

Como lo menciona el tercer capítulo existe una variedad de modelos analíticos para predecir el comportamiento de una estimulación cíclica. En este trabajo se selecciono el modelo analítico de Gontijo y Aziz (Gontijo, y otros, 1984), con base en el número de vapor (Robertson, 1998), el cual es un parámetro el cual fue desarrollado para poder decidir qué modelo analítico se ajusta más al comportamiento del yacimiento, a la gravedad API del aceite, presión inicial, espesor y permeabilidad.

Por facilidad en la obtención de datos, se tomo como referencia el campo Carrizo el cual pertenece al complejo Antonio J. Bermúdez, del Activo Integral Samaria Luna, de la Región Sur. Geográficamente se ubica en el municipio del Centro, Estado de Tabasco, a 8 km al oeste de la ciudad de Villahermosa.

Las características del yacimiento y de las rocas se presentan en la siguiente figura.

Propiedades petrofísicas								
Campo	Área del campo	Tipo de Yacimiento	Tipo de Roca	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor bruto (m)	Espesor neto (m)	Profundidad promedio (mbMR)
Carrizo	13.01	Estructural-Estratigráfico	Areniscas	28	200-400	155	1 - 30	1,450

Propiedades de los fluidos									
Densidad (°API)	RGA promedio (m ³ /m ³)	P. Inicial (kg/cm ²)	P. actual (kg/cm ²)	μ @ cs (cp)	Temp (°C)	Boi (m ³ /m ³)	Rsi (m ³ /m ³)	Sal. del H2O de Form (ppm)	P. Sat. (Kg/cm ²)
7- 12 y 18 - 22	42	150.5	75	8.98	80-86	1.1262	32.8	50,000-75,000	139.2

Figura 47. Características campo Carrizo (PEMEX Exploración y producción, 2012).

5.2 Descripción del proceso (Inyección cíclica de vapor)

En la Figura 48 se muestra a grandes rasgos los componentes de un sistema en una operación con vapor (la complejidad del sistema varía en cuanto al tamaño del proyecto).

El componente primordial en las operaciones con vapor es el generador de vapor (implicando la fuente de agua, y el combustible necesario). La característica principal del generador es la capacidad de entrega de energía (Btu/h), la cual se estima con base en el tamaño del proyecto, a partir de este dato se derivan las cantidades de combustible y agua necesarios para el generador, siempre teniendo en cuenta las especificaciones en cuanto a la eficiencia entregada por el generador de vapor (generalmente es de 80%).

El agua que sirve como alimentación al generador de vapor debe de ser agua limpia. Básicamente el agua no debe de tener materia en suspensión o disuelta que pueda precipitarse o atacar la tubería del generador de vapor. Los sólidos contenidos en el agua tienden a formar lodo afectando el rendimiento del generador de vapor además de posibles acumulaciones sobre el intervalo productor, generando una baja inyectividad del vapor. Se debe de evitar la presencia de minerales (calcio, magnesio, sílice), pues generan escamas o películas alrededor de la tubería, las cuales reducen la transferencia de calor dentro del generador de vapor y promueven la ruptura de los tubos, debido al sobrecalentamiento de los mismos. Se debe de tomar mucha importancia al equipo de tratamiento de agua, pues si se el tratamiento que se le da es insuficiente puede generar mayores costos de mantenimiento durante la vida del proyecto de inyección de vapor.

Una vez que el vapor sale del generador, es transportado por las tuberías superficiales, las cuales están revestidas con algún aislante para reducir las pérdidas de energía y para proteger al personal que labora en el proyecto. Las tuberías pueden estar enterradas, o sobre el suelo suspendidas por soportes, siendo esta última opción la recomendada para distancias largas debido a que se

debe permitir cierta tolerancia para la expansión de las mismas debido a los cambios de temperatura (lo cual se logra con diseños especiales, comúnmente “loops” o “us” de la tubería).

Durante el trayecto del vapor a través de las tuberías superficiales, si estas últimas son muy largas (o están mal diseñadas), por lo cual se añaden trampas de vapor, las cuales descargan el condensado de agua que se llega a formar y solo deja pasar el vapor, aumentando de esta forma la energía contenida en el vapor inyectado.

Una vez que el vapor llega al cabezal del pozo, sigue su trayecto a través de las tuberías de inyección (las cuales también utilizan aislante) hasta el intervalo de intereses en donde transfiere su energía a los fluidos contenidos y de esta forma promover una mayor producción de hidrocarburos.

Una vez que se obtiene producción a partir de la inyección de hidrocarburos se separan para poder tratarlos adecuadamente. El agua se trata y después se inyecta a un depósito de desecho (debido a que resulta mucho más costoso el tratarla adecuadamente para poder utilizarla de nuevo como agua de alimentación en los generadores de vapor). El aceite resultante de la separación generalmente contiene todavía cantidades de agua apreciables en forma de emulsión, por este motivo se utilizan calentadores para romper la emulsión formada y así poder obtener hidrocarburo libre de agua el cual se almacena y después se transporta. Por otra parte el gas que se llega a tener es tratado y después distribuido.

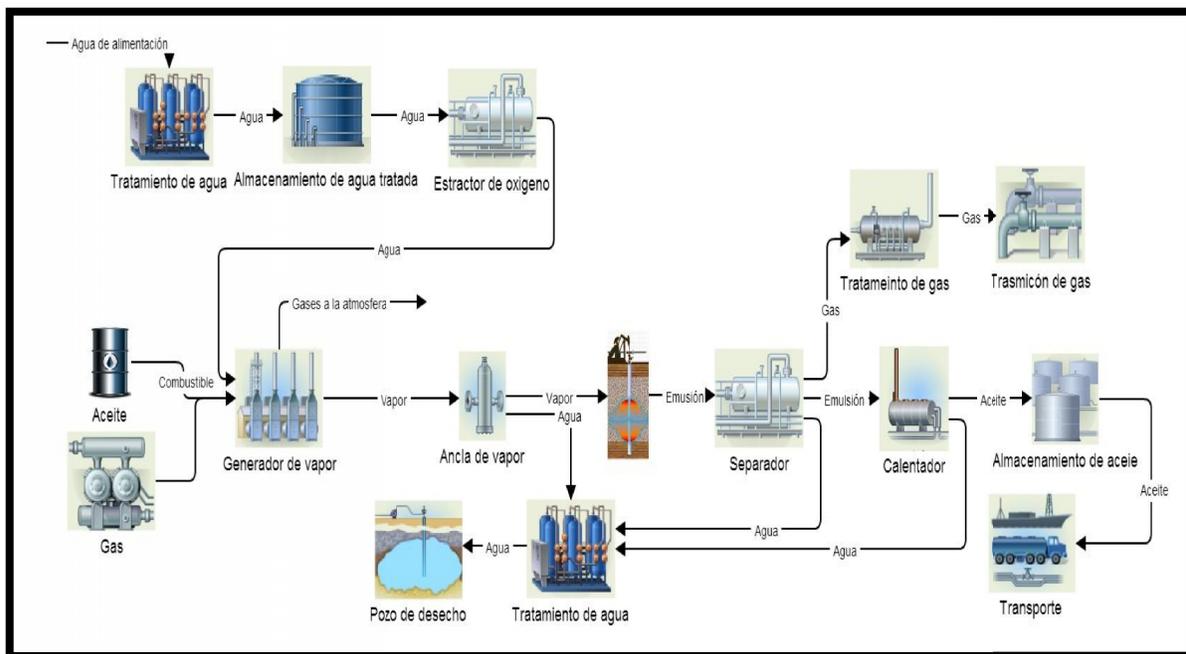


Figura 48. Componentes de un proyecto con vapor (estimulación o desplazamiento con vapor).

Basándonos en que la pérdida de energía en la transmisión del vapor desde el generador de vapor al pozo (con características particulares) representa costos considerables, también se realizó un análisis de sensibilidad a esta parte tan importante dentro del proceso.

Para la realización del análisis, se programó en Microsoft Excel¹⁹ una hoja de cálculo.

5.3 Descripción programa

5.3.1 Modelo matemático en el pozo

La hoja de cálculo nos permite variar las características de los fluidos y de la roca.

5.3.2 Pérdidas de energía

La hoja de cálculo nos ofrece la posibilidad de calcular el diámetro correcto²⁰ para la tubería, con base en la caída de presión que necesitemos (ya sea la caída de presión recomendada²¹, o algún otro valor que quisiéramos establecer), tomando como base el gasto y la presión de salida del vapor en el generador. También nos ofrece la posibilidad de variar el espesor del recubrimiento de silicato de calcio²² el cual fue elegido como aislante de la tubería debido a la alta resistencia a altas temperatura (Soto Cruz, 1996).

La salida de datos del software nos permite elegir comparar seis posibles casos, tomando como caso de referencia cuando tenemos un pozo sin aislante en la tubería de inyección y sin aislante en la tubería superficial.

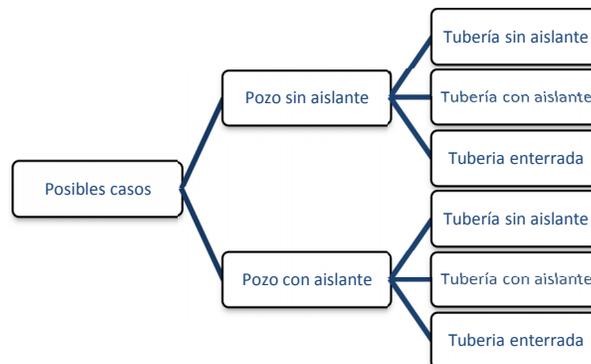


Figura 49. Posibilidades de cálculo.

Después de haber corrido el modelo a cierto número de días (parámetro determinado por el usuario), podemos obtener las pérdidas de calor diarias, las pérdidas de energía acumuladas

¹⁹ El desarrollo de los modelos se realizaron en este programa, debido a las facilidades que ofrece en cuanto a la entrada y salida de datos.

²⁰ Además de la temperatura, presión de inyección de vapor y la profundidad el diámetro es una de los parámetros importantes considerados en las pérdidas de energía tanto en líneas superficiales como en pozos.

²¹ PDVSA recomienda una caída de 2 [psi/100 pies] (PDVSA, 1994).

²² Fabricados a partir de partículas de cal (CaO) y cuarzo (SiO₂).

- Pérdidas de energía diarias.
- Pérdidas de energía acumuladas.
- Caída de presión en las líneas de superficie.
- Calidad del vapor en el cabezal.
- Calidad de vapor en el fondo del pozo.

5.4 Procedimiento empleado

5.4.1. Modelo matemático en el pozo

El modelo de Gontijo y Aziz, es un modelo desarrollado para yacimientos de crudo pesado. El modelo se basa en que la zona de vapor toma una forma cónica.

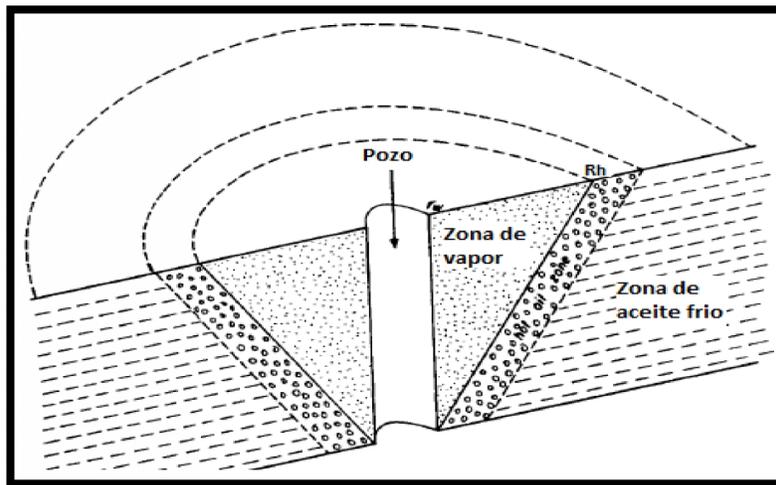


Figura 50. Consideración de la zona de vapor en el modelo de Gontijo y Aziz (Gontijo, y otros, 1984).

Los pasos que sigue el modelo son básicamente²³:

- Lee los datos de las propiedades de los fluidos y la roca.
- Obtiene las propiedades de la zona calentada (radio, espesor y volumen) y saturaciones al inicio del ciclo de inyección.
- Obtiene la producción de agua y aceite, así como su valor acumulado.

5.4.2. Pérdidas de energía

Lo primero que se debe de realizar es proponer un gasto de inyección de vapor en $[\text{BTU}/\text{Día}]^{24}$, una presión de inyección y una calidad del vapor (generalmente 80%).

²³ Para una descripción más detallada se recomienda consultar el artículo en donde se desarrolló el método.

²⁴ En la hoja "conversión gasto" se pueden obtener las distintas equivalencias comúnmente utilizadas en las operaciones de inyección de vapor. Ya sea en $[\text{BTU}/\text{D}]$, $[\text{BTU}/\text{h}]$, o $[\text{Ton}/\text{D}]$.



Después se ingresan los valores del radio de la tubería superficial y de la tubería dentro del pozo así como otras características del material, como conductividades, temperatura de la atmosférica, velocidad del viento, temperatura ambiental, así como la profundidad a la cual se enterrara la tubería. Todos estos valores se encuentran preestablecidos y pueden ser cambiados aunque se puede mantener constantes y solo cambiar los radios de las tuberías.

Una vez establecido estos parámetros al momento de presionar en el botón para dar inicio al cálculo, se pregunta si desea calcular el radio correcto de la tubería o si se desea continuar con el cálculo. Si se prefiere calcular el diámetro correcto de la tubería se desplegara una ventana la cual te pedirá los datos necesarios para el mismo. La ecuación empleada es:

$$\Delta p = (3.628 * 10^{-4}) \left(1 + \frac{3.6}{d_{pi}} \right) \left(\frac{x}{\rho_v} + \frac{1-x}{\rho_l} \right) \left(\frac{L l_s^2}{d_{pi}^5} \right) \quad (9)$$

Donde:

Δp = Caída de presión [psi]

d_{pi} = Diámetro interno de la tubería [in]

L = Longitud de la tubería [ft]

ρ_v = Densidad del vapor [lb/ft³]

Una vez obtenido el diámetro correcto de la tubería, para satisfacer nuestro requerimientos de caída de presión a lo largo de la tubería superficial, se inicial el cálculo de las pérdidas de energía tanto en las líneas superficiales como en la tubería de inyección.

Las pérdidas de energía son calculadas con las ecuaciones incluidas en el libro de Michael Prats, la cuales fueron descritas en el capítulo 3 (ecuación 4 y ecuación 5).

Después de haber obtenido las pérdidas de energía para las líneas superficiales se calcula las pérdidas con respecto a la energía aportada por el generador de vapor para obtener la calidad del vapor en la cabeza del pozo. Lo anterior se realiza mediante los siguientes pasos:

1. Obtener el calor contenido en el vapor al inicio de la tubería utilizando la presión del generador del vapor (H_s).
2. Obtener las pérdidas de calor inyectado, multiplicando la entalpía del vapor húmedo a la presión del generador por el porcentaje de pérdida de energía al final de la tubería.
3. Obtener el calor al final de la tubería restando las pérdidas del calor inyectado al calor al inicio de la tubería (H_f).
4. Obtener el calor contenido en el agua saturada así como el calor latente de vaporización al final de la tubería, utilizando la presión al final de la tubería.
5. Finalmente despejamos la calidad del vapor (x) de $H_f = H_w + (x * L_v)$.

Una vez obtenida la calidad del vapor en el cabezal del pozo así como la presión en el mismo (presión generador-caída de presión), con base a Sattler (Prats,



1985), se obtiene la calidad del vapor en el fondo del pozo con las siguientes ecuaciones, las cuales consideran que la temperatura del vapor no varía apreciablemente con la profundidad, lo cual implica que la presión no variara apreciablemente con la profundidad, lo cual, en este trabajo se considera cierto, pues si se toma en cuenta que la caída de presión en tuberías verticales se debe principalmente a las pérdidas por elevación y pérdidas por fricción generados por los fluidos transportados, estos valores tienden a cancelarse, pues la ganancia de presión originada por la columna de agua (la cantidad de presión ganada disminuye con el aumento de la calidad del vapor) se contrarresta con la pérdida de presión generada por la fricción del fluido (la cual depende del área de flujo).

Las ecuaciones utilizadas son las siguientes.

$$f_s(D) = f_s(0) \frac{\left(\dot{Q}_v - \frac{D_1 g_G D}{R_h} - \frac{g_G D^2}{R_h} \right)}{\dot{Q}_v} \quad (10)$$

En la que:

$$\dot{Q}_v = w_i L_v f_s(0) \quad (11)$$

$$D_1 = \frac{[T_{inj} - T_E(0) - \frac{w_i R_h g}{g_G}]}{g_G} \quad (12)$$

Donde:

$f_s(D)$ = Calidad del vapor a determinada profundidad [Fracción].

$f_s(0)$ = Calidad del vapor en la superficie [Fracción].

\dot{Q}_v = Tasa de inyección de calor latente [Btu /lb]

g_G = Gradiente de temperatura geotérmica [F/pies]

D = Profundidad [pies].

J = Equivalente mecánico del calor = 778[pie – lbf / Btu]

R_h = Resistencia térmica específica global [F – pie – d / Btu].

w_i = gasto masico [lbm /h]

T_{inj} = Temperatura de inyección del fluido [F].

$T_E(0)$ = Temperatura en la superficie [F]

Dentro de los resultados que se arroja el programa podemos observar la eficiencia térmica de la inyección del vapor, esto se logra tomando en cuenta el contenido energético del combustible utilizado por el generador de vapor para ofrecer una determinada tasa de energía²⁵ y la suma de las pérdidas de energía en el generador de vapor, las tuberías superficiales y la tubería de inyección.

²⁵ Los generadores de vapor comúnmente utilizados dentro de la industria petrolera son de 50 o 22 [MMBtu/h] (Hong, 1994).



El combustible necesario (aceite o gas) y el agua²⁶ necesaria para el funcionamiento del generador, se obtiene considerando una eficiencia del generador de 85%.

Los pasos a seguir para obtener la eficiencia en el generador de vapor los pasos que se necesitan seguir son:

1. Obtener el calor liberado por el combustible. Se obtiene multiplicando el gasto de combustible (aceite o gas) por su valor calorífico.
2. Obtener la entalpía del vapor seco saturado con base en la presión de salida del generador y a la calidad del vapor a la salida del generador.
3. Obtener la entalpía del agua de alimentación con base en la temperatura a la que se encuentra.
4. Obtenemos el valor el calor ganado por el agua. Multiplicando el gasto de entrada de agua, por la diferencia de entalpías, por la densidad del agua y por 5.615 (factor de conversión de pies cúbicos a barriles).
5. Finalmente la eficiencia del generador la obtenemos dividiendo el calor ganado por el agua entre el calor total liberado por el combustible suministrado.

Dentro de los resultados obtenidos, encontramos la estimación de los costos operaciones del generador de vapor (del combustible empleado en el generador de vapor).

5.5 Análisis de sensibilidad

5.5.1. Modelo de Gontijo y Aziz

Para la realización de este análisis y para los fines que se pretenden se propuso el analizar el primer ciclo de una estimulación con vapor. Para este análisis se variaron los siguientes parámetros:

- Calidad del vapor. Se observa que a mayor calidad de vapor la producción acumulada será mayor debido a un aumento en la cantidad de calor inyectado.

²⁶ El éxito de un proyecto de inyección de vapor depende de la disponibilidad de una buena fuente de agua de buena calidad y suficiente cantidad. El agua de un río, un lago o un acuífero puede utilizarse, también es posible hacer uso del agua producido de los pozos de aceite siempre y cuando se trate correctamente antes de mandarla al generador de vapor (Olsen, y otros, 1992). También es importante tener en consideración un depósito para el agua residual.

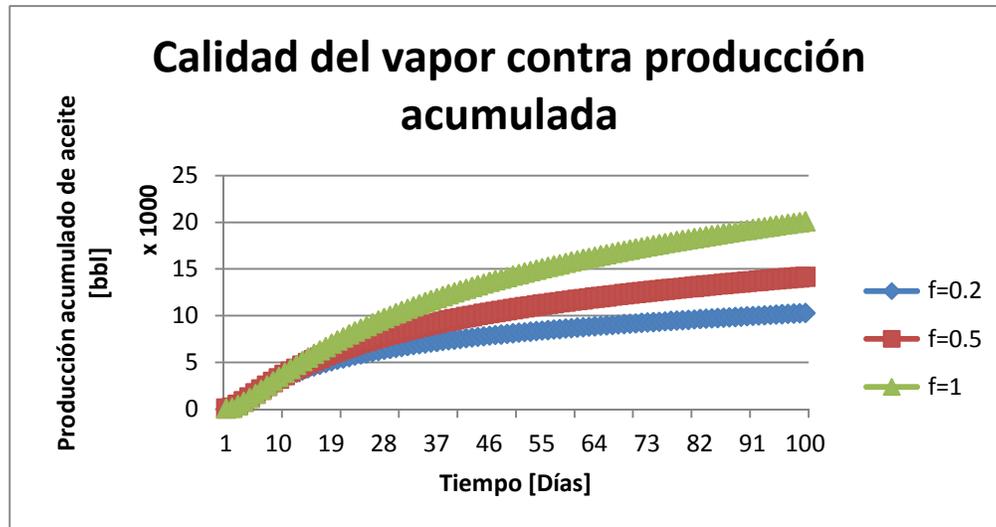


Figura 51. Producción acumulada en función de la calidad de vapor inyectada.

- Espesor de la formación (a pesar de no ser un parámetro el cual se pueda controlar, los datos obtenidos con la variación del mismo se consideran interesantes). Obviamente al aumentar el espesor de la formación el contenido de aceite aumentara y la recuperación es mayor, pero lo importante aquí es tomar en cuenta que a mayor espesor de la formación, el principal mecanismo de producción en este tipo de yacimientos (drene gravitacional), aumenta.

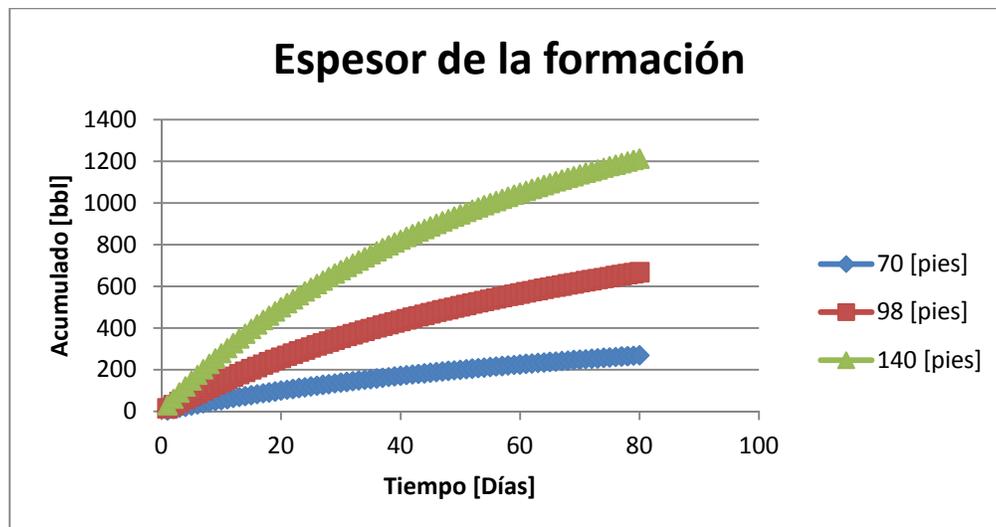


Figura 52. Espesor de la formación contra producción acumulada.

- Tiempo de inyección. A mayor tiempo de inyección se observa una mayor recuperación de aceite, gracias a una cantidad mayor cantidad de calor en el yacimiento. A pesar que a mayor tiempo de inyección se tendrá una mayor producción acumulada será mayor, sin embargo lo que se busca es una mayor producción lo, más rápido posible, por lo que se considera pertinente un análisis económica detallado.

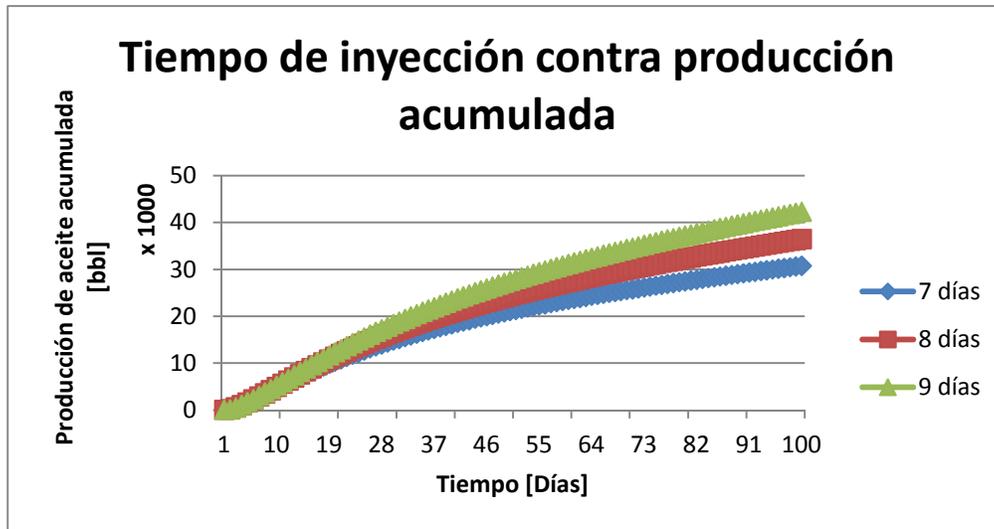


Figura 53. Tiempo de inyección contra producción acumulada.

- Gasto de inyección. Se observa que entre mayor sea el gasto mayor será la producción acumulada debido a una mayor cantidad de calor introducido en el yacimiento. La cantidad correcta se debe determinar con base en un análisis económico, debido a que entre mayor gasto de inyección tenemos mayor serán nuestros requerimientos de combustible (dependiendo de la calidad, presión y eficiencia del generador).

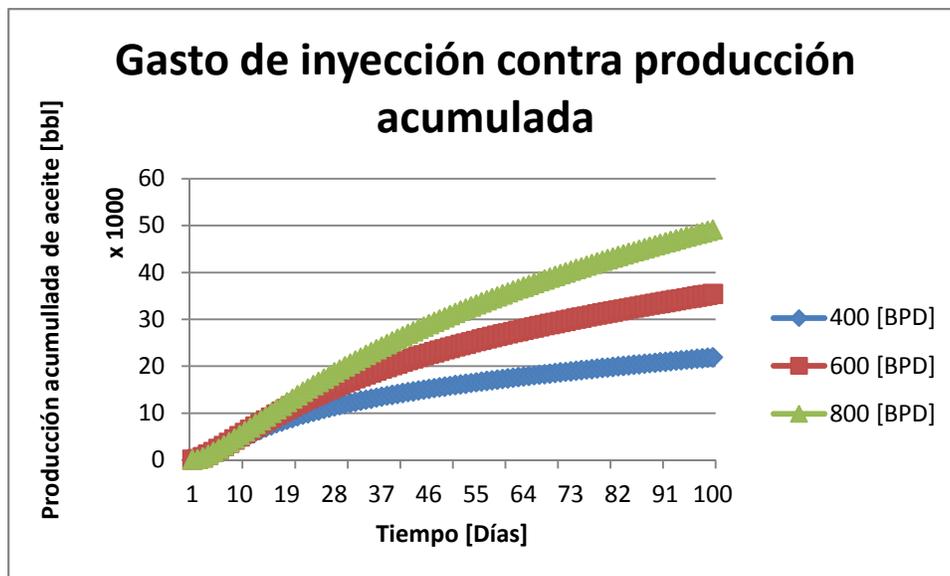


Figura 54. Gasto de inyección contra producción acumulada.

- Tiempo de remojo. Es necesario un periodo de remejo optimo, sin embargo al tratarse de petróleo pesado y en particular al utilizar este modelo analítico, la influencia del periodo de remejo es casi nula.

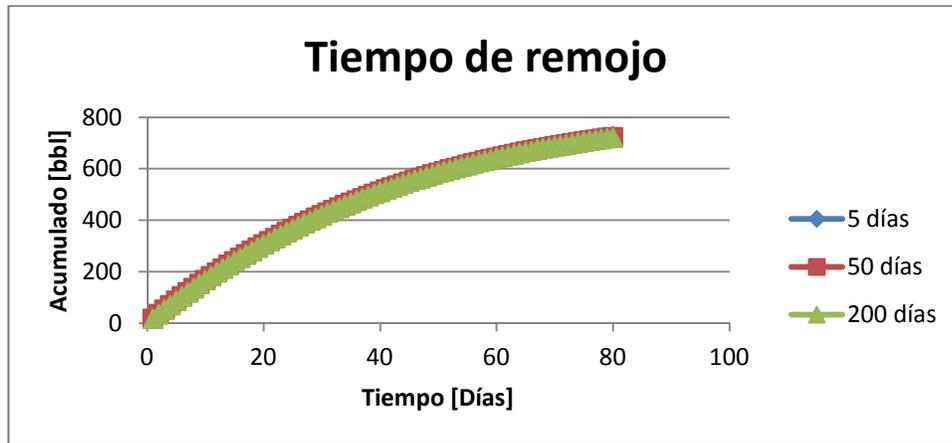


Figura 55. Tiempo de remojo contra producción acumulada.

5.5.2. Tuberías superficiales

Antes de realizar la sensibilidad de la tubería de se presenta a manera de ejemplo la comparación entre el utilizar tubería sin revestimiento²⁷, tubería con revestimiento, o tubería enterrada.

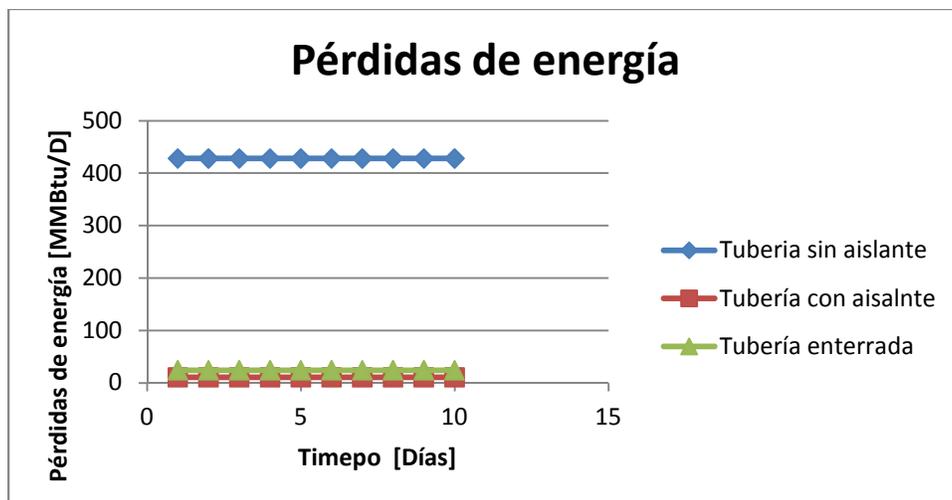


Figura 56. Pérdidas de energía en tuberías. A 1000 [psia], $r_i=2$ [in], $r_o=2$ [in], $r_{ins}=5$ [n]

En la figura anterior podemos observar que es mucha la diferencia entre el utilizar y el no utilizar aislante en las tuberías., por lo que en ningún momento se debe de optar por esta posibilidad. Con ayuda de la misma figura nos podemos dar cuenta que las pérdidas de energía son constantes, lo cual es lógico debido a que el ambiente es muy grande (infinito) y nunca se podrá lograr aumentar su temperatura, lo cual genera una pérdida constante de energía. Por otra parte se observa que la tubería rápidamente (menor a un día), se alcanza una tasa constante de pérdidas de calor por lo que no basta con simular pocos días para poder obtener un análisis de sensibilidad adecuado.

²⁷ Este es un caso imaginario, pues es indispensable proteger las tuberías de vapor para asegurar la protección de los trabajadores involucrados en las operaciones con vapor.

Las pérdidas de energía en las tuberías son muy sensibles a las siguientes variables.

- Presión de salida del generador. Entre mayor sea la presión a la que se encuentre el fluido, la pérdida de energía será mayor debido a que entre mayor la presión de salida la temperatura del fluido también incrementa, generando así un diferencial de temperatura mayor y por lo tanto una pérdida de energía más grande.

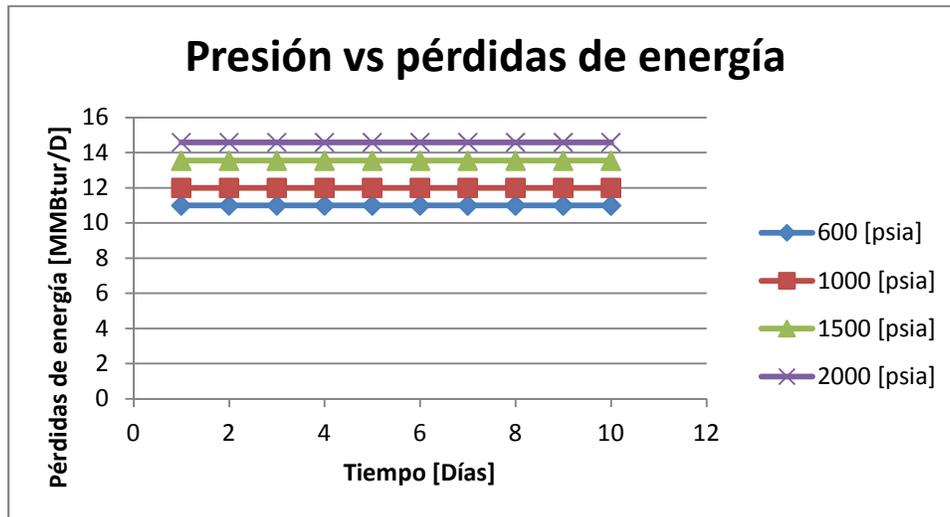


Figura 57. Pérdidas de energía en función de la presión a la cual fluye el vapor, con gasto=24 [MMBtu/d].

- Diámetro de la tubería y/o longitud de la tubería. Al incrementar el diámetro por la pérdida de energía se incrementa. Lo anterior se debe a que entre mayor es el área de contacto (en este caso el de la tubería con el medio ambiente) mayor será la transferencia de energía.

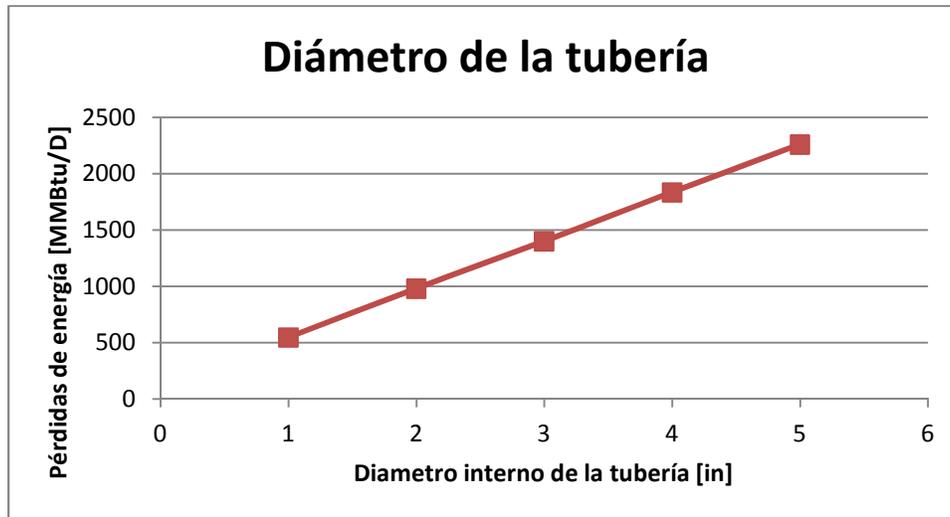


Figura 58. Pérdidas de energía en función del diámetro de la tubería, considerando el gasto del vapor=240 [MMBtu/h] y presión de 1000 [psia].

Si analizamos solamente la tubería enterrada, nos damos cuenta que entre más enterrada se encuentre obviamente será menor la pérdida de presión.

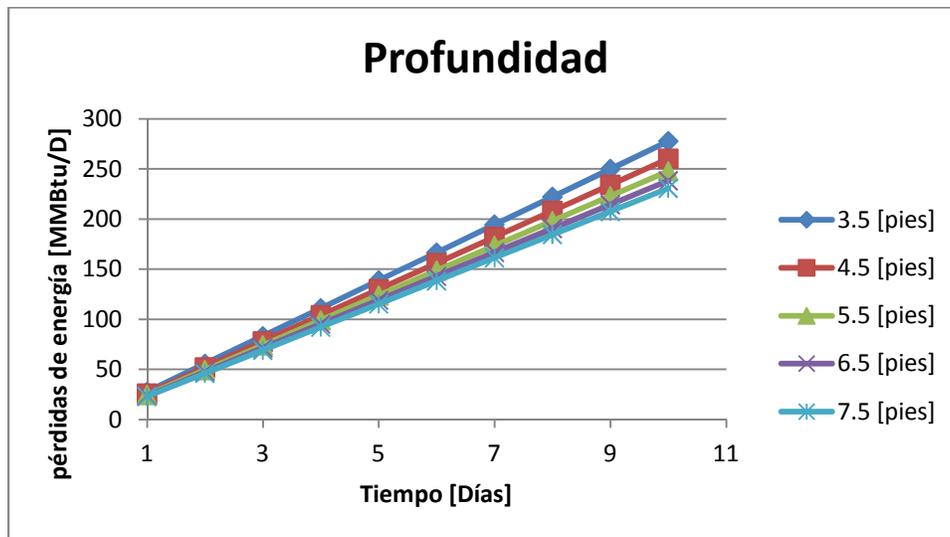


Figura 59. Pérdidas de energía contra profundidad en tuberías enterradas, tubería con $r_i=1.774$ [in], $r_o=2$ [in].

Si solamente analizamos la tubería con aislante²⁸, claramente observamos que entre mayor sea el espesor del aislante, las pérdidas de energía serán menores.

²⁸ Los análisis se llevaron a cabo tomando en cuenta $r_i=1.774$ [in], $r_o=0$ y una longitud de 4000 [ft].

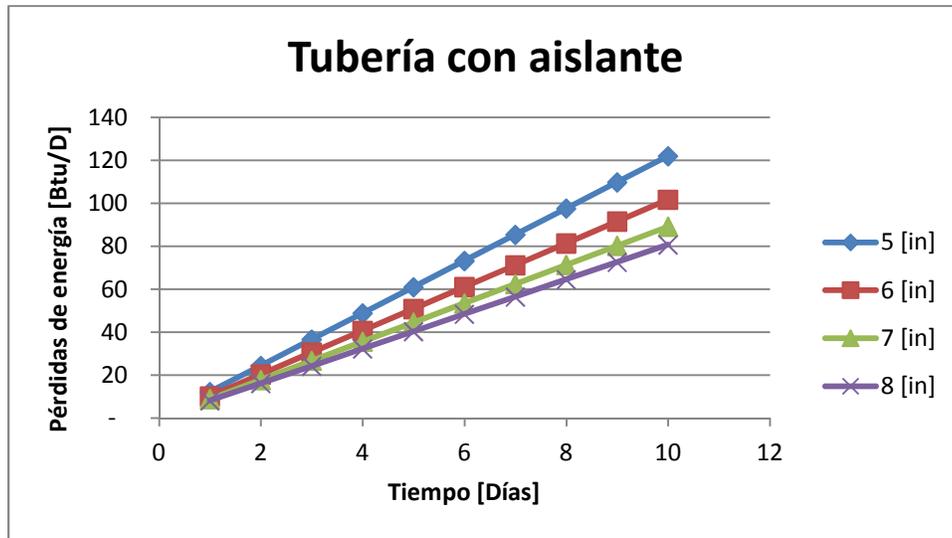


Figura 60. Pérdidas de energía con respecto al radio del aislante.

Resulta interesante observar el comportamiento que tiene sigue el espesor del aislante con respecto al ahorro de energía, mientras mayor sea el espesor del aislante, menor será el ahorro de energía con respecto al radio anterior. Si tomamos como base la pérdida de energía cuando se ocupa un aislante de una pulgada de espesor se observa que cuando se incrementa el espesor del aislante en

El espesor correcto del aislante, dependerá de un análisis económico entre el costo del aislante y el costo de las pérdidas de energía.

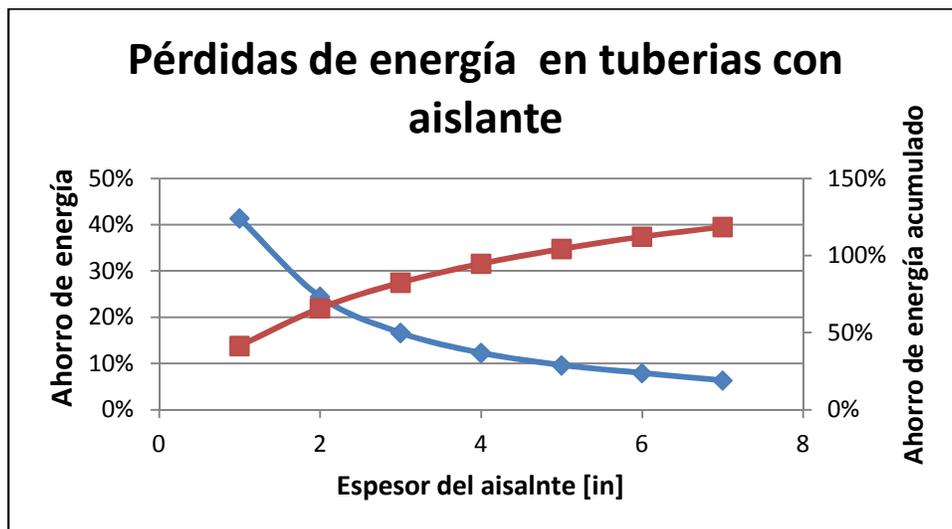


Figura 61. Porcentaje de pérdidas de energía en tuberías aisladas.

5.5.3. Tubería de inyección

En este punto es importante mencionar las consideraciones que se tomaron en cuenta al realizar este análisis de sensibilidad. El análisis tiene en cuenta dos casos: considera tubería con aislante y espacio anular (espacio entre la tubería de inyección y la tubería de revestimiento) está lleno de aire y tubería sin aislante con el espacio anular lleno de aire. Se utilizó aire debido a que lo que se busca es obtener las menores pérdidas de energía, por ende se debe de utilizar un fluido con la menor capacidad de transportar el calor, con base en lo anterior, inmediatamente se descarta la posible utilización de agua (fluido de perforación) para llenar el espacio anular debido a su elevado valor de calor específico (solamente superado por el amoniaco). Lo ideal es llenar el espacio anular con un gas no condensable y seco (Wang, y otros, 2010). Y por la facilidad de obtención de las características del gas se optó por utilizar aire.

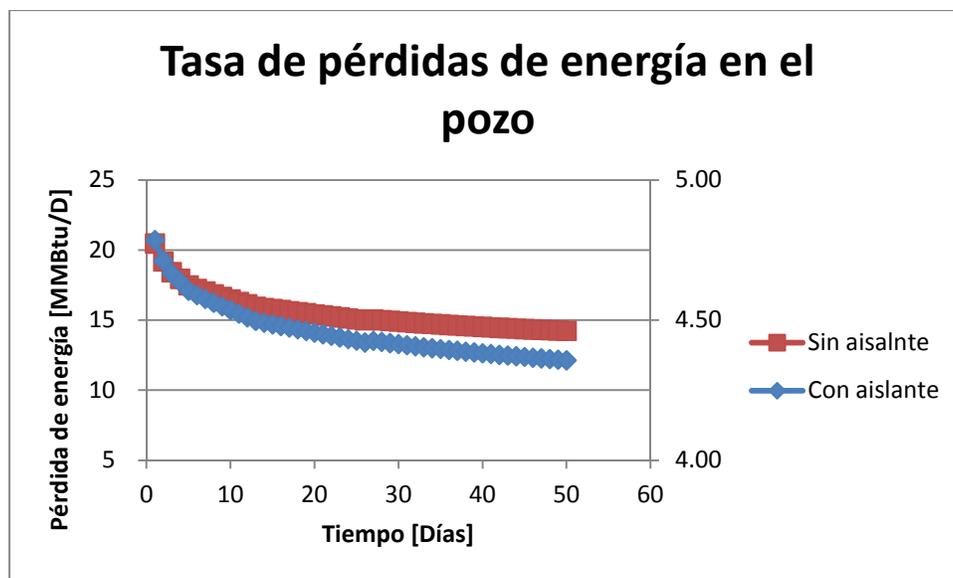


Figura 62. Pérdidas de energía en el pozo.

En la anterior nos podemos dar cuenta que la pérdida de energía entre la tubería de inyección desnuda y la tubería con aislante (con una pulgada de espesor), la diferencia tiende entre ellos es de casi tres veces. Otra cosa que resulta evidente es que la tasa de pérdida de calor no es constante (como en el caso de las tuberías superficiales), pues la pérdida de energía nunca llega a alcanzar un flujo estacionario, por lo que es una función decreciente con respecto al tiempo (Prats, 1985), lo anterior es lógico pues una vez que comencemos a inyectar calor la tierra alrededor del pozo comenzara a calentarse cada vez un poco más, teniendo de esta forma una diferencial de temperatura menor y por ende una menor transferencia de calor.

Por lo antes mencionado el análisis de sensibilidad se realizara considerando el pozo con aislante.

Las variables analizadas son:

- Presión de del pozo. Entre mayor sea la presión de inyección menor será la pérdida de energía, debido a que el incremento de presión conlleva a un incremento de temperatura, el cual considerando que la temperatura tiene una variación muy baja, la diferencia de temperaturas será menor, provocando una menor transferencia de energía.

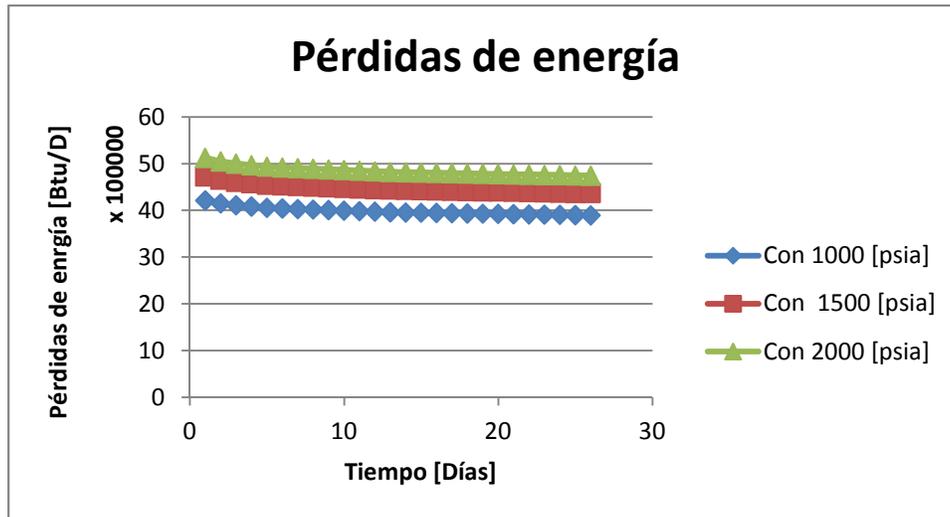


Figura 63. Pérdidas de energía en pozos inyectores de vapor con respecto a la presión de inyección. Con $r_o=1.75, r_{ins}=2.75, r_{co}=4.81, r_w=6$.

- Espesor del aislante. Entre mayor sea el espesor del aislante menores las pérdidas de energía.

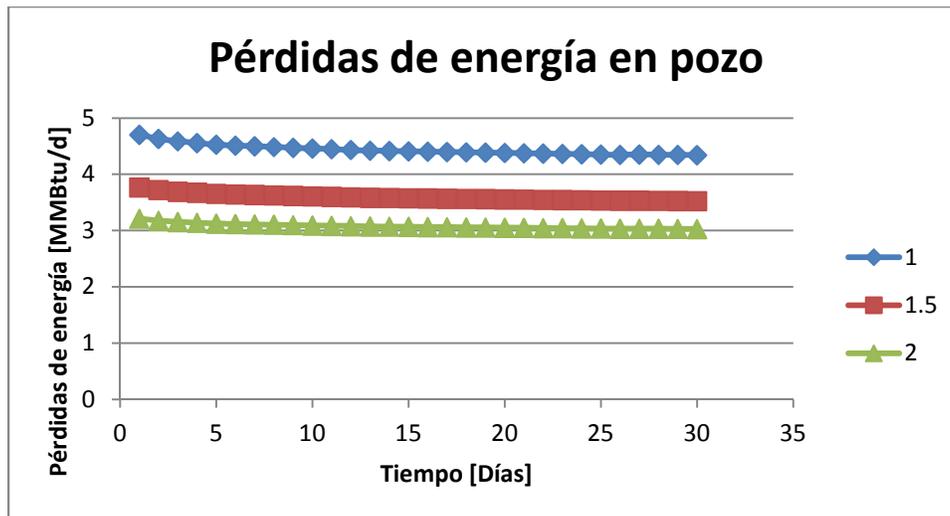


Figura 64. Pérdidas de presión energía en el pozo con respecto al espesor del aislante.

5.5.4. Calidad del vapor en el fondo del pozo

De las variables que involucra la ecuación utilizada (Gasto de inyección, calidad del vapor en el cabezal, presión en la cabeza del pozo, profundidad y gradiente geotérmico), las que muestran una mayor influencia son:

- Gasto de inyección. Entre mayor se la energía suministrada al yacimiento la calidad del vapor será mayor. Esto es debido a que, entre más energía se suministre el valor del calor latente a presión constante aumentara incrementando con ello la calidad del vapor.

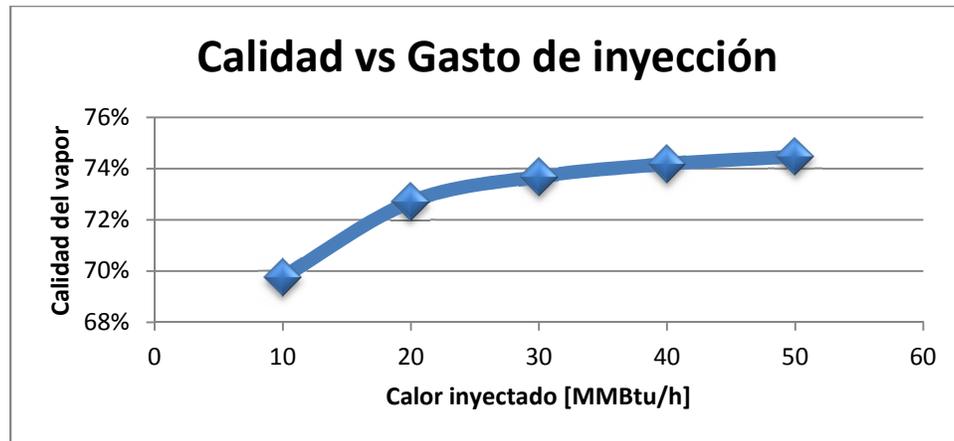


Figura 65. Calidad del vapor en el fondo del pozo contra el gasto de inyección.

- Resistividad térmica total. Entre mayor sea la resistividad térmica total, mayor será la calidad dentro del pozo, debido a que entre mayor sea la resistencia térmica, menor conductividad y por ende menor pérdida de calor.

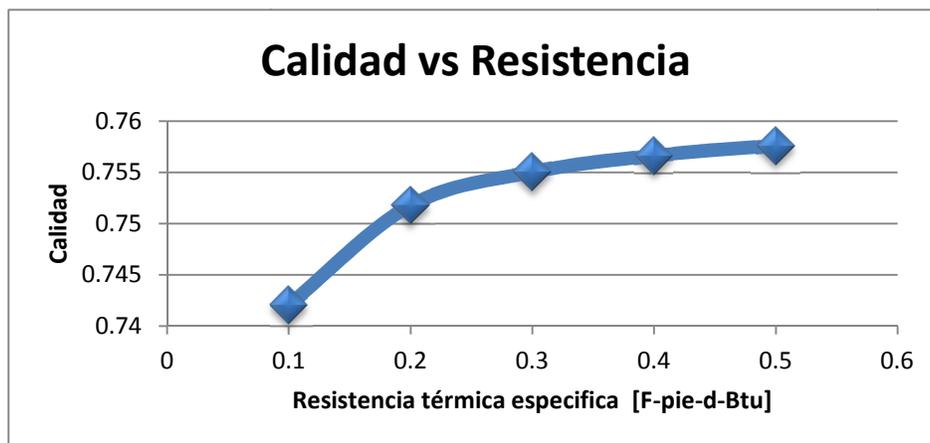


Figura 66. Calidad en el fondo del pozo contra resistencia térmica específica total dentro del pozo.

5.5.5. Generador de vapor

El generador de vapor depende de las siguientes variables: gasto de agua de alimentación, combustible consumido, valor calorífico del combustible, la presión a la salida del generador, calidad del vapor a la salida del generador.

De los parámetros antes mencionados las variables que afectan de mayor manera son²⁹:

- Relación de agua consumida/aceite consumido. Mientras esta relación crezca mayor será la eficiencia gracias a que entra menor combustible exista en la alimentación y se consuma mayor agua esta ultima transmitirá mayor calor a la salida del generador debido.

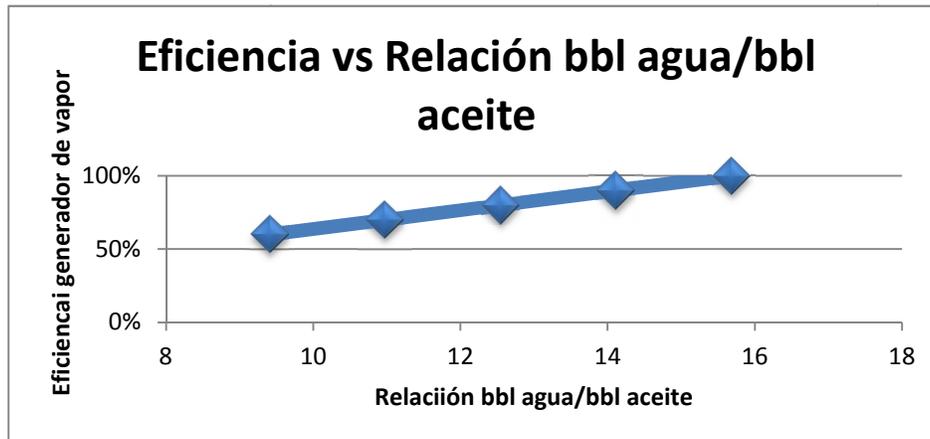


Figura 67. Eficiencia vs agua/aceite consumido por el generador utilizando.

- Presión de salida. Se observa una caída en la eficiencia del generador al momento de aumentar la presión. Lo anterior se debe a que entre mayor presión, la diferencia entre la entalpia del agua de alimentación del generador y la entalpia del vapor saturado es menor, por lo tanto el calor ganado por el agua inyectada es menor y en consecuencia la salida de energía será menor ([Btu/h] entregadas por el generador), en comparación con la energía de entrada (poder calorífico del combustible x cantidad de combustible).

²⁹ Las graficas construidas del sobre la eficiencia del generador de vapor están basadas en 1000[psia], de presión de salida, calidad del vapor a la salida=0.8, temperatura del agua de alimentación= 80[F], poder calorífico del combustible= 5.59 [MMBtu/lb] según corresponda el caso.

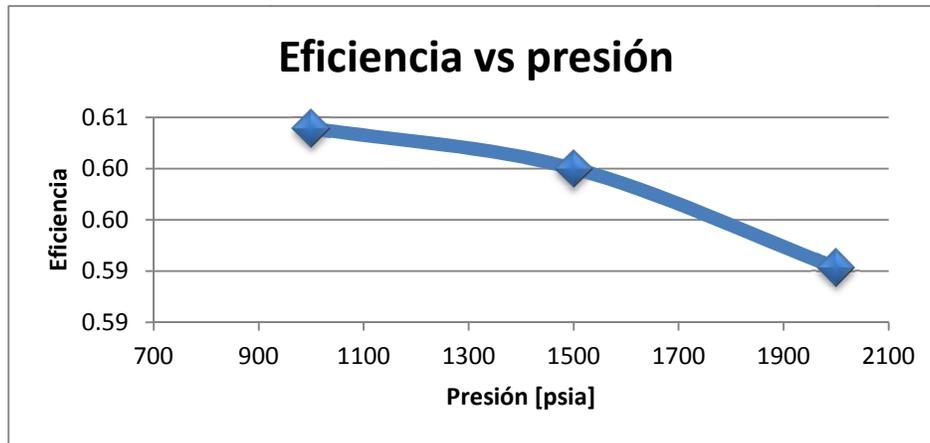


Figura 68. Eficiencia contra presión de salida del generador.

5.5.6. Conclusiones

Para la aplicación de una estimulación cíclica, se deben de tener en cuenta siempre los factores económicos, por ese motivo es importante tener en consideración el correcto diseño de las instalaciones superficiales con base en las condiciones que se requieran.

Se debe de buscar proporcionar la mayor cantidad de energía al menor costo de generación posible, para obtener las mayores ganancias. Por lo antes mencionado se necesitan realizar un correcto análisis económico, considerando los resultados del análisis de sensibilidad realizado.



CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES GENERALES

- Las reservas de petróleo pesado son recursos destinados a jugar un papel de gran importancia en el suministro futuro de petróleo en el mundo, debido a que los recursos convencionales se están agotando. Por lo antes mencionado se debe de tener en cuenta y entender los distintos métodos con los cuales se pueda recuperar el aceite en este tipo de yacimientos.
- México con una gran cantidad de reservas en aceite pesado y extra pesado, misma que pueden ser extraídas por medio de métodos térmicos debido a que la cantidad de energía suministrada a los yacimientos es suficiente para lograr reducir la viscosidad y mejorar la movilidad del crudo trayendo consigo un mejor barrido del yacimiento.
- Los métodos que implican la inyección de vapor son los de mayor empleo hoy en día gracias a su facilidad y efectividad en comparación con los otros métodos.
- Es necesario desarrollar personal y pericia la aplicación de métodos para la explotación de campos de crudos pesados.
- Con base en la información recabada para la realización del segundo capítulo, se propone que en los yacimientos de arenas, que sean someros y que se encuentren en tierra son ampliamente recomendados para la aplicación de algún proceso con vapor. Dichos campos son:

Región	Campo	Región	Campo
Norte	Furbero	Sur	Samaria
Norte	Presidente Alemán	Sur	Íride
Norte	Corralillo	Sur	Carrizo
Norte	Tajín	Sur	San Ramón
Norte	Coapechaca		
Norte	Ahuatepec		
Norte	Agua Fria		
Norte	Coyotes		
Norte	Coyula		
Norte	Cacahuatengo		
Norte	Soledad		
Norte	Escobal		

- El vapor es el fluido con mejores propiedades para inyectar calor al yacimiento debido a su alto contenido y el calor específico que puede llegar a contener.

- Es importante el correcto dimensionamiento del generador de vapor con base en la cantidad de vapor necesario para evitar costos mayores, debido al sobredimensionamiento de los mismos, o al subdimensionamiento.
- Los modelos analíticos son útiles si se necesita una respuesta rápida debido a que no se cuenta con dinero ni tiempo necesario para el empleo de un simulador térmico.
- Es fundamental el uso de aislante en las operaciones con vapor, pues además de que se generan menores pérdidas de energía es de vital importancia para la seguridad del personal que labora en este tipo de operaciones. El uso del aislante en las tuberías que transportan el vapor así como las tuberías de inyección siempre debe de ser empleado. Entra más espesor tenga nuestro aislante nuestras pérdidas de energía serán menores. El espesor óptimo se obtiene después de considerar un balance entre el costo del mismo y el costo de las pérdidas de energía.
- Entre mayor sea el gasto de inyección de vapor menores las pérdidas de energía y viceversa.
- La presión y la cantidad de vapor necesario en los procesos de inyección de vapor, son los parámetros de los cuales se derivan todas las características necesarias para tener una buena calidad de vapor en el fondo del pozo.

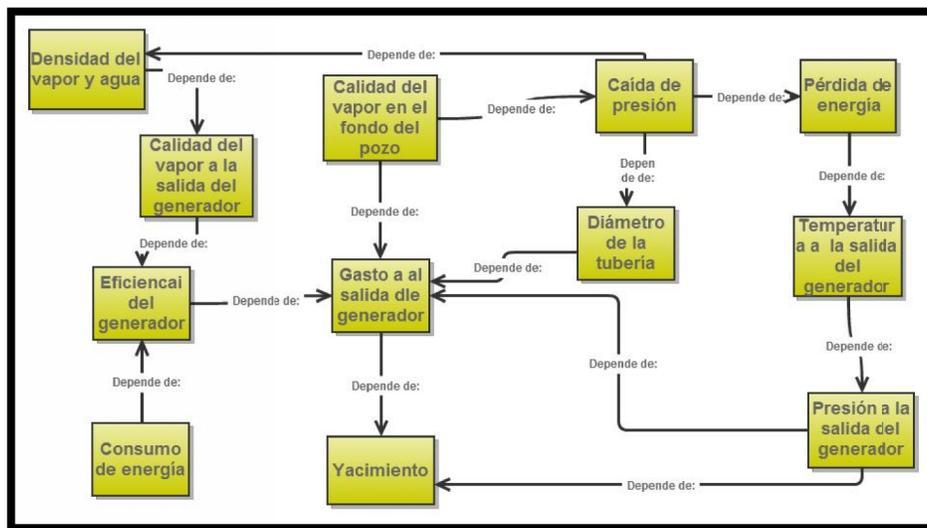


Figura 69. Parámetros necesarios para obtener la calidad de vapor necesaria en el fondo del pozo.

- Para tener la mejor calidad en el fondo del pozo los condiciones que se deben de procurar:
 - Alta tasa de inyección de vapor.
 - Tubería con aislante.
 - Tubería pequeña (siempre acorde a la cantidad de vapor a manejar).



- En las operaciones que involucren la inyección de vapor para mejorar la producción , se debe de buscar proporcionar la mayor cantidad de energía al menor costo de generación posible, para obtener las mayores ganancias. Por lo antes mencionado se necesitan realizar un correcto análisis económico, considerando los resultados del análisis de sensibilidad realizado.



Bibliografía

- Al Adasani, A. y Bai, B. 2011. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. *J. Pet. Sci. Eng.* **79** (1-2): 10-24. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>.
- Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., et al. 2006. La Importancia del Petróleo Pesado. *Oilfield Review* (otoño): 38-59. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf. (descargado 20 de octubre de 2012).
- Ali Farouq, S.M., Jones, J.A. y Meldau, R.F. 2006. *Practical Heavy Oil Recovery*. Edmonton Alberta.
- Alvarado, D.A. y Banzér S., C. 2002. Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas: A.C. Rincón Mora. <http://www.mediafire.com/view/?g29rte35ig9kppq9>. (fecha de acceso 2 de noviembre de 2012).
- Atkins, L. 2009. Key Conclusions form Heavy Crude Oil - Analysis and Outlook. *Exploration and Production* **7** (2): 10, 12-14. <http://www.touchoilandgas.com/ebooks/A1ioj0/eandpvol7iss2/resources/12.htm>
- BP. 2012. *BP Energy Outlook 2030*, 2012 edition. London: BP. http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/O/2012_2030_energy_outlook_booklet.pdf. (descargado el 20 de octubre de 2012).
- Butler, R.M. 1991. *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Camacho Romero, S. 2010. Metodología para la Evaluación Técnico-Económica de la Explotación de Yacimientos de Aceite Pesado Usando Simulación Térmica. Tesis de licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
- Capper, L., Kuhlman, M., Vassilellis, G., Schneider, M.J. y Fitzpatrick, N. 2011. Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods Beyond their Conventional Limits: Downhole Innovation. Artículo SPE 150515, presentado en SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, diciembre 12-14. <http://dx.doi.org/10.2118/150515-MS>.
- Cerda, C. de la y Perdomo, L. 2008. Proceso de Ignición para Combustión en Sitio y Teorías de Aplicación en la Faja Petrolifera de Orinoco . Tesis de licenciatura, Venezuela.
- Diwan, U. y Kovscek, A.R. 1999. An Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells. TR 118, National Petroleum Technology Office, Thomas Reid, Project Manager, <https://pangea.stanford.edu/ERE/research/supria/pubsdirectory/tr118.pdf>. (descargado el 2 de noviembre de 2012).



- Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V. y Yen, T.F., eds. 1985. *Enhanced Oil Recovery*, Vol. 1-2. Amsterdam: Elsevier.
- Dusseault, M.B. y El-Sayed, S. 2000. Heavy Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production. Artículo SPE 59276, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 3-5. <http://dx.doi.org/10.2118/59276-MS>.
- Gachuz Muro, H. 2005. Yacimientos de CO_2 en México: Alternativa Viable para Programas de Recuperación Terciaria. Artículo presentado en el 4° E-Exitep 2005, Veracruz, Ver., febrero 20-23. <http://www.cedip.edu.mx/graficacion/petroleros/Administraci%C3%B3n%20de%20Pemex%20Exploracion/Yacimientos/46%20Yacimientos%20de%20CO2%20en%20Mexico%20para%20recuperacion%20terciaria.pdf>. (descargado el 2 de noviembre de 2012).
- Georgie, W. y Smith, C. 2012. The Challenges in Processing Heavy Oil. Artículo SPE 157894, presentado en SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, Alberta, Canadá, junio 12-14. <http://dx.doi.org/10.2118/157894-MS>.
- Gontijo, J. E. y Aziz, K. 1984. A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs. Artículo SPE 13037, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, septiembre 16-19. <http://dx.doi.org/10.2118/13037-MS>
- Hart Energy Research Group. 2011. *Heavy Crude Oil: A Global Analysis and Outlook to 2035*. Houston, Texas : Hart Energy.
- Head, I.M., Jones, D.M. y Larter, S.R. 2003. Biological Activity in the Deep Surface and the Origin of Heavy Oil. *Nature* **426** (11): 344-352, http://www.google.com.mx/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDMQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.permedia.ca%2Fpdf%2Fnature_bio_degradation.pdf&ei=jbO6UIHjMcag2QW04YDYDA&usg=AFQjCNFdSLdZ2ClqvBE_kCF8EoRY1EShZw. (descargado el 25 de octubre de 2012).
- Hong, K.C. 1994. *Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Instituto Mexicano del Petróleo. 2012. Tipos de Petróleo. <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>. (fecha de acceso 24 de septiembre de 2012).
- Lake, L.W., ed. 2007. *Petroleum Engineering Handbook*, Vol. 1-7. Richardson Texas: SPE.
- Leena, K. 2010. 2010 Worldwide EOR Survey. *Oil & Gas Journal* **108** (14): 41-53. <http://search.proquest.com/docview/274414661?accountid=14598>. (descargado el 22 de octubre de 2012).
- Lyman, T.J., Piper, E.M. y Riddell, A.W. 1984. Heavy Oil Mining Technical and Economic Analysis. Artículo SPE 12788, presentado en SPE California



- Regional Meeting, Long Beach, California, abril 11-13.
<http://dx.doi.org/10.2118/12788-MS>
- Manrique, E., Thomas C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J. y Alvarado, V. 2010. EOR: Current Status and Oportunities. Artículo SPE 130113, presentado en SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 24-28. <http://dx.doi.org/10.2118/130113-MS>
- Martínez Vidaur, J.C. y Morales González, R. 2011. Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas. Tesis de licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
- Mayer, R.F., Attanasi, E.D. y Freeman, P.A. 2007. Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins on the World. Open File-Report 2007-1084, US Geological Survey, Reston, Virginia. <http://pubs.usgs.gov/of/2007/1084/OF2007-1084v1.pdf>. (descargado el 22 de noviembre de 2012).
- Meyer, R.F. 1997. World Heavy Crude Oil Resources. 15th World Petroleum Congress, Beijing, China, octubre 12-17.
- Mohammadpoor, M. y Torabi, F. 2012. An Extensive Review on the Effective Sequence of Heavy Oil Recovery. Artículo SPE 157864, presentado en SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, Alberta, Canada, junio 12-14. <http://dx.doi.org/10.2118/157864-MS>.
- Monter García, F. 2010. Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Tesis de licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
- Paris de Ferrer, M. 2009. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: M. Paris de Ferrer.
- PDVSA. 1994. *Manual de Ingeniería de diseño*. Caracas: PDVSA.
- PEMEX Exploración y Producción. 2012. Resumen Ejecutivo Área Carrizo. PEMEX, Exploración y Producción, Área Carrizo, Campos Maduros, Región Sur, Villahermosa, Tabasco.
- Petrobank. 2012. www.petrobank.com. (fecha de acceso 1 de agosto de 2012).
- Prats, M. 1986. *Thermal Recovery*, Vol. 7. Richardson Texas: Monograph Series, SPE.
- Robertson, E.P. 1998. Selection of Analytical Steam Stimulation Models Based on Common Reservoir. Artículo SPE 39607, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 19-22. <http://dx.doi.org/10.2118/39607-MS>.
- Sarahi, P.S. 1999. In-situ Combustion Handbook: Principles and Practices, Final Report. DOE/PC/91008-0374, US Department of Energy, Assistant Secretary for Fossil Energy, Tulsa, Oklahoma (enero 1999). http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk27/DOE-PC-91008-0374-OSTI_ID-3175-.pdf. (descargado el 22 de octubre de 2012).



- Sarathi, P.S. y Olsen, D.K. 1992. Practical Aspects of Steam Injection Processes: a Handbook for Independent Operators. NIPER-580 (DE92001070), National Institute for Petroleum and Energy Research, IIT Research Institute, Bartlesville, Oklahoma (octubre 1992), <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk27/Niper-580.pdf>. (descargado el 22 de octubre de 2012).
- Schlumberger. 2012. Heavy Oil. http://www.slb.com/services/technical_challenges/heavy_oil.aspx. (fecha de acceso 1 de septiembre de 2012).
- Schlumberger. 2012. Oilfield Glossary: Heavy Oil. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=SAGD>. (fecha de acceso 1 de julio de 2012)
- Secretaría de Energía. 2012. Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de Enero del 2012, <http://egob2.energia.gob.mx/SNIH/Reportes/>. (fecha de acceso 26 de octubre de 2012).
- Shin, H. y Polikar, M. 2007. Review of Reservoir Parameters to Optimize SAGD and Fast-SAGD Operating Conditions. *J. Cdn. Pet. Tech.* **46** (1). SPE-07-01-04. <http://dx.doi.org/10.2118/07-01-04>
- Soto Cruz, J.J. 1996. *Fundamentos Sobre Ahorro de Energía*. Mérida, Yucatán: Universidad Autónoma de Yucatán.
- SPE. 2013. Unit Conversion Factors, <http://www.spe.org/industry/docs/UnitConversion.pdf> (descargado el 15 de octubre de 2012).
- Speight, J.G. 2007. *The Chemistry and Technology of Petroleum*, fourth edition. Boca Raton, Florida: CRC Press/Taylor & Francis Group.
- Taber, J.J., Martin. F.D. y Seright, R.S. 1997. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Fields Projects. *SPE Res Eng* **12** (3): 189-198. SPE-35385-PA. http://jpcruzan.files.wordpress.com/2010/09/eor-screening-1_taber-35385.pdf. (descargado el 24 de noviembre de 2012).
- Turcotte, G. 2010. Changing the World's Perspective on Heavy Oil. AAPG Conference, Calgary, Alberta, Canada, septiembre 12-15. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40695turcotte/ndx_turcotte.pdf. (descargado el 23 de noviembre de 2012).
- Wang, J., Macfadyen, R. y Zhang, E. Wellbore Heat Loss - Options and Challenges for Steam Injection of Thermal EOR Project in Oman. Artículo SPE 129224, presentado en SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Muscat, Oman, abril 11-13. <http://dx.doi.org/10.2118/129224-MS>.
- Yergin, D. 1991. *The Prize: the Epic Quest for Oil Money and Power*. New York: Simon & Shuster.