



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“RECUPERACIÓN DE ACEITES PESADOS POR
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:

GILBERTO SALVADOR DOMÍNGUEZ EVARISTO



DIRECTOR DE TESIS:
M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., MAYO 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-540

SR. GILBERTO SALVADOR DOMÍNGUEZ EVARISTO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Tomás Eduardo Pérez García y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

RECUPERACIÓN DE ACEITES PESADOS POR INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

INTRODUCCIÓN

- I ACEITE PESADO**
 - II REVISIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA**
 - III IMPORTANCIA DE LA GEOLOGÍA EN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**
 - IV EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS**
 - V TRANSFERENCIA DE CALOR EN EL YACIMIENTO**
 - VI INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR**
 - VII REQUERIMIENTOS E INSTALACIONES PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F. a 22 de Abril de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

RECUPERACIÓN DE ACEITE PESADO POR INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS	1
INTRODUCCIÓN	3
I. ACEITE PESADO	5
I.1 Clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad	6
I.2 Definición de aceite pesado	7
I.3 Características	8
I.4 Importancia de los aceites pesados para el mundo	9
I.5 Importancia de los aceites pesados para México	10
I.6 Métodos de explotación	12
II. REVISIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	14
II.1 Inyección de agua caliente	16
II.2 Inyección continua de vapor	17
II.3 Comparación entre desplazamiento por agua fría, agua caliente y vapor	19
II.4 Inyección de vapor cíclica	20
II.5 Inyección de vapor asistida por drene gravitacional	23
II.6 Combustión in-situ	25
II.6.1 Combustión directa	25
II.6.2 Combustión directa combinada con inyección de agua	27
II.6.3 Combustión inversa	29
III. IMPORTANCIA DE LA GEOLOGÍA EN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR	31
iii.1 Condiciones geológicas que determinan el éxito del proyecto	32
iii.1.1 Estructurales	32
iii.1.2 Estratigráficas	34
iii.2 Aplicación a yacimientos naturalmente fracturados	37
iii.2.1 Procesos térmicos en yacimientos carbonatados	37
iii.2.2 Mecanismos de producción durante la inyección de vapor en YNF's	38
iii.2.3 Resultados de la aplicación	39

IV. EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS	41
IV.1 Expansión térmica	41
IV.2 Viscosidad	42
IV.3 Densidad	44
IV.4 Mojabilidad, presión capilar y permeabilidades relativas	46
IV.5 Propiedades termodinámicas del vapor	47
IV.5.1 Cambio de fase líquido-vapor	47
IV.5.2 Diagrama de fase	48
IV.5.3 Calidad de vapor	49
IV.5.4 Volumen específico	49
IV.5.5 Entalpía	51
iv.6 Capacidad calorífica	53
V. TRANSFERENCIA DE CALOR EN EL YACIMIENTO	55
V.1 Transferencia de calor por conducción	56
V.1.1 Conductividad térmica	56
V.1.2 Ecuación de Fourier	57
V.1.3 Transferencia de calor desde el pozo	59
V.2 Transferencia de calor por convección	60
V.2.1 Transferencia de calor por convección sin pérdidas de calor	61
V.2.2 Ecuación de Lauwerier	62
V.2.3 Teoría de Marx y Langenheim	63
V.2.4 Transferencia de calor adelante del frente de condensación	66
VI. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	70
VI.1 Mecanismos de producción	71
VI.2 Modelos matemáticos analíticos	72
VI.2.1 Estimulación de pozo con flujo estacionario	73
VI.2.2 Modelo de Boberg y Lantz	75
VI.2.3 Modelo de Towson y Boberg	78
VI.2.4 Otros modelos	81
VI.3 Efectos de las variables del método en la ejecución del proyecto	82
VI.4 Análisis de disminución del gasto	84
VI.5 Simulación numérica	87
VI.6 Pozos inyectoros	89
VI.4.1 Verticales	89
VI.4.2 Horizontales	91
VI.7 Fracturamiento y expansión del yacimiento durante la inyección de vapor	92
VI.8 Producción de aceite extra pesado	93
VI.7.1 Fractura de la formación	93
VI.7.2 Drene gravitacional en yacimientos de aceite extra pesado	95
VI.9 Criterios selección	96

VII. REQUERIMIENTOS E INSTALACIONES PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR	99
VII.1 Tratamiento de agua	100
VII.1.1 Desaireación y control de oxígeno	102
VII.2 Generadores de vapor	104
VII.2.1 Generadores de vapor de fondo	109
VII.2.2 Determinación de la calidad del vapor	109
VII.3 Terminación de pozos inyectoros	114
VII.3.1 Consideraciones para el diseño de TR	114
VII.3.2 Cementaciones	117
VII.3.3 Pozos productores	120
VII.3.4 Pozos de inyección	120
VII.4 Control de las pérdidas de calor	121
VII.4.1 Pérdidas de calor en el generador	121
VII.4.2 Pérdidas de calor en las líneas superficiales	122
VII.4.3 Pérdidas de calor en las formaciones adyacentes	122
VII.4.3 Pérdidas de calor en el pozo	122
VII.5 Sistemas artificiales de producción	127
VII.5.1 Bombeo mecánico	128
VII.5.2 Bombeo electro centrífugo	129
VII.5.2 Bombeo de cavidades progresivas	130
CONCLUSIONES	132
RECOMENDACIONES	134
NOMENCLATURA	136
REFERENCIAS	140

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS:
FIGURAS

Figura 1.1	Viscosidad contra temperatura para varias densidades de aceite crudo.	8
Figura 1.2	Reservas de aceite pesado por país, Schumberger.	9
Figura 2.1	Diagrama de recuperación mejorada	15
Figura 2.2	Comparación de la inyección de fluidos.	19
Figura 2.3	Etapas de la inyección cíclica de vapor	21
Figura 2.4	Comportamiento típico de una inyección cíclica de vapor	22
Figura 2.5	Proceso SAGD	24
Figura 2.6	Mecanismos del SAGD	24
Figura 2.7	Perfil de temperaturas, combustión In-Situ directa.	26
Figura 2.8	Perfil de temperaturas, combustión In-Situ húmeda.	28
Figura 2.9	Perfil de temperaturas combustión In-Situ inversa.	30
Figura 3.1	Diagrama estructuras, pliegues.	33
Figura 3.2	Canalización de vapor en una zona de alta permeabilidad.	36
Figura 4.1	Viscosidad en función de la temperatura para varios tipos de aceites	43
Figura 4.2	Comparación de la viscosidad del aceite contra la viscosidad del agua en función de la temperatura.	44
Figura 4.3	Esquema de dos líquidos inmiscibles en contacto con la superficie de la roca.	46
Figura 4.4	Diagrama de fase del agua.	48
Figura 4.5	Volumen de vapor contra la presión.	50
Figura 4.6	Entalpía del vapor	52
Figura 4.7	Calor específico de algunas rocas sedimentarias.	54
Figura 5.1	Transferencia de calor en el yacimiento	55
Figura 5.2	Balace de energía	58
Figura 5.3	Trasferencia de calor desde el pozo por conducción	59
Figura 5.4	Transferencia de calor por convección sin pérdidas de calor por conducción	61
Figura 5.5	Modelo de Marx y Langenheim (1959)	63
Figura 5.6	Transferencia de calor delante del frente de condensación	67
Figura 6.1	Flujo radial en estado estacionario en un pozo estimulado con vapor.	73
Figura 6.2	Modelos de Boberg y Lantz.	75
Figura 6.3	Gráfica para estimar los valores de \bar{v}_R y \bar{v}_Z	76
Figura 6.4	Geometría asumida en el modelo de Towson y Boberg para flujo por gravedad.	78
Figura 6.5	Geometría de flujo del modelo de Tamin	80

Figura 6.6	Geometría de flujo del modelo de Gontijo y Aziz	81
Figura 6.7	Efecto de las variables del método	83
Figura 6.8	Gráfica del recíproco de la producción contra el tiempo	85
Figura 6.9	Gráfica del recíproco de la producción contra el tiempo	86
Figura 6.10	Gráfica del recíproco de la producción contra el tiempo	86
Figura 6.11	Modelo de simulación de inyección cíclica de vapor, Eclipse Thermal, Schlumberger	89
Figura 6.12	Pozos vertical en el fondo del yacimiento	90
Figura 6.13	Drene de aceite pesado en pozos horizontales	91
Figura 6.14	Esfuerzos presentes en la formación	92
Figura 6.15	Efecto de drene gravitacional en yacimientos e aceite pesado	95
Figura 7.1	Desaireador	97
Figura 7.2	Generador de vapor con tubería en forma de espiral	105
Figura 7.3	Generador de vapor con tubería en línea	105
Figura 7.4	Generador de vapor	107
Figura 7.5	Generador de vapor	108
Figura 7.6	Generador de vapor NATCO	109
Figura 7.7	Generador de vapor de fondo, Marshall, 1982	111
Figura 7.8	Generador de vapor de fondo, Eson, 1982.	112
Figura 7.9	Efecto de bucle en T.R.	115
Figura 7.10	Ciclo de calentamiento enfriamiento	116
Figura 7.11	Fallas en el cemento por incremento de temperatura	119
Figura 7.12	Terminación en pozos inyectoros.	120
Figura 7.13	Pérdidas de calor	123
Figura 7.14	Comparación de las pérdidas de calor de los diferentes tipos de aislación térmica	124
Figura 7.15	Tubería aislada	125
Figura 7.16	Efecto de reflujo	127
Figura 7.17	Sistema de cavidades progresivas	130

TABLAS

Tabla 1.1	Clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad API.	6
Tabla 1.2	Clasificación de las reservas probadas de aceite crudo por su densidad	10
Tabla 1.3	Clasificación de las reservas totales de aceite crudo por su densidad	11
Tabla 5.1	Valores de la función F, de Hearn.	69
Tabla 6.1	Modelos analíticos de predicción	79
Tabla 6.2	Criterios de selección para inyección de vapor	97
Tabla 7.1	Comparación entre los dos tipos de generadores de vapor	101

INTRODUCCIÓN

Los aceites pesados son de gran importancia pues la demanda de energéticos aumenta día con día, y se ha estimado que las reservas de aceites ligeros representan sólo el 30% del total a nivel mundial. A pesar de que el crudo pesado no es tan valioso como los hidrocarburos ligeros es un importante recurso que requiere de nuevas tecnologías que hagan rentable su explotación.

A la fecha muchos de los yacimientos de aceites pesados no se incluyen en los portafolios de proyectos de muchas compañías, sin embargo, estos yacimientos pueden ser explotados por medio de métodos no convencionales.

El principal obstáculo para explotar un yacimiento de aceite pesado es la alta viscosidad del aceite en el yacimiento, pero ésta puede ser reducida por medio de métodos térmicos, de ellos, la inyección cíclica de vapor es el que requiere de menor inversión.

La inyección cíclica de vapor es un método de recuperación mejorada que consiste en inyectar vapor al yacimiento por unas semanas, después el pozo es cerrado para que el vapor transfiera su energía calorífica al yacimiento, y por último el pozo es abierto a producción. El ciclo se repite hasta que el proyecto deja de ser rentable. Éste es un método utilizado para la recuperación de aceites pesados y extra pesados, pues está enfocado a reducir la viscosidad del aceite dentro del yacimiento para facilitar su explotación.

En el presente trabajo tiene como objetivo estudiar los fenómenos físicos presentes en el proceso, como la transferencia de calor, la alteración de las propiedades del sistema roca fluidos con el cambio en la temperatura y además se hace una revisión de algunos trabajos realizados para calcular la cantidad de energía necesaria para calentar al yacimiento. Comprender los fenómenos físicos involucrados ayuda a entender los principales mecanismos de producción, además de las limitantes del método.

La inyección cíclica de vapor, también puede considerarse como una estimulación, pues se realiza en un solo pozo con la finalidad de incrementar la producción, aunque en el caso de los aceites extra pesados es un proceso complejo, ya que el aceite puede ser tan viscoso que podría considerarse casi sólido, e incluso puede dificultar la inyección del vapor, por lo que en ocasiones es necesario fracturar la formación.

Una parte muy importante en la inyección de vapor es la generación de vapor y el tratamiento de agua, pues no debe contener sólidos disueltos ni suspendidos, ya que pueden dañar las instalaciones y por su puesto, al mismo yacimiento.

Las terminaciones en los pozos requieren consideraciones especiales ya que al estar sometidos a un ciclo de calentamiento y enfriamiento, de no cementar correctamente las tuberías de revestimiento, pueden existir fallas que ocasionen ruptura de la tubería.

El sistema artificial utilizado usualmente es bombeo mecánico, debido a que resiste altas temperaturas, sin embargo, se muestra que no es único que puede utilizarse. Pues se han realizado mejoras a los componentes de otros sistemas artificiales para que puedan trabar en ambientes de alta temperatura.

Mediante métodos térmicos es posible incrementar las reservas probadas, la inyección cíclica es un método que requiere baja inversión, y puede seguirse con inyección continua. Además, existe la posibilidad de mover el equipo de un pozo a otro.

I. ACEITE PESADO

Si bien la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan como se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del aceite son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera.

Los petróleos crudos exhiben un amplio rango de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante para una compañía productora de hidrocarburos, ya que es la medida de la facilidad con que fluirá el aceite.

La viscosidad varía en gran medida con la temperatura, mientras que la densidad varía ligeramente al someterse a un calentamiento. Sin embargo, la densidad es el parámetro más utilizado para clasificar los petróleos crudos en la industria petrolera.

La densidad de los aceites usualmente se maneja en grados API (American Petroleum Institute, por sus siglas en inglés) y puede variar desde 4° API para el bitumen hasta los 70° API para los condensados. El departamento de energía de los Estados Unidos de Norte América, define al petróleo pesado como aquel que presenta densidades API desde los 10 a los 22.3 ° API y al extra pesado al que presenta densidades menores a los 10° API. En algunos países, el petróleo con una densidad de 7 u 8° API se considera pesado en lugar de extra pesado debido a que puede ser producido mediante métodos de producción de aceite pesado.

En México, muchos de los yacimientos descubiertos en el Golfo de México son de aceite pesado y extra pesado. La mayor parte de la producción de México proviene de yacimientos de aceite pesado.

Muchos de los yacimientos de aceite pesado no están incluidos en los portafolios de proyectos de las compañías debido a su baja rentabilidad. Sin embargo, la rentabilidad puede ser drásticamente mejorada por medio de métodos no convencionales¹.

Para explotar los yacimientos de aceites pesados frecuentemente se aplican métodos térmicos, debido a que la viscosidad del aceite puede ser muy alta y por ende presenta una movilidad muy baja a la temperatura del yacimiento. Por lo tanto es necesario reducir la viscosidad del aceite incrementando la temperatura. Una técnica fácil de implementar es utilizar calentadores eléctricos en el fondo del pozo. Sin embargo, en lugares como la

¹ Todas las referencias citadas en la presente investigación están enumeradas al final del trabajo (página 133)

antigua Unión Soviética, Alaska y Canadá, el invierno presenta un gran reto para explotar esos campos debido a las bajas temperaturas que existen en esos lugares.

II.1 Clasificación de los Aceites de Acuerdo a su Densidad

La densidad se define como la relación entre la masa y el volumen de una sustancia, es decir es la cantidad de masa por unidad de volumen.

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (1.1)$$

La densidad relativa de un fluido (γ) es la relación de la densidad de dicho fluido (ρ_f) entre la densidad del agua (ρ_w).

$$\gamma_r = \frac{\rho_f}{\rho_w} @C.S. \quad (1.2)$$

En el caso de los aceites la densidad es una medida de la calidad del mismo. Pues entre menor sea su densidad, se pueden obtener más gasolinas de él, y por lo tanto, mayor es su precio. Como se mencionó anteriormente, la densidad de los aceites generalmente se mide en grados API. La densidad API se puede obtener a partir de la densidad relativa del aceite con la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.2)$$

En donde γ_o es la densidad relativa del aceite a condiciones estándar, o la densidad en $[gr/cm^3]$, La tabla 1.1 muestra la clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad relativa y en grados API.

Tabla. 1.1 Clasificación de los Aceites Crudos de Acuerdo a su Densidad API.

Clasificación de Aceites Crudos		
Aceite Crudo	Densidad en °API	Densidad en $[gr/cm^3]$
1. Extra Pesado	<10	>1.0
2. Pesado	10 – 22.3	1.0 – 0.92
3. Mediano	22.3-31.1	0.92 – 0.87
4. Ligero	31.1-39	0.87 – 0.83
5. Súper Ligero	>39	<0.83

I.2 Definición de Aceite Pesado.

Existen varias definiciones para Aceite Pesado. El Instituto Americano del Petróleo (API) sugiere una definición de aceites basada en su densidad. Entonces los aceites pesado son aquellos con densidad entre 920 y 1010 kg/m³ (22.3 y 10.1°API), y aceite extra pesado aquellos crudos con densidades mayores a 1000 kg/m³ (<10°API).

Sin embargo, esta definición es muy vaga, pues no toma en cuenta la viscosidad del aceite y por lo tanto, la forma en que se puede explotar al yacimiento.

Para fines prácticos, los aceites pesados se clasifican de acuerdo a su viscosidad a condiciones de yacimiento²:

Clase A: Aceites pesados

Tienen una densidad menor a 22.5 y mayor a 18° API, con una viscosidad a condiciones de yacimiento menor a 100 y mayor a 10 cp. El aceite puede fluir a las condiciones del yacimiento.

Clase B: Aceites extra pesados

Tienen una densidad entre 7 y 18° API, con una viscosidad a condiciones de yacimiento entre 100 y 10,000 cp, también son móviles a las condiciones de yacimiento.

Clase C: Arenas bituminosas y bitumen

Tienen una densidad entre 7 y 12° API, sin embargo, su viscosidad es mayor a 10,000 cp por lo tanto no es móvil a condiciones de yacimiento. El Instituto de las Naciones Unidas propone que el término bitumen se defina si tiene una viscosidad > 10⁴ cp y una densidad relativa mayor a 1 gr/cm³ (>10° API). Mientras que el término arenas bituminosas se refiere a aquellas acumulaciones que son recuperables con procesos muy similares a los usados en la minería.

Clase D: Lutitas con alto contenido de aceite (oil shales).

Se presentan en estado sólido y no fluyen, por lo que se usan procedimientos similares a la minería. Las rocas se consideran rocas madre, donde se crea el

hidrocarburo para su posterior migración y se considera que la roca no tiene permeabilidad.

II.3 Características de los aceites pesados

Generalmente los hidrocarburos pesados fueron originalmente hidrocarburos ligeros que sufrieron un proceso de biodegradación, es decir que los microorganismos degradaron a los hidrocarburos ligeros e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados, incrementando así, su densidad, viscosidad, acidez y contenido de azufre.

Los aceites pesados se pueden encontrar en areniscas, dolomías, conglomerados, carbonatos, etc. Aunque por lo general se encuentran en arenas poco consolidadas con permeabilidades bajas y en profundidades someras.

Por otro lado, los aceites pesados y el bitumen, también están caracterizados por tener altas viscosidades. Los aceites pesados tienen entre 1000 y 100,000 cp³. En el caso del bitumen la viscosidad puede ser incluso mayor. Sin embargo se ha estudiado que la viscosidad de un aceite pesado puede ser reducida incrementando su temperatura. La figura 1.1 muestra el desplome de la viscosidad con el incremento en la temperatura.

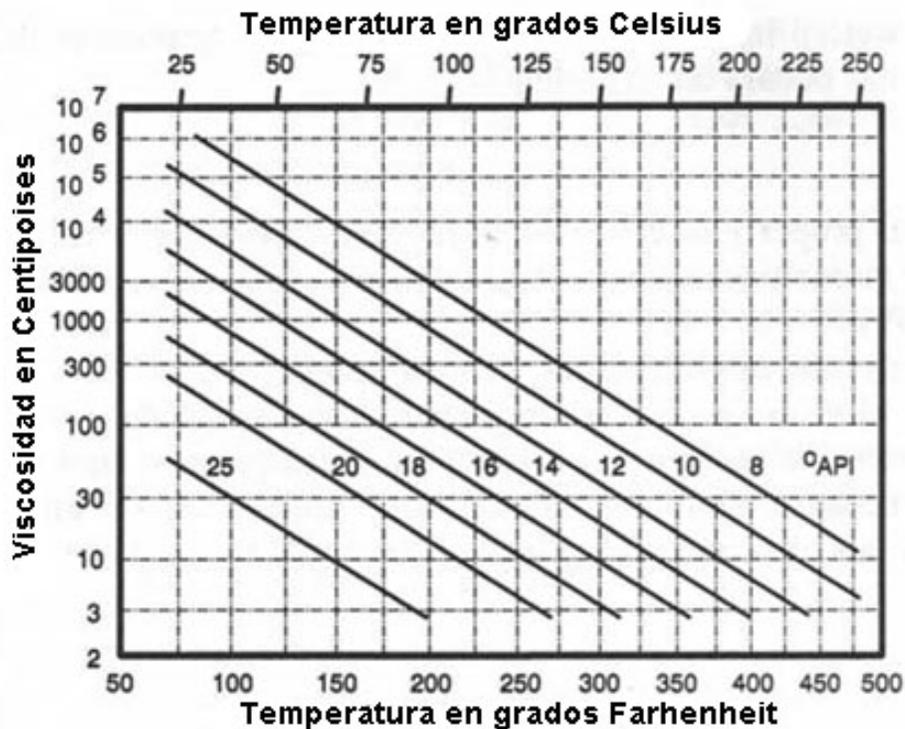


Fig. 1.1 Viscosidad contra temperatura para varias densidades de aceite crudo.

I.4 Importancia de los aceites pesados en el mundo.

El mundo está percibiendo un incremento en los aceites pesados, tanto en la producción como en las reservas. Actualmente, las reservas totales del mundo están estimadas en 9 a 13 Trillones de barriles, de los cuales el 15% proviene de aceites pesados, 25% de extra pesado, y 30% de bitumen. Brasil, México, China, Rusia, y Oriente Medio también presentan grandes acumulaciones de aceite pesado. Algunos han estimado que el aceite pesado representa más de la mitad de las reservas mundiales conocidas. Venezuela y Canadá tienen tanto aceite como Arabia Saudita¹.

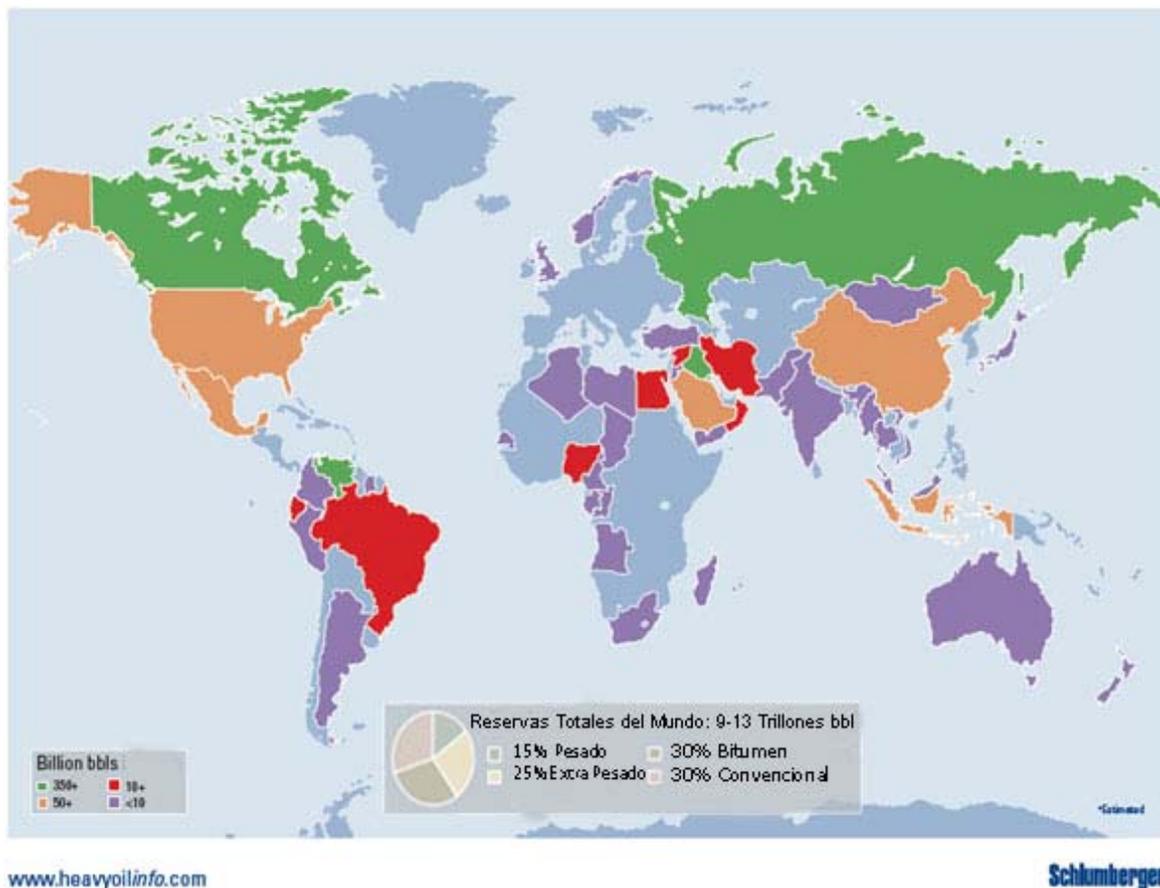


Fig. 1.2 Reservas de aceite pesado por país, Schumberger.

En la figura 1.2, se muestran las reservas por país. En cuanto a los yacimientos de aceite pesado se pueden encontrar en Canadá, Venezuela, China, Indonesia y la Antigua Unión Soviética. Tan sólo en los Estados Unidos, existen más de 125 billones de barriles de aceite pesado (940 a 1000 kg/m³). Sólo en el norte de Alaska hay más de 15 billones de barriles. Este hecho obviamente representa un proyecto muy atractivo para cualquier compañía que pueda operar económicamente esos campos.

I.5 Importancia de los aceites pesados en México

En México, el total de reservas probadas, probables y posibles son 33 billones de barriles de aceite, de los cuales el aceite pesado representa el 56.8%, mientras que el ligero y súper ligero representan el 34.8% y 8.4%, respectivamente¹.

Las reservas probadas de aceite crudo al 1 de enero de 2008, ascienden a 10,501.2 millones de barriles, el aceite pesado, con 62.3 por ciento del total nacional, es el fluido principal; el aceite ligero aporta el 31.0 por ciento, y el súper ligero el 6.6 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 91.9 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Sur tiene 63.8 por ciento del aceite ligero y 69.3 por ciento del aceite súper ligero⁴. En la tabla 1.2 se muestra la distribución de las reservas probadas de aceite crudo por región.

Tabla. 1.2 Clasificación de las Reservas Probadas de Aceite Crudo por su Densidad

Año	Región	Aceite		
		Pesado	Ligero	Superligero
		mmb	mmb	mmb
2005	Total	8,198.3	3,839.3	844.6
	Marina Noreste	7,624.4	54.4	0.0
	Marina Suroeste	216.2	818.0	179.4
	Norte	338.8	655.5	54.3
	Sur	18.9	2,311.4	610.9
2006	Total	7,557.4	3,550.4	706.0
	Marina Noreste	7,060.2	46.0	0.0
	Marina Suroeste	113.8	718.5	179.0
	Norte	358.6	523.5	6.0
	Sur	24.8	2,262.4	521.0
2007	Total	7,009.4	3,402.9	635.3
	Marina Noreste	6,493.4	38.6	0.0
	Marina Suroeste	110.0	750.4	177.6
	Norte	366.1	513.6	9.1
	Sur	39.8	2,100.3	448.5
2008	Total	6,545.7	3,258.7	696.9
	Marina Noreste	6,016.3	36.5	0.0
	Marina Suroeste	120.9	669.4	204.6
	Norte	357.6	473.9	9.2
	Sur	50.9	2,078.8	483.1

En la tabla 1.3 se muestra la distribución de reservas totales, en ella se puede observar que la oportunidad de aceite pesado para el año 2008 es de 17,175.5 millones de barriles, comparada con los 6,545.7 millones de la reserva probada. Estos números muestran que hay una urgente necesidad de acelerar el desarrollo de tecnología para convertir los recursos prospectivos de aceite pesado y extra pesado en reservas probadas, y eventualmente producirlos eficientemente y con un buen beneficio.

Tabla. 1.3 Clasificación de las reservas totales de aceite rudo por su densidad

Año	Región	Aceite		
		Pesado	Ligero	Superligero
		mmb	mmb	mmb
2005	Total	17,373.3	12,472.1	3,466.8
	Marina Noreste	13,113.6	87.3	0.0
	Marina Suroeste	617.9	1,665.7	676.9
	Norte	3,368.1	7,767.0	1,992.3
	Sur	273.6	2,952.2	797.6
2006	Total	18,786.6	11,523.3	2,783.0
	Marina Noreste	13,487.5	78.9	0.0
	Marina Suroeste	667.6	1,538.4	567.1
	Norte	4,326.4	7,040.3	1,510.6
	Sur	305.2	2,865.7	705.3
2007	Total	17,710.4	11,317.7	2,880.6
	Marina Noreste	12,444.0	66.5	0.0
	Marina Suroeste	650.2	1,622.2	628.6
	Norte	4,303.4	6,954.6	1,511.4
	Sur	312.8	2,674.4	740.7
2008	Total	17,175.7	11,166.1	2,869.9
	Marina Noreste	11,900.3	36.5	0.0
	Marina Suroeste	740.0	1,692.5	495.3
	Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5
	Sur	323.5	2,612.5	865.0

A continuación se presentan algunos ejemplos de yacimientos de aceites pesado en México.

Los campos Ku-Maloob-Zaap, se encuentran al noreste de Cd. del Carmen, Campeche. Los tres campos son productores de aceite pesado, el campo Ku produce aceite de 22° API, mientras que los campos Maloop y Zaap producen aceite de 13.7 ° API. Son yacimientos

carbonatados naturalmente fracturados. En estos campos se ha implementado un proyecto de mantenimiento de presión con nitrógeno.

Las últimas exploraciones en la parte norte del campo Ku-Maloob-Zaap muestran que existen grandes cantidades de hidrocarburos pesados con tirantes de agua entre 100 y 200 m con densidades entre 6 y 12° API y la viscosidad de estos fluidos es de 40,000 cp a 15° C.

El campo Tamaulipas-Constituciones se localiza en la cuenca Tampico-Misantla, al Noroeste de Tampico, el campo cubre 60 km² y produce aceite pesado de 18° API de cinco formaciones, con un rango de profundidades de 1250 a 2100 m. La presión y temperatura originales del yacimiento fueron de 215 kg/cm² y 90° C respectivamente con una presión de burbuja de 156.2 kg/cm². El tipo de roca productora es carbonato.

El sector Ébano-Pánuco-Cacalilao está localizado al noreste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, cubre una superficie aproximada de 3,300 km², está formado por siete campos productores de aceite pesado. La roca productora corresponde a calizas arcillosas naturalmente fracturadas cuyo espesor del orden de los 300 m, es un yacimiento de porosidad esencialmente en fracturas con baja permeabilidad de matriz, el yacimiento es de baja presión con hidrocarburos pesados con densidades entre 6 y 10° API⁵.

I.6 Métodos de explotación.

Tomando en cuenta la baja movilidad de los aceites pesados, las recuperaciones primaria y secundaria de dichos aceites son bajas. En el caso de un aceite de 25° API, la recuperación primaria es del orden de 5-10%, la cual posiblemente incremente a un 15% mediante la inyección de agua. La inyección de agua generalmente es muy ineficiente en los yacimientos de aceites pesados, por lo que el porcentaje de recuperación es bajo⁶.

Es evidente que el principal obstáculo en la recuperación de hidrocarburos pesados es la alta viscosidad. Por lo que se requiere reducir la viscosidad para incrementar la movilidad de los hidrocarburos.

Los métodos que existen para reducir la viscosidad del aceite en el yacimiento se pueden clasificar en dos grupos, los métodos térmicos que como se mencionó anteriormente, disminuyen las viscosidad del aceite incrementando la temperatura del yacimiento, y los métodos fríos, en los cuales se inyectan solventes para disminuir la viscosidad, aunque este método no se ha aplicado aun en ningún yacimiento del mundo, sólo se han aplicado pruebas piloto en Canadá.

Los métodos térmicos, consisten básicamente en aumentar la temperatura del yacimiento, ya que los aceites pesados presentan una gran disminución de su viscosidad con un incremento en la temperatura, éstos serán presentados con más detalle en el siguiente capítulo.

II. REVISIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La vida productiva de un yacimiento se puede clasificar en tres etapas, dependiendo de la energía que éste tenga. Al inicio de la explotación, el yacimiento tiene la energía suficiente para producir por sí solo, sin embargo, con el tiempo sufre un abatimiento de presión, es decir, una pérdida de energía. Para continuar con la explotación del yacimiento es necesario proporcionarle energía adicional, ya sea al pozo para elevar el fluido a la superficie, o bien al yacimiento por medio de la inyección de algún fluido para el mantenimiento de presión.

Cuando la energía se aplica al pozo, se tiene un sistema artificial de producción. En cambio cuando se le proporciona energía al yacimiento se llama recuperación secundaria.

Entonces las etapas de la vida de un yacimiento serían:

- Recuperación Primaria. Cuando el yacimiento cuenta con la energía suficiente para elevar los fluidos a la superficie.
- Recuperación Secundaria. Se inyecta un fluido al yacimiento para proporcionarle la energía necesaria para producir, el objetivo principal es mantenimiento de presión, en esta etapa no se alteran las propiedades del sistema roca-fluidos.
- Recuperación Terciaria o Mejorada. En esta etapa se aplica algún método para cambiar las propiedades del sistema roca-fluido, y obtener una recuperación adicional.

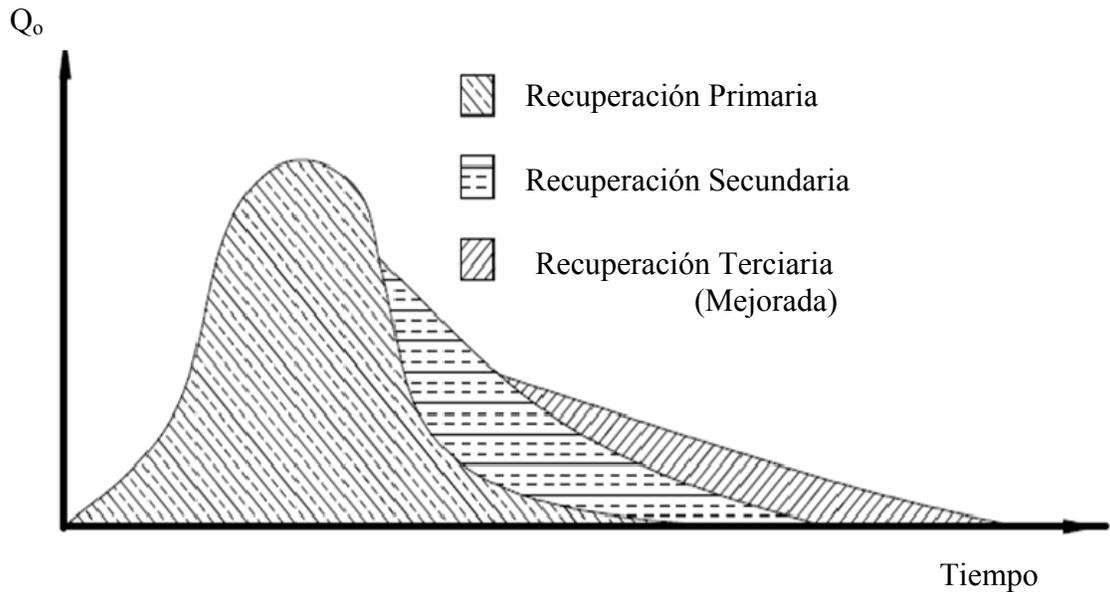


Figura 2.1 Diagrama de recuperación mejorada

La recuperación mejorada puede clasificarse en:

- Métodos térmicos
 - Inyección de agua caliente
 - Inyección de vapor
 - Combustión In-Situ
- Métodos químicos
 - Surfactantes
 - Polímeros
 - Alcalinos
- Métodos miscibles
 - Inyección de CO_2
 - Inyección de gases hidrocarburos
 - Inyección de gases producto de combustión
- Métodos con bacterias

Aunque generalmente se encuentran estas etapas en la vida productiva del yacimiento. No es necesario que se presenten en ese orden, es decir, puede haber una recuperación mejorada sin que antes se haya aplicado una recuperación secundaria. Tal es el caso de la explotación de yacimientos de aceite pesado, donde por las características del fluido no es posible explotar al yacimiento de manera convencional.

A continuación se presentará una revisión de los métodos térmicos de recuperación mejorada, ya que son los que se utilizan para la recuperación de aceites pesados, debido a que están enfocados a disminuir la viscosidad del aceite por medio de un incremento en la temperatura.

II.1 Inyección de agua caliente

Si consideramos un yacimiento homogéneo con desplazamiento unidimensional de tipo pistón, en el cual las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes son despreciables. El agua caliente inyectada se enfría con el contacto de la roca y de los fluidos del yacimiento y, bajo condiciones de flujo estable, dos principales zonas pueden distinguirse en los perfiles de temperatura y saturación⁷.

Zona 1. En la zona más cercana al pozo inyector la temperatura aumenta mientras la saturación residual del aceite disminuye, además, la expansión de los fluidos y de la roca significa que, para una saturación dada la masa de aceite atrapada es reducida por el incremento de temperatura. Si el aceite contiene algún hidrocarburo altamente volátil, ciertas fracciones pueden ser desplazadas por vaporización-condensación.

Zona 2. El aceite es desplazado por el agua a la misma temperatura del yacimiento. Consecuentemente, el desplazamiento por agua caliente sufre las mismas inestabilidades que el desplazamiento por agua fría, la saturación residual en esta zona es la misma que se obtendría con un proceso de inyección de agua fría.

En la práctica, las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes resultan en una gran pérdida de energía en la dirección del flujo pero no afectan el avance de la temperatura en esta zona.

La inyección de agua caliente es usualmente menos efectiva que la inyección de vapor debido a la baja cantidad de energía calorífica contenida en el agua comparada con la del

vapor. Además, se ha encontrado que la saturación de aceite residual que se puede obtener con una inyección de agua caliente es mucho mayor que la obtenida con la inyección de vapor, incluso a la misma temperatura.

Se piensa que el vapor es mucho más efectivo que el agua caliente para desplazar aceite debido a las siguientes causas⁸:

1. La presión diferencial extra resultado de la alta viscosidad cinemática del vapor. Un flujo másico de vapor resulta en una velocidad de flujo mucho más alta y presión diferencial.
2. Una relativamente baja tendencia para la canalización de vapor comparada con el agua.
3. Los efectos de la destilación, lo cual permite que se evaporen las fracciones volátiles del aceite en el vapor y puedan ser arrastradas por este. Existe, entonces, algunas de las características de un desplazamiento miscible en la inyección de vapor.

Existen algunas aplicaciones de la inyección de agua caliente como un tratamiento seguido a la inyección de vapor; esto es practicado en diversas áreas.

II.2 Inyección continua de vapor

La inyección de vapor es un proceso similar a la inyección de agua (“waterflooding”). Se elige un patrón de inyección adecuado y el vapor es inyectado a un número determinado de pozos mientras el aceite es producido por pozos adyacentes. Idealmente el vapor forma una zona saturada de vapor alrededor del pozo inyector. La temperatura en esta zona es casi igual a la del vapor inyectado. Sin embargo a medida de que el vapor se aleja del pozo, su temperatura disminuye y éste continúa su expansión como respuesta a la caída de presión. A cierta distancia del pozo, el vapor se condensa formando un banco de agua caliente. Se pueden identificar tres zonas de acuerdo a los perfiles de temperatura⁷.

Zona 1. La zona cercana al pozo de inyección, en esta zona la temperatura es alta y disminuye solo ligeramente de acuerdo a la temperatura de saturación del vapor a la presión correspondiente, la cual disminuye en dirección del flujo. La saturación permanece aproximadamente constante, además la saturación de aceite es baja debido a la vaporización de sus componentes más volátiles. La temperatura de la matriz es prácticamente igual a la del vapor. En esta zona existen tres fases, de las cuales sólo dos, el agua y los gases, con móviles.

Zona 2. El vapor está en contacto con la matriz fría y se condensa, así que la temperatura es un promedio entre la temperatura del vapor y la del medio poroso. Durante la condensación, el promedio de temperatura disminuye y los hidrocarburos previamente destilados se condensan de la misma manera que el vapor.

Zona 3. En esta zona el desplazamiento es por agua caliente. Sin embargo, como el volumen específico del vapor es muy distinto al del agua, la velocidad del agua es mayor que la del agua líquida si hubiera sido inyectada al mismo gasto másico.

La relativa importancia de la vaporización y condensación de los componentes más volátiles depende de la composición química del aceite. Se ha estimado que el incremento en la recuperación debido a la expansión térmica varía de 3 a 5 % de el aceite desplazado por agua caliente (los hidrocarburos más ligeros tienen mayores coeficientes de expansión) y que el incremento en la recuperación debido a la destilación de aceite puede alcanzar hasta un 20% para un crudo el cual es 50% destilado a una temperatura de 170°C. La saturación de aceite residual es ligeramente reducida por un incremento en la temperatura, entonces en caso de los aceites ligeros la destilación es el factor que más contribuye a la recuperación en un proceso de desplazamiento por fluidos calientes⁸.

Una ventaja de la inyección de vapor sobre otros métodos de recuperación mejorada es que puede aplicarse a una gran variedad de yacimientos. Sin embargo dos factores limitan su aplicación: la profundidad (menor a 5000 pies) y el espesor del yacimiento (mayor a 10 pies). El limitante de profundidad es debido a la presión crítica del vapor (3202 psia) mientras que el limitante del espesor es por las pérdidas de calor en los estratos inferior y superior.

El diseño de un proyecto de inyección de vapor requiere un claro entendimiento de las propiedades del vapor y de los mecanismos físicos envueltos en el desplazamiento de aceite tanto por el vapor como por el agua. También necesario poder estimar las pérdidas de calor para calcular apropiadamente la capacidad del equipo de generación de vapor necesaria.

II.3 Comparación entre desplazamiento por agua fría, agua caliente y vapor

Como se mostró anteriormente, la recuperación al rompimiento para inyección de agua caliente y de vapor es siempre mejor que la que se podría obtener con un proyecto de inyección de agua fría. Además, en el caso de la inyección de vapor, el aceite es producido aun después del rompimiento.

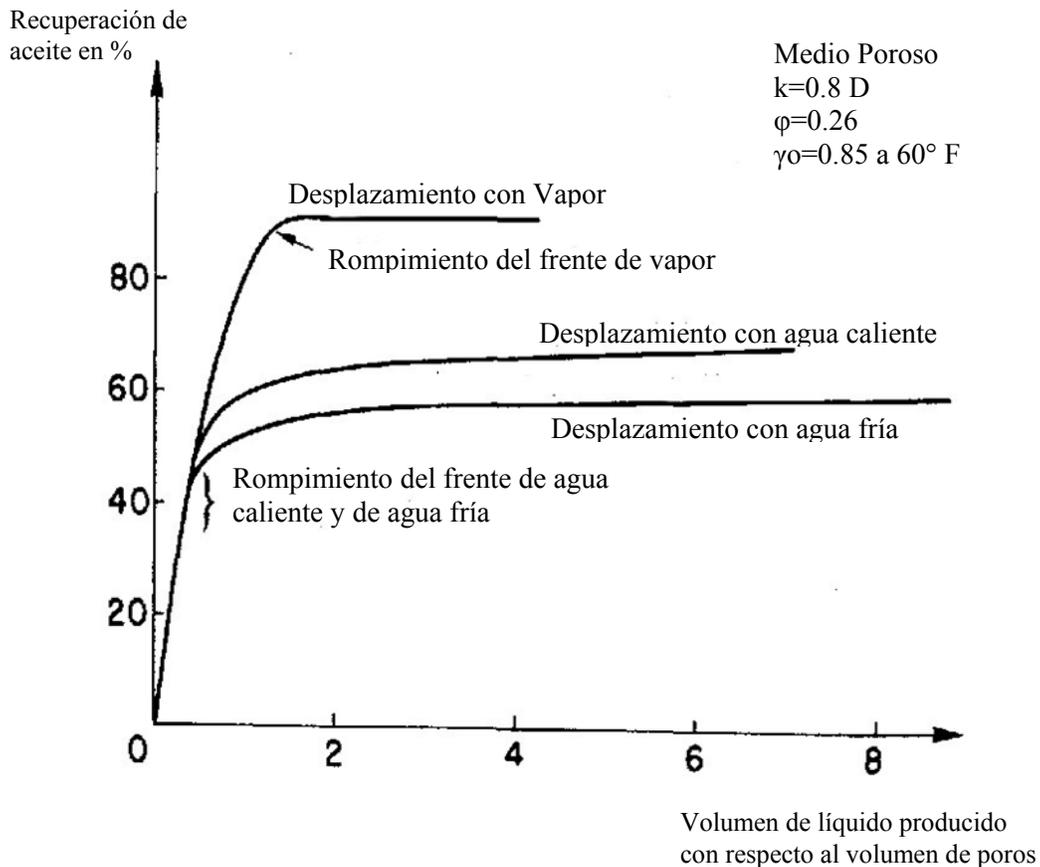


Figura 2.2 Comparación de la inyección de fluidos.

A pesar de su alto costo, el desplazamiento con vapor generalmente es más favorable que el desplazamiento por agua caliente debido a su mayor estabilidad, mayor eficiencia de barrido y la gran cantidad de energía térmica almacenada por unidad de masa del fluido inyectado⁷.

Sin embargo, el agua podría convertirse competitiva en yacimientos que contienen hidrocarburos relativamente ligeros, de viscosidades del orden de unos pocos cientos de centipoise, además si el espaciamiento entre pozos es largo o la presión es alta, entonces

una dada cantidad del calor inyectado está en contacto con grandes superficies a bajas temperaturas.

Si el yacimiento ya ha estado bajo un proyecto de inyección de agua, la inyección de agua caliente podría ser más adecuada, ya que se requiere un gran volumen de vapor para calentar y desplazar la gran cantidad de agua presente en el yacimiento.

Las pérdidas de calor son una parte muy importante en un proyecto de inyección de vapor, ya que una gran parte de la energía calorífica es utilizada para calentar la roca y sólo una pequeña parte se usa para calentar los fluidos de la formación. El problema es por lo tanto, obtener la mayor recuperación con el menor gasto de energía térmica. Varios métodos han sido propuestos y ampliados con este objetivo.

- a) Inyección Cíclica de Vapor Seguida por inyección continua de vapor
- b) Inyección de un bache de vapor seguido por un bache de agua fría
- c) Inyección de Vapor Asistida por Drene Gravitacional.

II.4 Inyección cíclica de vapor

En este método, el vapor es inyectado al yacimiento a gastos del orden de 1000 B/d durante unas semanas posteriormente se cierra el pozo con el fin de que se caliente el yacimiento, por último el pozo se abre a producir y se utiliza un sistema artificial de producción para extraer el fluido del pozo. En las condiciones adecuadas, la producción de aceite es rápida y el proceso es eficiente, al menos en los primeros ciclos.

La compañía Shell descubrió el proceso de inyección cíclica de vapor o estimulación con vapor por accidente en Venezuela, cuando se estaba produciendo aceite pesado por medio de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande cerca de la costa este del lago Maracaibo. Durante la inyección, ocurrió una fuga del vapor hacia la superficie, para reducir la presión del vapor en el yacimiento, se permitió fluir en sentido contrario a los pozos inyectoros. Grandes cantidades de aceite fueron producidas, a partir de este descubrimiento en 1959 se desarrolló la inyección cíclica de vapor (“huff and puff” en ingles)⁹.

La inyección cíclica de vapor se puede dividir en tres etapas:

- **Inyección de vapor.** En esta etapa se inyecta vapor al yacimiento a altos gastos para disminuir las pérdidas de calor, durante un periodo de 2 a 6 semanas.
- **Adsorción de calor.** Esta etapa dura de 3 a 14 días, en este periodo el pozo permanece cerrado con el propósito de maximizar la transferencia de calor al yacimiento y al mismo tiempo minimizar las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes. Esta etapa es la más compleja pues no se sabe a ciencia cierta cuanto tiempo es necesario para transferir suficiente calor al yacimiento y producir de manera óptima, sin embargo existen algunos modelos matemáticos para hacer una estimación del tiempo óptimo de cierre. Si se inicia la producción demasiado rápido, es posible que el vapor se regrese al pozo, lo cual ocasionaría un proceso ineficiente. Por otro lado, de ser muy prolongado el este periodo, el aceite podría enfriarse nuevamente y se desperdiciaría la energía calorífica.
- **Producción.** Una vez que el calor es transferido al yacimiento, se produce el aceite que fue calentado en las etapas anteriores, la etapa de producción es la más prolongada de las tres, pues puede variar de unos cuantos meses hasta un poco más de un año.

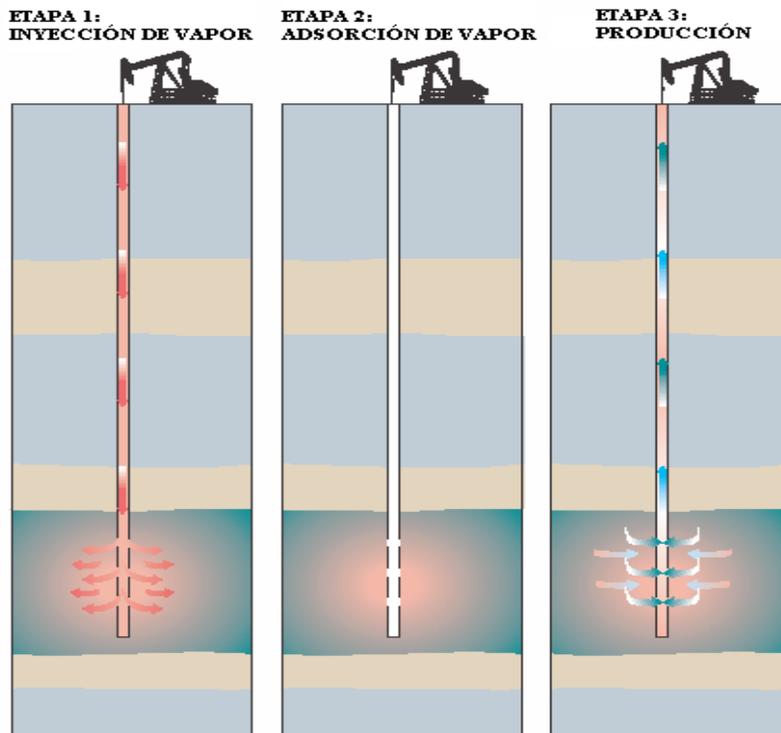


Figura 2.3 Etapas de la inyección cíclica de vapor

Debido a que este método se aplica generalmente a yacimientos que se han sometido a un proceso de recuperación primaria, el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para elevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, por lo que es común instalar algún sistema artificial de producción como el bombeo mecánico.

La principal desventaja de la inyección cíclica de vapor es que ofrece una baja recuperación, del orden de 15%, antes de que la relación aceite-vapor se vuelva demasiado baja. Por otro lado, el proceso es mucho más económico que la inyección continua de vapor por lo que usualmente se aplica la inyección cíclica antes de implementar un proceso de inyección continua⁸.

El número de ciclos a implementar depende principalmente del factor económico, es decir se detiene el proceso cuando éste deja de ser rentable.

En el primer ciclo se presentan gastos altos, de 8 a 10 veces mayor que el registrado antes de implementar el proyecto, así mismo la duración del ciclo es mayor. En los siguientes ciclos se tiene periodos de tiempo más cortos, además la producción también disminuye.

Los principales efectos que explican este fenómeno son:

- Reducción de la viscosidad de los fluidos.
- Limpieza de la cara de la formación productora, ya que partículas asfálticas y parafínicas se acumulan alrededor de la boca del pozo reduciendo la permeabilidad de la formación en la cercanía del pozo.

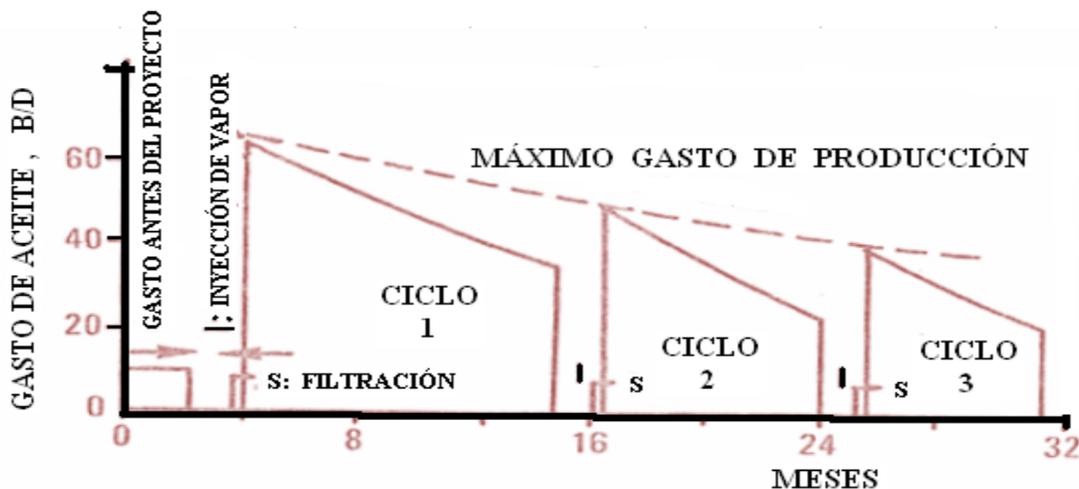


Figura 2.4 Comportamiento típico de una inyección cíclica de vapor

Los principales mecanismos de producción son la disminución de la viscosidad del aceite al incrementar la temperatura, y por lo tanto el incremento en la movilidad del aceite. Otro factor importante es la expansión térmica de los fluidos, y por consecuencia la disminución de la densidad del aceite. Además, de que al inyectar fluidos calientes se presenta la limpieza del pozo de posibles acumulaciones de parafinas y/o asfáltenos.

En el caso de los aceites pesados, se puede fracturar la formación con el mismo vapor, si la presión del vapor es suficientemente alta, entonces las fracturas permiten la inyección, y la producción de aceite muy viscoso⁸.

II.5 Inyección de vapor asistida por drene gravitacional

También conocida como SAGD por sus siglas en inglés (Steam Assisted Gravity Drainage), fue desarrollada por Roger Butler y sus colaboradores en la década de los 70's, esta técnica consiste en aprovechar el drene gravitacional del aceite sobre el vapor para producir. Está enfocada a la recuperación de aceite extra pesado y bitumen que en condiciones normales no es fluyente debido a su alta viscosidad (en ocasiones mayores a 10'000 cp)¹¹.

Para este proceso se utilizan dos pozos generalmente horizontales (aunque pueden ser verticales), uno sobre otro. En el pozo superior se inyecta vapor y en el inferior se produce el aceite que se segrega por gravedad, el aceite es extraído a la superficie por bombeo mecánico.

Al inicio del proyecto se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de crear una cámara de vapor, en la cual se calientan los fluidos del yacimiento y el aceite disminuye su viscosidad logrando así fluir hacia el pozo productor por segregación gravitacional. Posteriormente sólo se inyecta vapor por el pozo superior y se produce por el pozo inferior.

Este proceso puede alcanzar recuperaciones de hasta 55% del aceite original, dependiendo de variables como el ritmo de inyección, la calidad del vapor y por su puesto las características del yacimiento¹².

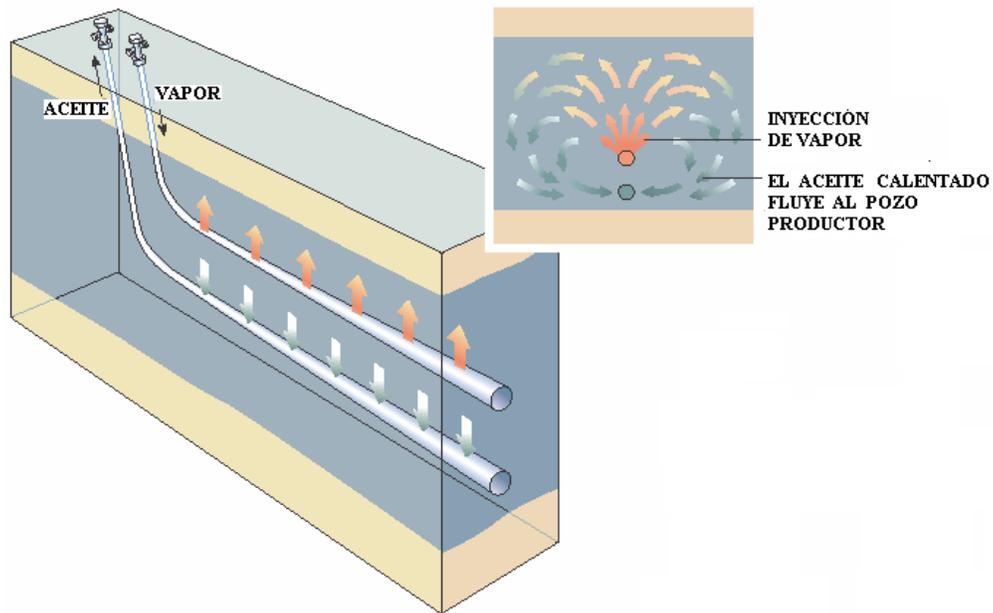


Figura 2.5 Proceso SAGD¹²

Debido a que el proceso es adecuado para yacimientos poco consolidados y que tengan buena permeabilidad vertical, la técnica SAGD ha sido muy común en países como Venezuela y Canadá los cuales tiene grandes reservas de aceite extra pesado en yacimientos someros de arenas poco consolidadas. Sin embargo, se han propuesto algunas alternativas de este método para yacimientos que no cumplen con estas características, como la técnica VAPEX en la cual se inyectan aditivos junto con el vapor.

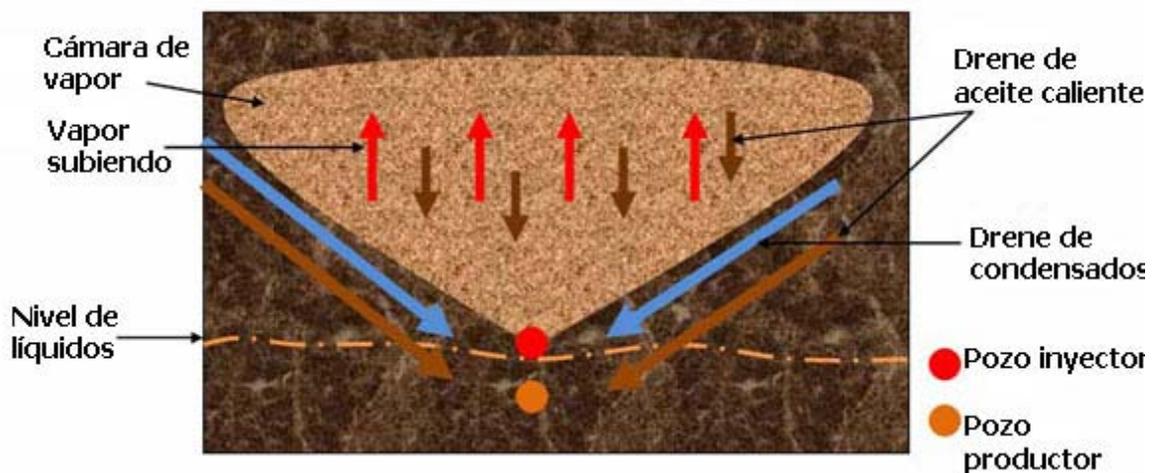


Figura 2.6 Mecanismos del SAGD¹²

Aunque es un método muy prometedor, se ha estudiado muy poco su efectividad en yacimientos naturalmente fracturados, sólo se han hecho estudios de simulación, en los que los resultados muestran que la matriz tarda más en calentarse debido a que el vapor fluye más rápidamente por las fracturas y no es fácil crear una cámara de vapor como en el caso de arenas. Sin embargo, es necesario realizar más investigaciones de su aplicabilidad a yacimientos naturalmente fracturados.

II.6 Combustión In-Situ

El objetivo de la combustión In-Situ es crear combustión en los poros del yacimiento, quemando parte del aceite en orden de mejorar el flujo en el yacimiento. La combustión es ayudada por la inyección de aire en el yacimiento en uno o más pozos. El calor generado durante la combustión es suficiente para elevar la temperatura de la roca lo necesario para hacer posible que el frente de combustión se propague después de la ignición inicial.

Si consideramos el simple caso de un pozo de inyección de aire y un pozo de producción, es fácil apreciar que la dirección de la propagación del frente de combustión depende de donde tome lugar la ignición, entonces tenemos dos tipos de combustión:

Si la zona alrededor del pozo de inyección es elevada a una temperatura suficientemente alta, la ignición toma lugar en la vecindad y el frente de combustión viaja en la dirección del pozo productor, en la dirección del flujo de fluidos. Esto es conocido como combustión directa.

Por otro lado, si la zona alrededor del pozo de producción es calentada, la ignición comienza cerca de este pozo y el frente de combustión viaja hacia el pozo inyector, en dirección contraria al flujo. Esto es conocido como combustión inversa⁷.

II.6.1 Combustión directa (seca).

En este proceso, el frente de combustión actúa como un pistón el cual empuja delante de él las fracciones ligeras de la zona quemada. 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, las cuales se muestran en la figura 2.7:

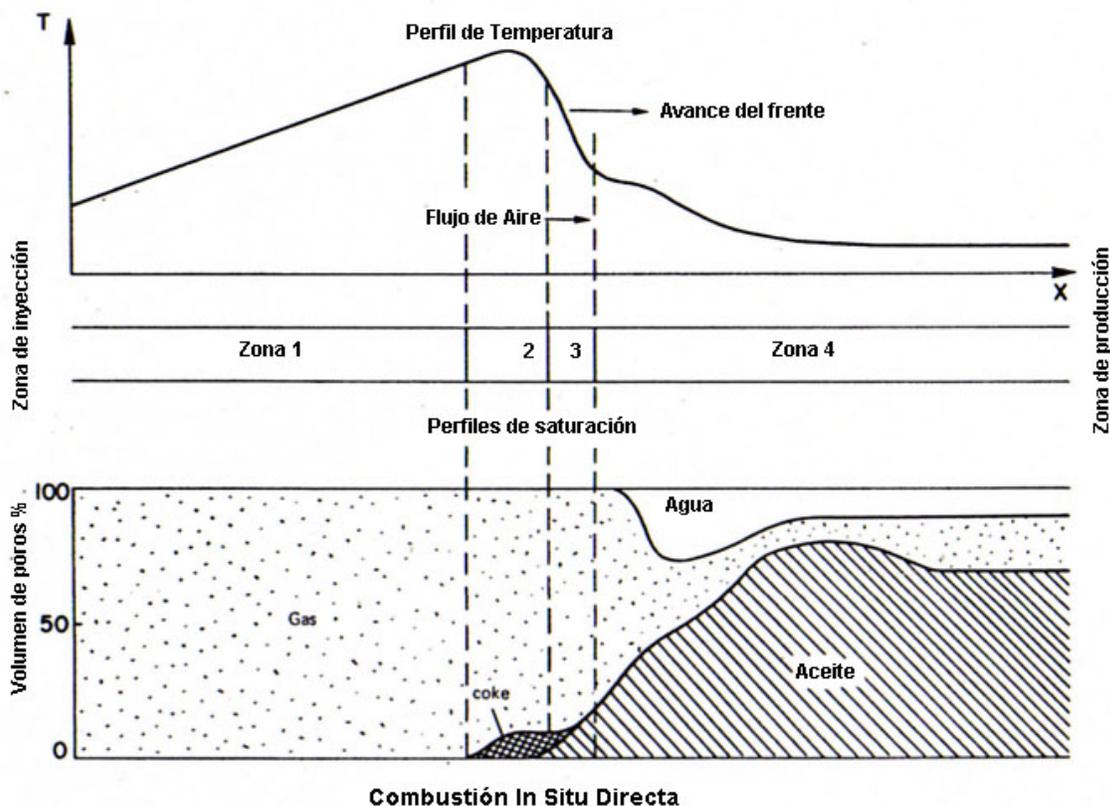


Figura 2.7 Perfil de temperaturas, combustión in situ directa.

Zona 1. La combustión ya se ha iniciado y la formación en esta zona está completamente limpia. El aire inyectado es calentado por la matriz y la parte de energía de combustión es recuperada por esta forma; la temperatura disminuye hacia el pozo productor.

Zona 2. En esta zona el oxígeno es consumido por reacciones de combustión envolviendo los hidrocarburos y mientras el coque permanece en la superficie de la roca. La temperatura alcanzada depende esencialmente en la naturaleza de los sólidos, líquidos y gases presentes por unidad de volumen de la formación.

Zona 3. La zona de formación de coque. Las fracciones pesadas del aceite que no han sido desplazadas ni vaporizadas bajo pirólisis (degradación térmica de una sustancia en ausencia de oxígeno). Estas reacciones de craqueo deben ocurrir en presencia de oxígeno, si éste último no ha sido completamente consumido en la zona de combustión.

Zona 4. Donde la temperatura ha caído suficientemente, no existen cambios químicos significantes. Esta zona es barrida por los gases de combustión y por los fluidos desplazados, y el siguiente fenómeno toma lugar:

- a) 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.
- b) En la región donde la temperatura es más baja que la temperatura de condensación del agua, existe una zona con una saturación de agua más alta que la saturación inicial (banco de agua) la cual empuja a una zona con una saturación de aceite más alta que la saturación inicial de aceite (banco de aceite). Si el aceite es altamente viscoso, esto puede resultar en la formación de canalizaciones. En cada caso, estos dos bancos son una zona de altas pérdidas de presión. Más allá del banco de aceite la formación progresivamente se aproxima a sus condiciones originales⁷.

II.6.2 Combustión directa combinada con inyección de agua ("Combustión húmeda").

Durante la combustión directa, la entalpía almacenada en la matriz es sólo usada para precalentar el aire inyectado, el resto de la energía se pierde las formaciones adyacentes.

Así surgió la idea de combinar la inyección de agua y aire después de iniciar el proceso de combustión. De esta forma la alta capacidad térmica del agua es usada para recuperar la energía remanente detrás del frente y transportarla a través del yacimiento. El proceso puede ser dividido en cinco zonas las cuales se muestran en la figura 2.8.

Zona 1. Esta zona ya ha sido barrida por el frente de combustión y contiene pocos hidrocarburos. Sin embargo, como la temperatura es más baja que el punto de burbuja del agua, los poros contienen agua líquida, el espacio restante es ocupado por el aire inyectado.

Zona 2. El agua está en la fase de vapor en esta zona, y los poros están saturados con una mezcla del aire inyectado y el vapor. El frente de agua de inyección es la frontera entre la zona 1 y la zona 2.

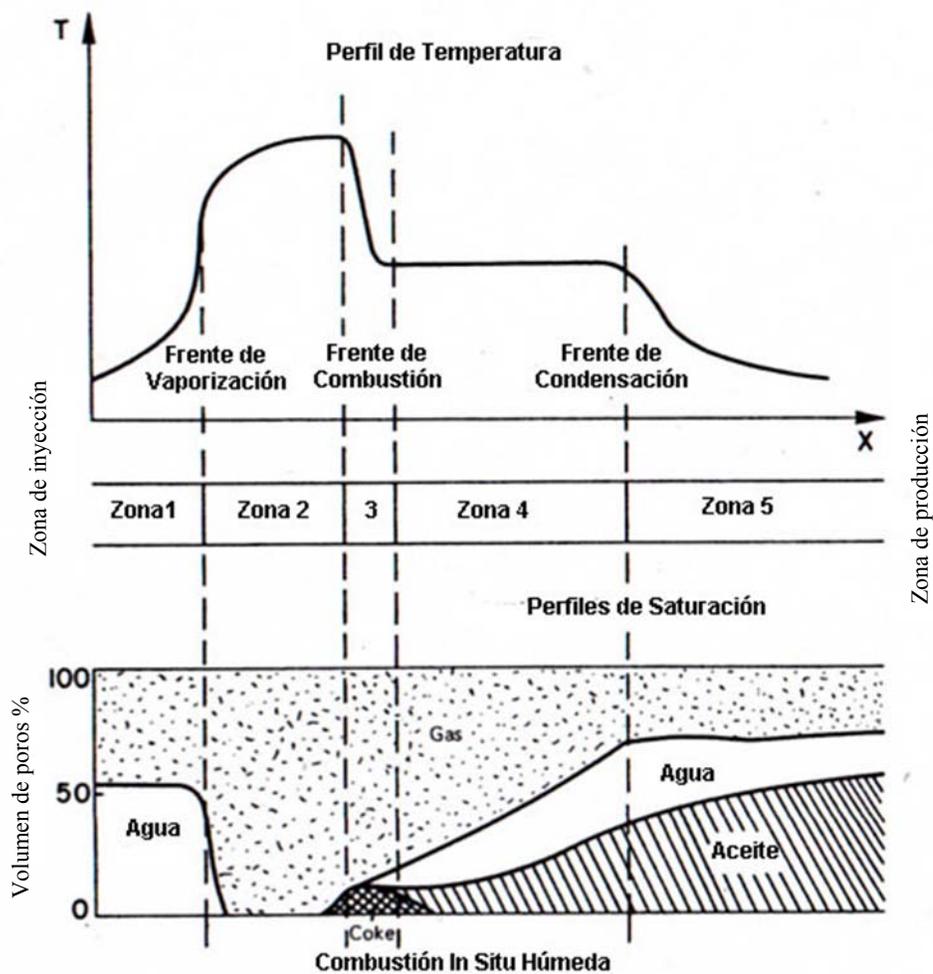


Figura 2.8 Perfil de temperaturas, combustión in-situ húmeda.

Zona 3. La zona de combustión. El oxígeno es consumido en la combustión de los hidrocarburos y se deposita el coke detrás del frente de combustión.

Zona 4. La zona de vaporización condensación. La temperatura en esta zona está cercana a la temperatura de vaporización del agua. La condensación progresiva del vapor y la evaporación del agua toma lugar en esta zona. Además, muchas fracciones ligeras e intermedias del aceite son vaporizadas y llevadas hacia el pozo productor. Si la temperatura es lo suficientemente alta ciertas reacciones químicas pueden ocurrir en esta zona.

Zona 5. Justo delante de la zona de vaporización-condensación existe una zona de alta presión, debido al banco de agua de la formación procedente del banco de aceite. En la zona lejana al frente de combustión la formación gradualmente se aproxima a sus condiciones iniciales⁷.

II.6.3 Combustión inversa

Después de la ignición, el frente de combustión se mueve del pozo productor hacia el pozo inyector. Cuatro zonas pueden definirse, en la figura 2.9 pueden observarse:

Zona 1. La formación en sus condiciones originales. Sin embargo, esta zona comienza a ser barrida por aire, y si la temperatura de la formación y la oxidación del aceite son altas ciertas reacciones de oxidaciones pueden ocurrir.

Zona 2. La temperatura incrementa por conducción desde la zona caliente. El comienzo de la oxidación también contribuye al incremento de temperatura. El siguiente fenómeno ocurre: vaporización del agua de formación, destilación de las fracciones ligeras del aceite y craqueo de ciertos hidrocarburos en presencia de oxígeno. Las fracciones de líquido y vapor son desplazadas hacia el pozo productor, mientras ciertos componentes forman depósitos de coke.

Zona 3. La zona de combustión. La temperatura alcanza su máximo valor. Las reacciones de oxidación y de combustión con la participación de la mayoría las moléculas reactivas de los hidrocarburos consumen todo el oxígeno no usado por la reacciones en la zona precedente.

Zona 4. El coke que no ha sido quemado permanece depositado en la matriz mientras 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. En realidad, la temperatura disminuye con la distancia desde el frente de combustión. Así la condensación de las fracciones destiladas del aceite ocurren, y posiblemente también el vapor

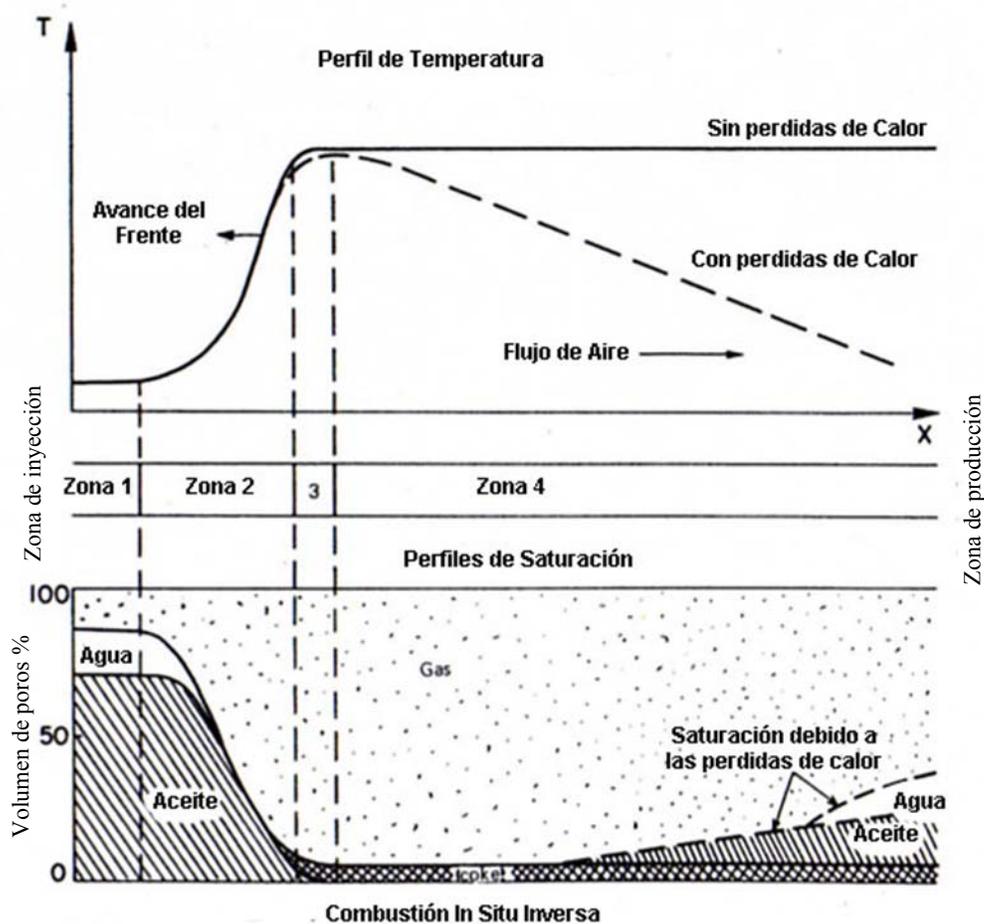


Figura 2.9 Perfil de temperaturas combustión in-situ inversa.

En conclusión los métodos térmicos cuentan con un gran número de fenómenos complejos algunos de los cuales no son completamente entendidos. En la práctica los métodos térmicos son muy eficientes, pero requieren fuertes investigaciones y procedimientos operacionales más cuidadosos que los métodos estándar de recuperación. Por esta razón, los métodos térmicos comúnmente tienen un área de aplicación bastante limitada. Sin embargo, si el precio del aceite incrementa estos métodos serán rentables para un gran número de campos en todo el mundo. Los métodos operacionales deben ser desarrollados en el futuro para mejorar la eficiencia de la recuperación térmica (por ejemplo combinando varios métodos de recuperación).

Los métodos térmicos son una parte muy importante en la explotación de yacimientos de aceite pesado y bitumen. Hasta ahora estos tipos de yacimientos han sido duramente explotados, y el potencial de reservas involucradas es enorme.

III. IMPORTANCIA DE LA GEOLOGÍA EN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

La geología es importante tanto en los métodos convencionales como en los métodos de recuperación secundaria y mejorada, sin embargo, en métodos de recuperación de aceites pesados es aún más importante debido a que los fluidos inyectados (vapor, aire, oxígeno, agua caliente, CO₂) son costosos y por lo tanto es muy importante que fluyan en la dirección deseada.

Las variaciones de permeabilidad podrían resultar en una distribución inapropiada de los fluidos inyectados, debido a canalizaciones y por lo tanto se obtendrían bajas recuperaciones. Además si la permeabilidad disminuye con la profundidad del yacimiento, la situación se complica aun más, en el caso de inyección continua, debido a que la segregación gravitacional será más pronunciada, entonces el vapor, siendo un fluido con menor densidad tenderá a fluir por la parte superior del yacimiento, y ocasionará un rompimiento (irrupción) temprano¹⁴.

Por lo tanto es de vital importancia conocer y entender la geología de un campo al que se le va aplicar inyección de vapor, ya que de esto depende el éxito del proyecto entero. Un estudio preliminar de la geología revelará si se conocen los siguientes criterios para una inyección de vapor exitosa.

1. Buena calidad de yacimiento, con porosidad y permeabilidad favorables.
2. Continuidad lateral del yacimiento sobre una área lo suficientemente larga
3. Una capa adecuada de roca impermeable para mantener confinado el vapor verticalmente.
4. Adecuada saturación de aceite
5. Un espesor del yacimiento adecuado.

Un aspecto muy importante y poco estudiado de la recuperación de aceites pesados por métodos térmicos, es la interacción de los minerales de las rocas con los fluidos inyectados. Esto lleva a la formación de nuevos minerales, creación de canales de disolución, hinchamiento de ciertas formaciones o incluso compactación de otras. Como resultado, podría existir una irreparable pérdida de productividad o inyectividad.

III.1 Condiciones geológicas que determinan el éxito del proyecto¹⁴

En general, todos los elementos y características de la geología pueden dividirse en dos categorías: Estructurales y estratigráficos.

III.1.1 Estructurales

La rama de la geología conocida como geología estructural incluye el estudio de una amplia variedad de procesos que actúan sobre las rocas desde que comienzan a formarse y hasta después de que se han formado. El desarrollo de un proyecto de inyección de vapor está fuertemente influenciado por características estructurales secundarias como pliegues o fracturas. Estas características fueron creadas después de la formación de la roca, por procesos tectónicos como levantamientos, esfuerzos extensionales, compresionales, o de cizalla.

III.1.1.1. Pliegues

Los más simples de todos los pliegues son aquellos en los que la roca se inclina en la misma dirección. Estos son conocidos como homoclinales o monoclinales. Un tipo de pliegue más complejo incluye aquellos en los que la roca se arquea alrededor de un eje central, causando que el manto se incline hacia adentro o hacia fuera. Estos tipos de pliegues son conocidos como anticlinales o sinclinales. Debido a que las rocas sedimentarias se hacen más jóvenes del fondo a la superficie, los anticlinales tienen rocas más viejas en su núcleo. El conocimiento del tipo de pliegue que está presente en el yacimiento al que se le va a aplicar la inyección es importante debido a que los pliegues ayudan a controlar los movimientos de los fluidos y la acumulación de hidrocarburos.

El movimiento de fluidos en el yacimiento es un tema muy complejo. Sin embargo, ciertos movimientos pueden predecirse. La dirección y magnitud de la inclinación del yacimiento afectan fuertemente estos movimientos. En inclinaciones moderadas, el vapor puede migrar hacia arriba, o puede seguir caminos influenciados por tener mayor permeabilidad que la originada por las condiciones de sedimentación. En yacimientos con inclinaciones más severas, el vapor presentará una fuerte tendencia a viajar hacia arriba, calentando y desplazando al aceite hacia el fondo del yacimiento debido a segregación gravitacional.

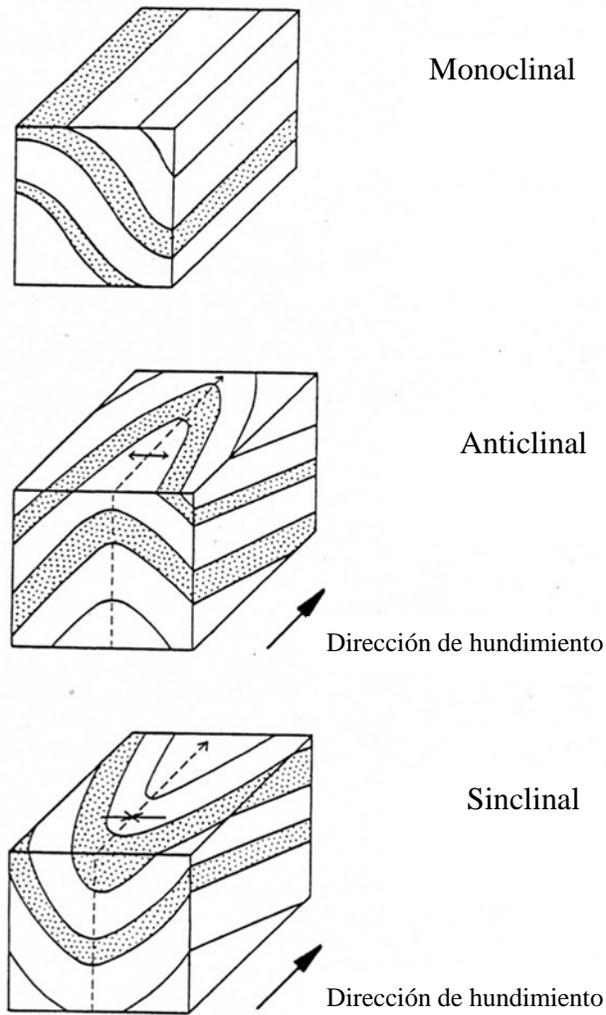


Figura 3.1 Diagrama Estructuras, Pliegues.

Además de la influencia de movimiento de los fluidos, las características estructurales controlan la posición de las acumulaciones del aceite y gas. En general, el aceite migra hacia la parte superior del anticlinal, el casquete de gas puede o no estar presente en la cima de la estructura. El contacto de agua aceite o la zona de transición está influenciada por el acuífero y ciertas propiedades del yacimiento como la presión capilar. En ocasiones, las acumulaciones de aceite pueden encontrarse en sinclinales.

Sin embargo, de conocerse bien la estructura del yacimiento se puede diseñar el proyecto de manera que se obtenga ventaja del hundimiento de la formación, por ejemplo, se pueden localizar los pozos la parte baja de la zona de aceite, logrando así, que el drene gravitacional influya en la recuperación.

III.1.1.2 Fracturas

Cuando un esfuerzo tectónico causa fracturas en las cuales una unidad de la roca es desplazada, se forman las fallas. La falla plana puede servir como un conducto a través del cual los fluidos pueden migrar, o está puede formar una barrera para el movimiento de los fluidos, especialmente si el manto permeable queda en contacto con un manto impermeable.

El desarrollo de un proyecto de inyección de vapor será afectado por los elementos estructurales. El ingeniero de yacimientos y el geólogo trabajando juntos pueden asegurar que el efecto sea benéfico para el proyecto. Los pozos inyectoros y los productores pueden ser colocados de tal forma que se aproveche preferencias naturales de movimiento de fluidos.

III.1.2 Estratigrafía

Definida en forma simple, la estratigrafía es el estudio de los estratos (mantos) de rocas. Está enfocada principalmente al estudio del orden en el cual las rocas sedimentarias fueron depositadas en un área en específico y la correlación de esos depósitos en otras áreas. Estudiando los recortes de perforación en un campo, los geólogos interpretan y documentan la columna geológica.

III.1.2.1 Sedimentación

Las rocas sedimentarias son formadas en dos maneras distintas: como acumulación de fragmentos de rocas transportados desde su origen hasta otra locación donde se depositan, o como acumulación de material secretado por organismos o precipitados de solución. En general, el principal ambiente en el cual las rocas sedimentarias se forman son continental, costero, submarino somero, y submarino profundo. Con estos ambientes, las condiciones bajo

las cuales los sedimentos son depositados ejercen una fuerte influencia sobre las características de estos sedimentos. El tamaño y la forma de un cuerpo de arena está controlada por el material clástico disponible, la topografía del terreno sobre el cual se acumulo, el medio de transporte de los sedimentos, y una gran variedad de procesos que actúan sobre ellos. El principal medio de transporte es el agua; pero la gravedad, el hielo, y el viento juegan también un rol importante.

La velocidad del medio es crucial para determinar el tamaño de las partículas que será transportado. En general, una alta velocidad de transporte, puede llevar partículas de gran tamaño.

III.1.2.2 Mineralogía

La descomposición de las rocas del yacimiento es un factor importante en el análisis estratigráfico. Debido a que ellas están compuestas de fragmentos de rocas preexistentes, las rocas sedimentarias exhiben una gran variedad de compuestos químicos. Algunas presentan muy pocos minerales en su composición, por ejemplo las arenas tienen casi un 99% de cuarzo.

Muchas rocas están compuestas de dos minerales diferentes: aquellos que fueron transportados y depositados, y aquellos que se forman después del depósito. Debido a que los fragmentos de las rocas no están en equilibrio químico entre sí mismos ni entre los fluidos que contienen, las reacciones químicas pueden ocurrir para alterar las condiciones originales de los granos y los poros. Estos procesos químicos, conocidos como diagénesis, pueden tener un gran efecto en la porosidad y permeabilidad.

Existen yacimientos en los cuales los minerales pueden formar sellos al estar expuestos a altas temperaturas, además si el agua de alimentación contiene sales estas pueden precipitarse y causar daño en la formación.

Es muy importante tener un análisis adecuado de los compuestos minerales en la formación y usar esta información para evaluar a los yacimientos candidatos a una inyección de vapor.

III.1.2.2 Heterogeneidades en el yacimiento

Las heterogeneidades en el yacimiento es un tema difícil de generalizar, sin embargo es muy importante ya que afectan gravemente al proyecto de inyección de vapor, y de no ser caracterizadas eficazmente pueden llevar al proyecto a obtener bajas recuperaciones de aceite.

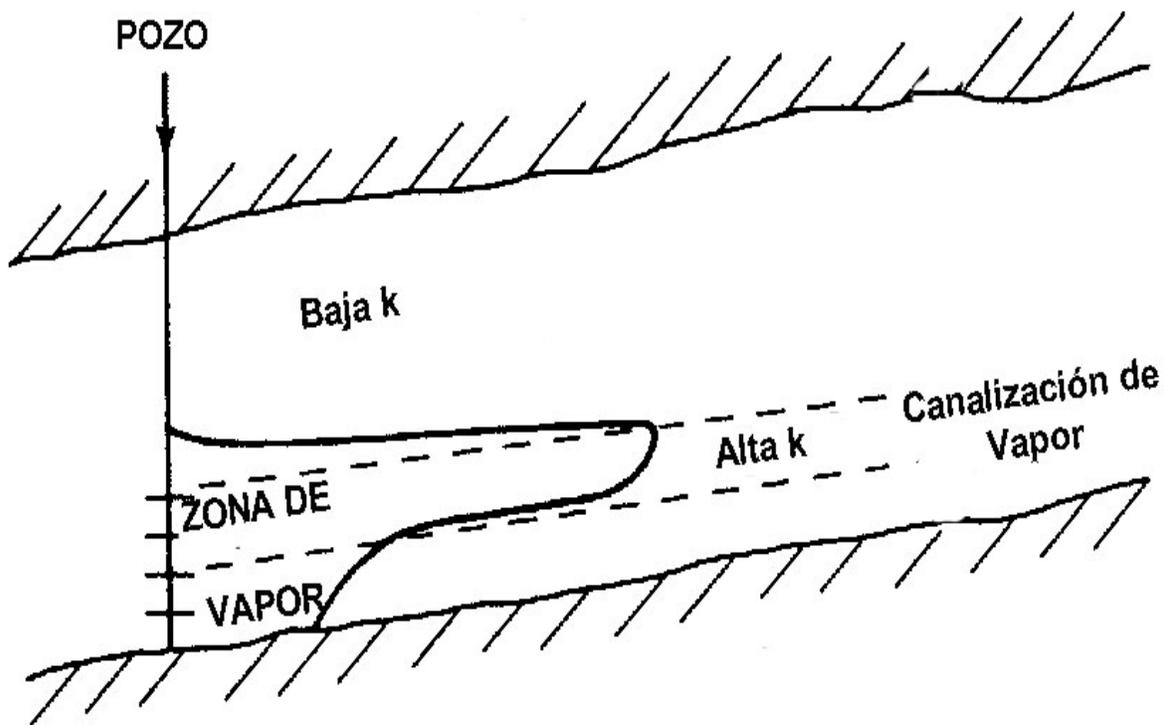


Figura 3.2 Canalización de vapor en una zona de alta permeabilidad.

La figura 3.2 muestra la importancia de la heterogeneidad en el yacimiento, en ella se muestra una sección con una permeabilidad más alta, la cual funciona como un canal por el cual fluye más fácilmente el vapor, reduciendo la efectividad del método.

III.2 Aplicación a yacimientos naturalmente fracturados

III.2.1 Procesos térmicos en yacimientos carbonatados

El foco actual de todas las compañías petroleras es el aceite pesado en arenas con muy buena porosidad y permeabilidad, las cuales presentan una gran oportunidad. Sin embargo, el aceite pesado atrapado en carbonatos (más de 1.6 billones bbls), potencialmente es un gran recurso para el futuro, que necesita aplicación de nuevas tecnologías para ser explotado económicamente.

La aplicación de los procesos térmicos a carbonatos presenta un reto diferente. En general, la recuperación térmica en carbonatos requiere un gran consumo de energía y, por lo tanto presenta un gran reto en cuanto al factor económico. Debido a la mojabilidad adversa (generalmente mixta o mojado por aceite) y a la baja permeabilidad de la matriz, la recuperación esperada es mucho menor comparada con la obtenida de arenas.

Con el incremento del acceso al yacimiento por medio de pozos horizontales existe la posibilidad de que estas reservas sean explotadas económicamente¹⁵. En Cuba, el aceite pesado ha sido extraído de estructuras carbonatas, de los campos Varadero, Boca de Jaruco y Pina. La estrategia para la extracción de los hidrocarburos de este campo, es la perforación de pozos horizontales, en dirección perpendicular a las fracturas y terminando los pozos en agujero abierto.

La inyección de vapor en los yacimientos naturalmente fracturados de aceite pesado presenta un problema extremadamente difícil, sin embargo, también es un método eficiente y efectivo para mejorar la recuperación de aceite. Entender el flujo en un sistema con estas características, así como la transferencia matriz fractura, y además los cambios en las propiedades de los fluidos debido al incremento en la temperatura resulta un problema bastante complicado. El modelar y diseñar una óptima operación de inyección de vapor en un sistema como éste requiere de una adecuada caracterización y representación del yacimiento, así como de los parámetros de la inyección de vapor.

III.2.2 Mecanismos de producción durante la inyección de vapor en YNF's¹⁶

Antes de los 80's se creía que la inyección de vapor de un yacimiento naturalmente fracturado podía desviar el aceite a través de las fracturas. Consecuentemente, el aceite podría no ser recuperado. Sin embargo, el resultado de las corridas de simulación y las pruebas de campo, publicadas en la literatura desde comienzos de los 80's, han mostrado el potencial económico de usar la inyección de vapor para recuperar aceites pesados de yacimientos naturalmente fracturados. Para una mejor comprensión de los fenómenos físicos involucrados en el método, es extremadamente importante estudiar los principales mecanismos de recuperación como: reducción de viscosidad, expansión térmica, destilación, imbibición capilar, gas en solución, generación de CO₂, y drene gravitacional.

La búsqueda de mecanismos en yacimientos naturalmente fracturados de aceite pesado, durante la inyección continua de vapor es relativamente reciente, a pesar de que los principios básicos del proceso han sido estudiados desde 1961. Wilman¹⁷ y colaboradores demostraron la existencia de los mecanismos de la reducción de la viscosidad, expansión térmica, y destilación. En 1962, Mattax y Kyte¹⁸ desarrollaron estudios de imbibición capilar en pequeños núcleos de yacimientos mojados por agua y mostraron que el agua dentro de la fractura puede ser absorbida espontáneamente por la matriz, a través de los pequeños poros. En 1969, realizando estudios para un campo al cual se le aplicaría inyección continua de vapor, DeHann y Van Lookeren¹⁹ reportaron la acción del mecanismo de gas en solución, el cual ocurre debido a la liberación del gas disuelto en el aceite gracias al incremento de la temperatura. En 1970, Kyte²⁰ reportó, después de un estudio de simulación numérica, que el drene gravitacional es un mecanismo tan importante como el de imbibición capilar. En 1982, Sahuquet y Ferrier²¹ observaron la generación de CO₂ durante las pruebas de campo de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado.

Después de los 80's diversos artículos fueron publicados a cerca de estos mecanismos, como resultado de proyectos de campo, de estudios de laboratorio y de modelados numéricos. En 1986, Dreher²² estudió la inyección de agua caliente y de vapor en rocas carbonatas saturadas con aceite. Los mecanismos presentes fueron generación de CO₂, expansión del aceite y reducción de viscosidad.

Reis²³ realizó una excelente revisión y realizó pruebas de laboratorio sobre el proceso de recuperación en rocas fracturadas. La expansión térmica y la generación de CO₂ fueron los mecanismos clave en el proceso de producción. De acuerdo con el autor, la destilación de los componentes ligeros de la fase de aceite, la cual ocurre durante el proceso de inyección continua de vapor en yacimientos no fracturados, no tiene un rol significativo durante la

inyección de vapor en yacimientos fracturados. Jensen y Sharma²⁴ realizaron desplazamientos experimentales de inyección de vapor y de agua caliente en arenas y en carbonatos fracturados. Ellos reportaron que la expansión térmica y la reducción de la viscosidad fueron los principales mecanismos de recuperación en los carbonatos fracturados. En 1992, Briggs²⁵ presentó estudios experimentales de inyección de vapor de un núcleo de dolomía saturada con aceite y agua. Él concluyó que el principal mecanismo de recuperación es la imbibición capilar y la liberación de gas en solución. Haghghi y Yortsos²⁶ desarrollaron estudios experimentales, usando una técnica de visualización de un micro-modelo, de inyección de vapor y de agua caliente para diferentes tipos de aceite. Los autores observaron que existen tres mecanismos responsables de la expulsión del aceite de la matriz: gas en solución, imbibición capilar y desplazamiento del aceite por el vapor, cuando éste último se inyecta a la suficiente presión en la fractura.

Diversos estudios teóricos han sido realizados para investigar la importancia relativa de los diferentes mecanismos. En 1992, van Wunnik y Wit²⁷ desarrollaron un modelo analítico detallado para estudiar el efecto del drene gravitacional durante la inyección continua de vapor en un yacimiento que contiene aceite pesado. Pooladi-Darvish²⁸ desarrollaron una solución analítica para el flujo del calor y el drene gravitacional en el bloque de matriz rodeado por una fractura saturada con vapor. En 1987, Chen²⁹ desarrolló un simulador de doble porosidad para simular los efectos térmicos en un yacimiento fracturado. El bloque de matriz fue redefinido para tener en cuenta los efectos de la gravedad, la imbibición capilar, y la transferencia de masa y de energía entre la fractura y la matriz.

Los mecanismos de recuperación potenciales fueron discutidos por Briggs²⁵, quien dice que los bloques de matriz pueden ser calentados efectivamente por conducción cuando el vapor o agua caliente rodea la matriz. Esto permite la expansión térmica del aceite y el agua dentro de la matriz hacia las fracturas o vóculos y coexiste imbibición del agua de las fracturas y aceite hacia las fracturas de la matriz.

El rol de los mecanismos de recuperación en YNF's ha sido estudiado teóricamente; sin embargo, debe compararse con resultados de campo.

III.2.3 Resultados de la aplicación de inyección de vapor en yacimientos carbonatados

En general, la inyección de vapor no es un método común en yacimientos carbonatados, a pesar de que es el método de recuperación térmica más usado en todo el mundo. Aunque se realizó una prueba de inyección de vapor en un campo de los Estados Unidos, el Brea en 1960, pocos proyectos de inyección de vapor a yacimientos con aceite pesado y medio han sido desarrollados o publicados en la literatura. Considerando la inyección continua de vapor en

yacimientos carbonatados, sólo dos proyectos han sido identificados, en el campo Garland y en el Yates. El campo Garland (cuenca Big Horn, Wyoming) el empuje por vapor fue desarrollado en la formación Madison (caliza), mientras que en el Yates (Grayburg/San Andres) el proyecto de inyección de vapor ha sido uno de los diversos proyectos de recuperación mejorada probados en este campo gigante de Texas³⁰.

El campo Qam Alam en Omán es un yacimiento de calizas fracturadas, contiene aproximadamente 33.8×10^6 barriles (213 millones de m^3) de aceite pesado con una densidad de 16 °API. La viscosidad del aceite es de 200 cp a condiciones de yacimiento. El yacimiento es somero a 215 m con una porosidad de 30% sin embargo, tiene una permeabilidad de entre 5 y 15 mD. La roca es mojada por aceite. El mecanismo de producción es segregación gravitacional. Se probó la inyección de agua caliente para cambiar la mojabilidad, pero los experimentos indicaron que la mojabilidad de la roca cambiaría a una temperatura entre 150 y 200°C.

Para aumentar la producción de este campo se eligió el método de inyección de vapor, inyectándose éste en el casquete de gas con el propósito de reducir la viscosidad, cambiar la mojabilidad y aprovechar el drene gravitacional. Con este proyecto se espera que se recupere hasta un 27%³¹.

La geología de campo para un proyecto de inyección de vapor influencia fuertemente el desarrollo de dicho proyecto. Una mejor comprensión de la geología mejora la precisión de los estudios de ingeniería. En orden de realizar un adecuado planeamiento y una administración eficiente de las operaciones de campo, los ingenieros de yacimientos y los geólogos deben trabajar juntos para formar un modelo del yacimiento lo más realista posible. Este modelo debe tener en cuenta todas las características geológicas que afectan las operaciones y desarrollo, y debe estar continuamente actualizado.

IV. EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

Uno de los principales objetivos de los métodos de recuperación mejorada es alterar las propiedades del sistema roca-fluidos de manera que los cambios sean favorables a la recuperación de los hidrocarburos. Los métodos térmicos están enfocados a modificar ciertas propiedades por medio de un aumento en la temperatura del yacimiento. En esta sección se hará una revisión del efecto de las principales propiedades de la roca y de los fluidos al estar sujetos a un incremento en la temperatura, con el objetivo de entender la transferencia de calor en el yacimiento y algunos de los mecanismos de recuperación presentes en la inyección cíclica de vapor que se discutirán en el capítulo VI.

IV.1 Expansión térmica

Es bien sabido que la mayoría de los materiales al calentarse se expanden o se dilatan, esto se aplica en muchos campos de la ingeniería, como en los puentes o en los mismos termómetros. Así que es de esperarse que al calentar el yacimiento, la roca y los fluidos contenidos en ella aumenten su volumen. El coeficiente de expansión térmica es la cantidad de volumen que aumenta un material con respecto a su volumen inicial al ser calentado una unidad de temperatura, a presión constante. Los coeficientes típicos encontrados en las operaciones térmicas son $5 \times 10^{-4}/^{\circ}\text{F}$ para el agua y el aceite³², mientras que el coeficiente de expansión térmica para el cuarzo es $2.5 \times 10^{-3}/^{\circ}\text{F}$, para la calcita es de $7 \times 10^{-4}/^{\circ}\text{F}$. El coeficiente de expansión para el volumen poroso depende en parte de la presión, pero se ha estimado que es de $-4 \times 10^{-5}/^{\circ}\text{F}$, es decir, el espacio poroso se reduce con un incremento en la temperatura debido a que los granos de la roca aumentan su tamaño.

V.2 Viscosidad

Como se mencionó en el capítulo anterior, la viscosidad es una propiedad que depende fuertemente de la temperatura. La inyección de vapor al aumentar la temperatura, afecta a la viscosidad del agua, del aceite y del gas. Las primeras dos disminuyen, mientras que la del gas aumenta.

La viscosidad de los gases puede ser aproximada con la siguiente ecuación³³:

$$\mu_g = AT^n \quad (4.1)$$

El exponente n esta entre 0.7 y 1.0 para la mayoría de los gases. Cuando se usan unidades de centipoise (cp) y grados Fahrenheit (°F), el coeficiente A varía entre 10^{-5} y 10^{-4} dependiendo del gas.

Para gases comunes, como el gas natural y el vapor, existe una correlación lineal³⁴ para expresar la viscosidad en función de la temperatura en °F.

$$\text{Vapor: } \mu = 0.0088 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$$

$$\text{Nitrógeno: } \mu = 0.0170 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$$

$$\text{CO}_2: \mu = 0.0145 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$$

$$\text{Metano: } \mu = 0.0136 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$$

La viscosidad del agua se puede estimar con la siguiente correlación:

$$\mu_w = \frac{2.185}{0.04012T + 0.000051547T^2 - 1} \quad (4.2)$$

Donde T = Temperatura, °F.

La viscosidad del aceite en función de la temperatura se puede encontrar en gráficas como la que se muestra en la figura 4.1, en ella observa que el cambio en la viscosidad es mucho más notable para aceites pesados que para aceites ligeros. La viscosidad de un aceite de 12°API disminuye unas 350 veces con un incremento en la temperatura de 100 a 400°F, mientras que para el mismo incremento de temperatura, la viscosidad de un aceite ligero de 30° API disminuye 12 veces su valor, y la viscosidad del agua disminuye tan sólo 4 veces.

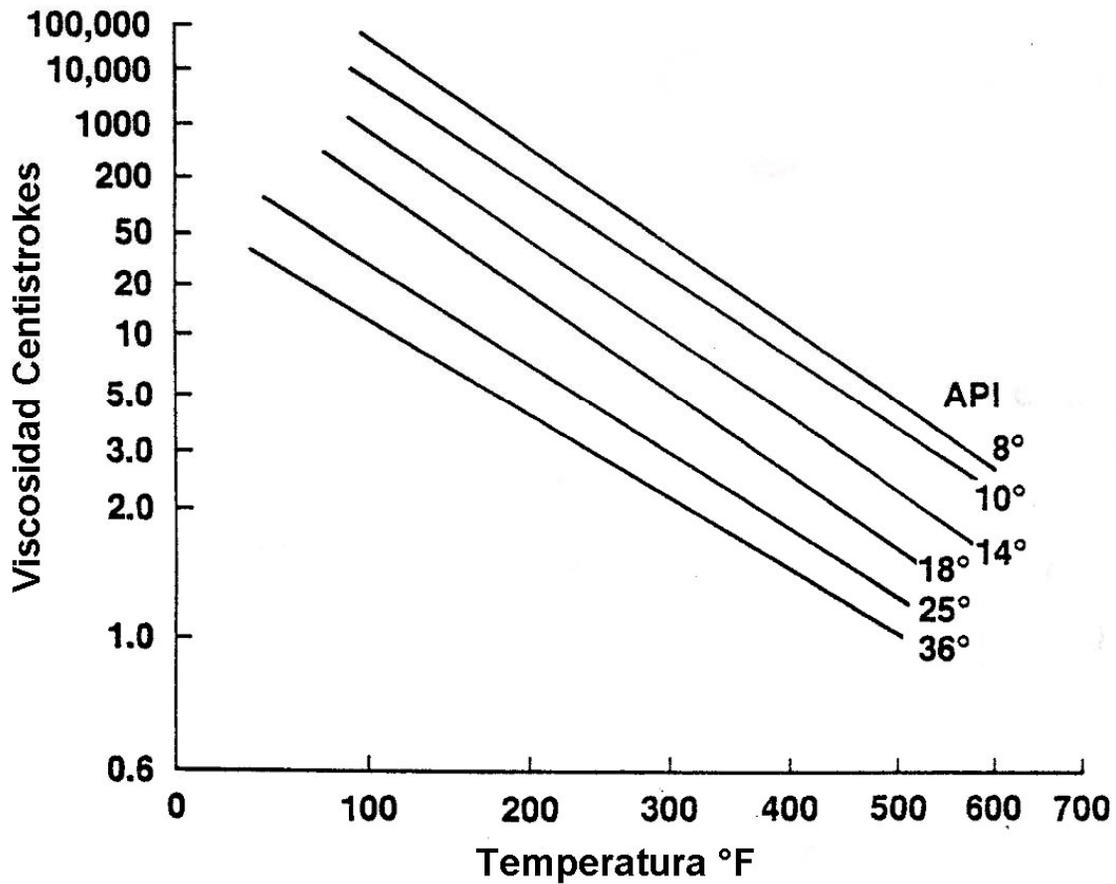


Figura 4.1 Viscosidad en función de la temperatura para varios tipos de aceites

En la figura 4.2 se compara la reducción de la viscosidad del agua y de varios aceites en función de la temperatura. Esta diferencia en las viscosidades presenta una gran ventaja en la movilidad del aceite, y por lo tanto ofrece una mayor recuperación del mismo. Este es uno de los efectos buscados en los métodos térmicos de recuperación mejorada.

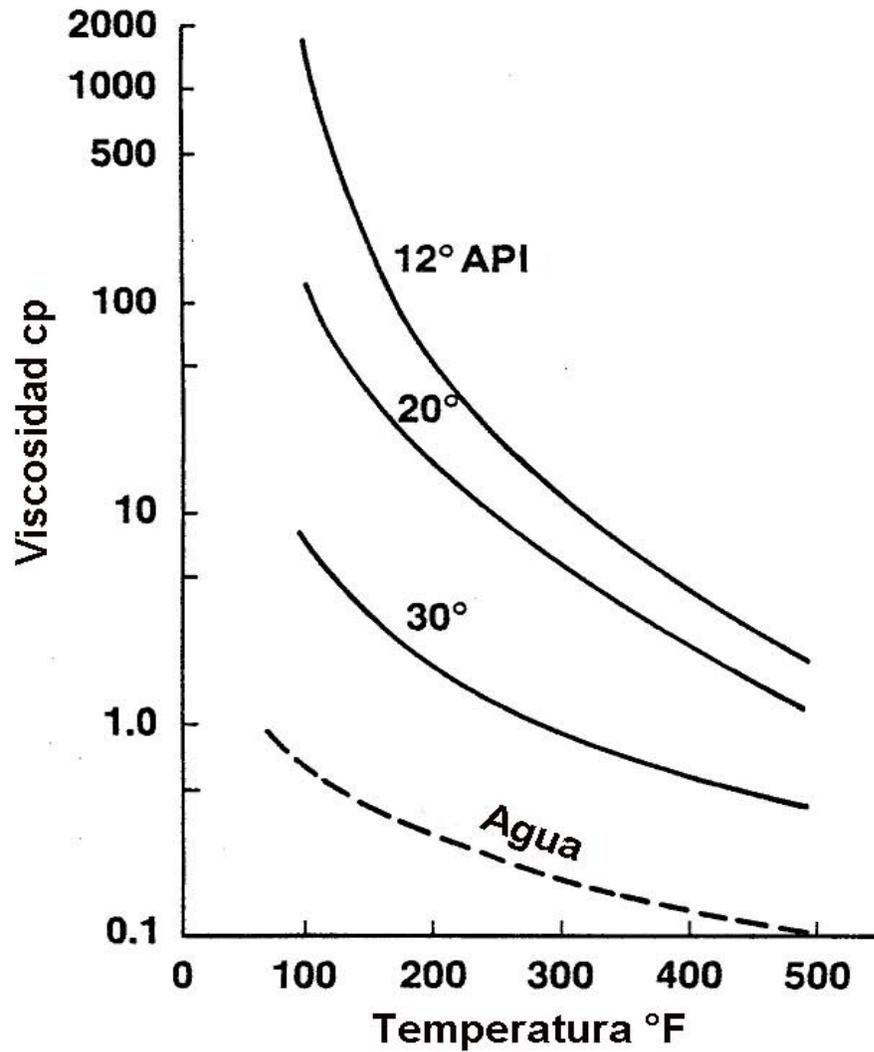


Figura 4.2 Comparación de la viscosidad del aceite contra la viscosidad del agua en función de la temperatura.

IV.3 Densidad

La densidad de los fluidos y de la roca está relacionada con la expansión térmica mencionada anteriormente. Por lo que es afectada por la temperatura, la densidad del agua en función de la temperatura puede ser encontrada en tablas o puede ser determinada usando la ecuación siguiente:

$$\rho_w = \frac{1}{0.01602 + 0.000023G} \quad (4.3)$$

Donde: ρ_w = densidad del agua, lb/pie³
 $G = -6.6 + 0.0325T + 0.000657T^2$
 T = temperatura, °F

Y la densidad del gas se puede obtener de la ley de gas real:

$$\rho_g = \frac{PM_m}{zR_gT} \quad (4.4)$$

Donde: ρ_g = densidad del gas, lb/pie³
 p = Presión, psia
 M = Peso molecular del gas, lb/lb_{mol}
 z = Factor de compresibilidad
 R = Constante universal los de gases (10.732 psia-pie³/lb_{mol}-°R)
 T = temperatura, °R

La densidad del aceite en función de la temperatura puede obtenerse de correlaciones, como la de Gros³⁵ mostrada a continuación:

$$\rho_o(T) = \gamma_o - C_1(T - 60) + C_2(T - 60)^2 \quad (4.5)$$

Donde:

$$\gamma_o = 62.4278 \left(\frac{141.5}{131.5 + API} \right) \quad (4.6)$$

$$C_1 = 0.0133 + 152.4\gamma_o^{-2.45} \quad (4.7)$$

$$C_2 = 0.0000081 - 0.0622 * 10^{-(0.0746\gamma_o)} \quad (4.8)$$

La diferencia de densidad de los fluidos en el yacimiento es la causante de la segregación gravitacional, que se presenta si se tiene una buena permeabilidad vertical en el yacimiento. Como se presentará más adelante, la segregación gravitacional también es un mecanismo de producción presente en la inyección de vapor al yacimiento.

IV.4 Mojabilidad, presión capilar y permeabilidades relativas

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmisible. Debido a que una de las fases tiene un grado de afinidad más alto hacia la superficie del sólido. Una medida de la mojabilidad es el ángulo de contacto entre los fluidos y la superficie, en este caso agua, aceite y la roca.

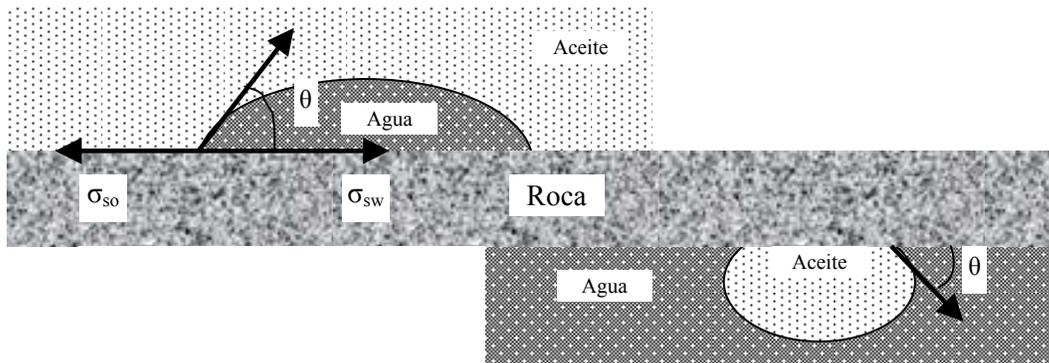


Figura 4.3 Esquema de dos líquidos inmiscibles en contacto con la superficie de la roca.

En términos del ángulo de contacto una roca puede ser mojada por agua ($\theta < 90^\circ$), por aceite ($\theta > 90^\circ$), o neutral ($\theta = 90^\circ$). La mojabilidad es un factor que controla la distribución y el flujo de fluidos en el yacimiento. La mojabilidad influencia el movimiento de los fluidos ya que ésta afecta a las permeabilidades relativas.

Se ha encontrado que un incremento en la temperatura puede causar un incremento en la mojabilidad del agua^{36, 37}. El cambio en la mojabilidad de la roca podría ser debido a la alteración de los compuestos presentes en la roca, o a una disminución en la tensión interfacial entre el agua y el aceite, con un incremento de la temperatura³⁸.

Las variaciones en la presión capilar y en las permeabilidades relativas se pueden esperar en un sistema en el cual la mojabilidad es función de la temperatura. La alteración de la mojabilidad es un efecto favorable en los métodos térmicos, pues en algunos yacimientos carbonatados la fase mojante es el aceite, sin embargo, con un incremento en la temperatura puede invertirse la mojabilidad obteniendo mayores recuperaciones.

IV.4 Propiedades termodinámicas del vapor

El agua es un excelente fluido desde el punto de vista de que es abundante, no tóxico, barato y además transporta importantes cantidades de energía si hay cambio de fase. Es por esto que el agua es el fluido por excelencia utilizado en los procesos industriales. En esta sección se presentan las características termodinámicas del vapor (diagrama de fase, entalpía, calidad, y volumen específico), con el fin de comprender mejor el por qué se utiliza este fluido para aumentar la temperatura del yacimiento.

IV.4.1 Cambio de fase de líquido - vapor.

Para que el agua se convierta en vapor es necesario utilizar generadores de vapor, los cuales proporcionan de energía calorífica al agua. El calor suministrado al agua hasta que ésta alcanza su punto de ebullición (cuando algunas moléculas tienen la suficiente energía cinética para escapar a través de la tensión superficial como vapor), es llamado calor sensible, y es expresado de la siguiente forma:

$$Q_s = mc_e \Delta T \quad (4.9)$$

Donde:

m = masa de agua

c_e = calor específico (calor que es necesario para aumentar una unidad de masa aumente o disminuya una unidad de temperatura)

$$\Delta T = T_1 - T_0 \quad (4.10)$$

Si se le continúa adicionando energía calorífica el agua, la temperatura y la presión no aumentan, hasta que la toda la fase líquida se transforme en vapor, a este punto se le conoce como punto de rocío. La cantidad de calor necesaria para cambiar completamente la fase de

líquido a vapor a una presión y temperatura constantes, se conoce como calor latente, y se expresa así:

$$Q_v = ml_v \quad (4.11)$$

En donde l_v es el calor latente específico de vaporización (entalpía de vaporización). Si se continúa adicionando energía calorífica, el vapor aumentara su temperatura. A este vapor se le conoce como vapor sobre calentado.

IV.4.2 Diagrama de fase.

La mejor forma de observar los cambios de fase de una sustancia, en este caso el agua, es por medio de un diagrama de fase, como el que se muestra en la figura 4.4

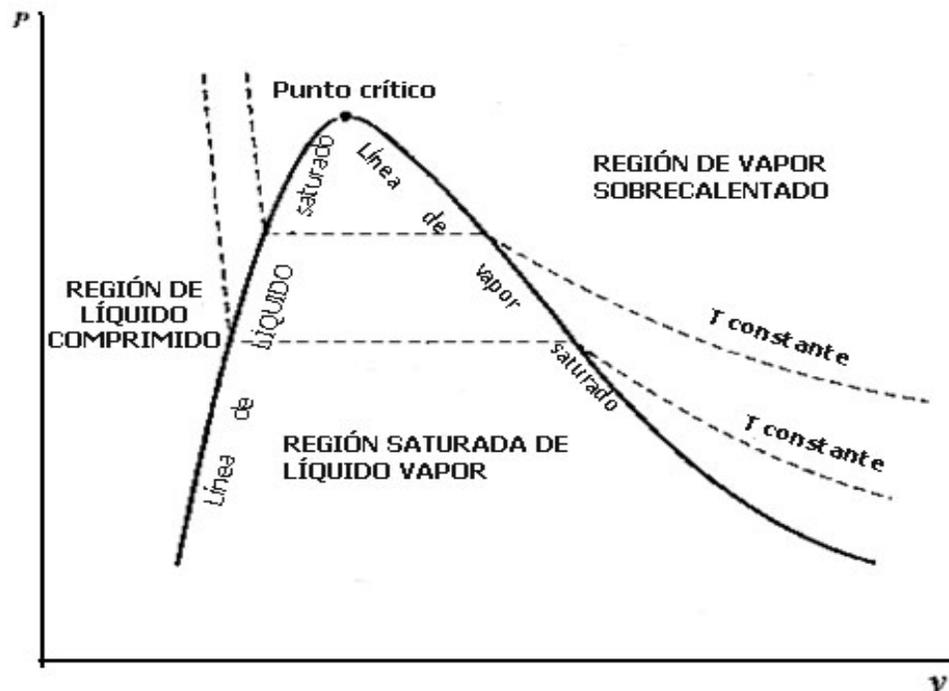


Figura 4.4 Diagrama de fase del agua.

En la figura 4.4 se observa que la envolvente de fase resulta de unir los puntos de burbuja y de rocío, en donde se unen las dos líneas resultantes, se conoce como punto crítico. La envolvente de fase divide el diagrama en tres regiones: La del líquido que está situada fuera de la envolvente y a la izquierda de la temperatura crítica; la del vapor que también está

fuera de la envolvente pero a la derecha de la temperatura crítica y la de dos fases que se encuentra dentro de la envolvente y donde se hallan en equilibrio el vapor y el líquido.

Las líneas horizontales dentro de la envolvente de fase representan líneas de temperatura constante, puede observarse que antes de entrar a la región de dos fases estas líneas tienen cierta pendiente, lo que representa el incremento de la temperatura. Dentro de la región de dos fases, las líneas son prácticamente horizontales. Como se había mencionado antes, en esta región la energía transferida es ocupada para cambiar de fase, y la temperatura y presión se mantienen constantes.

IV.4.3 Calidad de vapor

El término de calidad de vapor se refiere a la cantidad de vapor que existe con respecto a la cantidad de masa dentro de la región de dos fases, se expresa con la siguiente ecuación:

$$x_v = \frac{m_v}{m_v + m_l} \quad (4.12)$$

Es necesario determinar la calidad del vapor debido a que los generadores de vapor usados en los campos petroleros usualmente producen vapor húmedo ya que cuando se tienen dos fases (vapor y líquido), la presión y la temperatura no son suficientes para conocer las propiedades termodinámicas del vapor (volumen específico y entalpía), las cuales son muy importantes en la evaluación de los procesos de inyección de vapor. Existen diferentes métodos para determinar la calidad del vapor generado: el método del separador, el de la conductividad eléctrica, el método de los cloruros, y el método del medidor de orificio.

IV.4.4 Volumen específico

El volumen específico (v) del vapor está dado en unidad de volumen por unidad de masa, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$v = v_f(1 - x) + v_g x_v \quad (4.13)$$

Donde: v_f = volumen del líquido saturado, pies³/lbm
 v_g = volumen del vapor saturado, pies³/lbm
 x_v = calidad del vapor

El volumen del vapor disminuye a medida que aumenta la presión en la formación. Un proyecto de inyección de vapor con una presión de yacimiento de 200 psi tendrá un volumen de casi cuatro veces el volumen que se tendría con una presión de yacimiento de 800 psi. Un volumen mayor de vapor tendrá por consiguiente una mayor superficie de contacto con la formación productora mejorando la eficiencia de barrido. Es por esto que es preferible inyectar vapor a presiones bajas.

La figura 4.5 es una gráfica de volumen del vapor contra la presión para varias calidades de vapor. La siguiente ecuación fue usada para generarla.

$$V = mv \quad (4.14)$$

Donde: V = volumen del vapor, pies³/lbm
 m = masa del un barril lleno de agua, lbm
 v = volumen específico del vapor, pies³/lbm

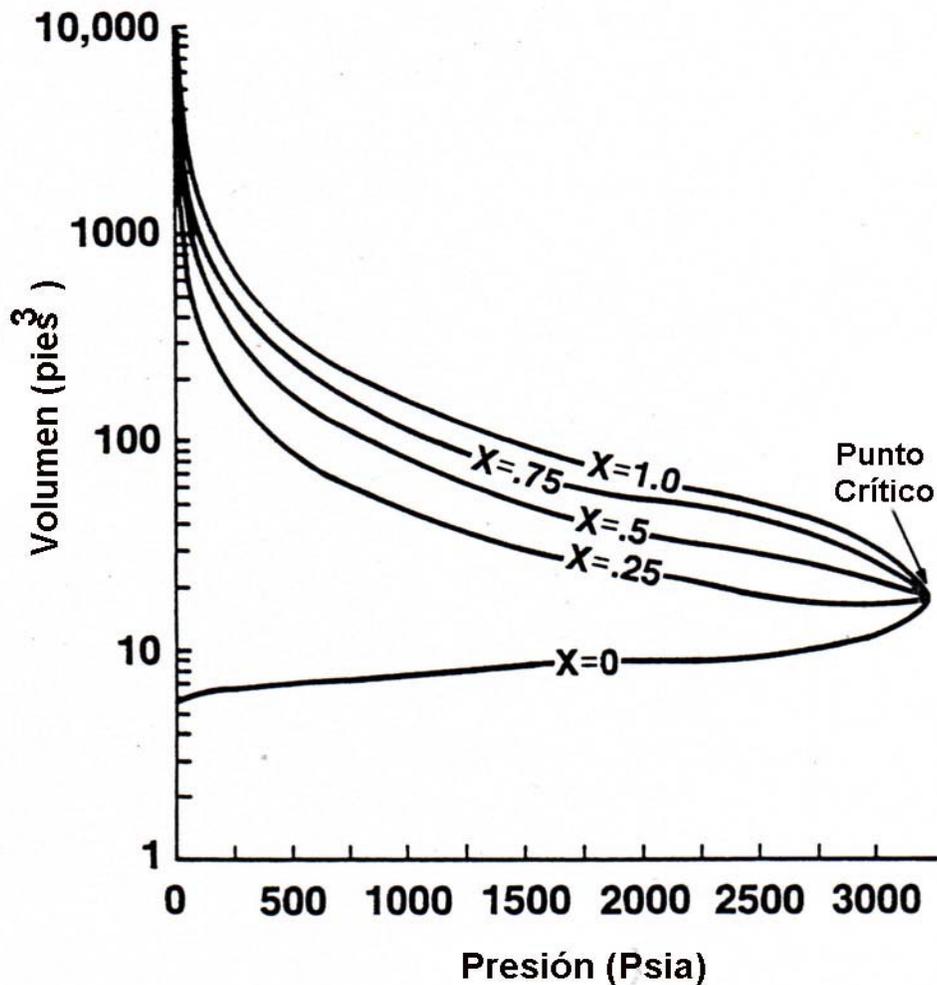


Figura 4.5 Volumen de vapor contra la presión.

IV.5 Entalpía

La entalpía es la medida del calor contenido en un fluido. La entalpía del agua ha sido fijada en cero para una temperatura y presión de 32°F ó 0° C y 0.08866 psia ó 0.006 atm. El calor contenido es expresado en BTU/lbm o en J/kg. (BTU es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de masa de agua de 59.5° a 60.5°F).

Existen tres distintas regiones para calcular la entalpía: líquido comprimido, saturado, y las regiones sobrecalentadas. Si el agua (a 32°F) es calentada hasta T_s , la temperatura de saturación, el agua comienza a evaporarse a presión constante. La cantidad de calor absorbido por el agua antes de que comience a evaporarse a la temperatura T_s en la región comprimida (h_f) es llamada calor sensible y está dado por :

$$h_f = \int_{32}^{T_s} C_e dT = C_{pavg}(T_{sat} - 32) \quad (4.15)$$

Donde: h_f = entalpía de calor sensible o entalpía del agua, BTU/lbm
 C_e = Calor específico del agua, BTU/lbm-°F (aprox=1)
 C_{pavg} = Valor promedio de C_e en el rango de temperatura entre 32°F y T_{sat}
 T_{sat} = Temperatura de saturación, °F

Si el agua a la temperatura T_{sat} es calentada a presión constante, ésta continua absorbiendo calor sin cambiar su temperatura hasta que todo el líquido sea convertido en vapor. El incremento en el contenido de calor durante este proceso es h_{fg} , el calor latente de vaporización. El calor contenido en el vapor seco a la T_{sat} en una región saturada está dado por:

$$h_s = h_f + h_{fg} \quad (4.16)$$

La cual la suma del calor sensible h_f y el calor latente h_{fg} . Si la mezcla se encuentra en la región de dos fases, es decir no todo el líquido se ha convertido en vapor, el total de la energía del vapor es calculado con la expresión:

$$h = h_f + xh_{fg} \quad (4.17)$$

Donde: x = es la calidad de vapor

El valor de h , o entalpía, puede ser determinado a partir de un diagrama presión entalpía como el de la figura 4.6 ó utilizando tablas de propiedades del vapor y agua.

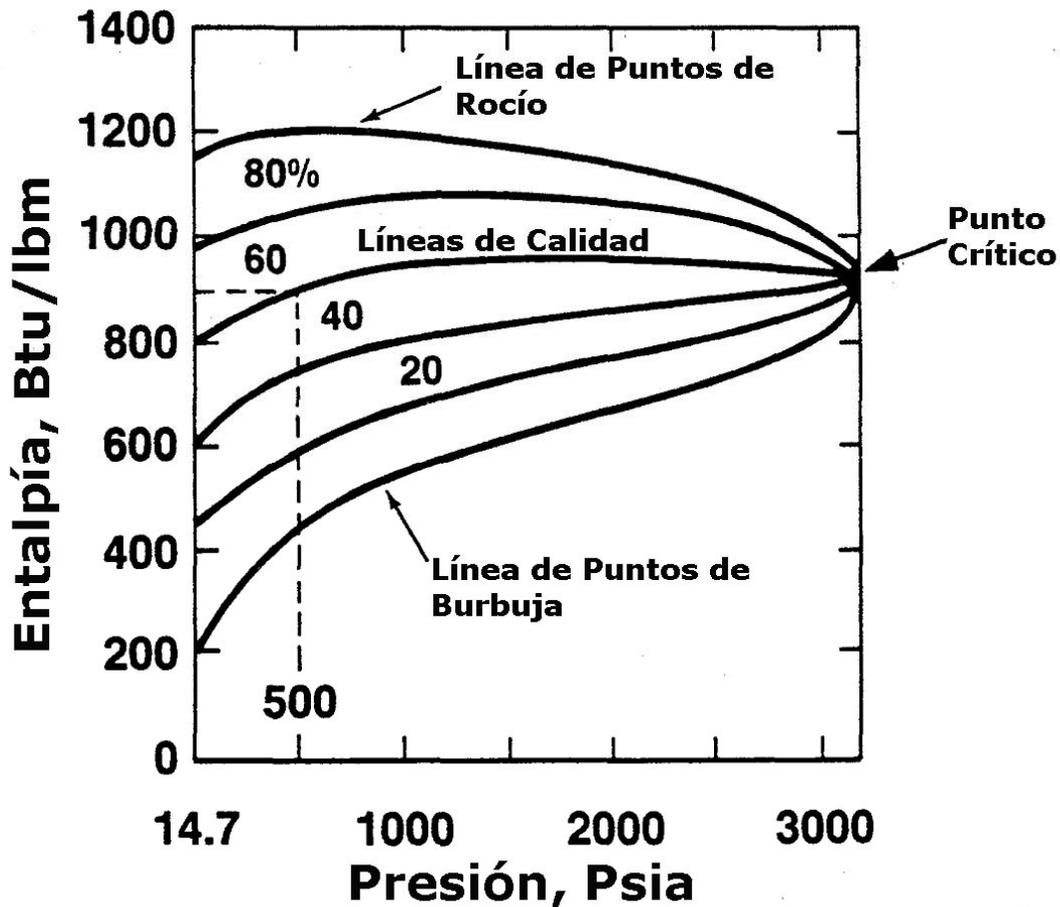


Figura 4.6 Entalpía del vapor

La tercera región para calcular la entalpía es en donde la entalpía del vapor es mayor a la entalpía del vapor saturado (100% de calidad). El vapor en esta región es llamado sobrecalentado. A pesar de que el vapor sobrecalentado puede ser usado en proyectos de inyección de vapor al yacimiento no es práctico debido al bajo incremento de calor contenido. Además cuando se genera vapor sobrecalentado, la pureza del agua de alimentación debe ser alta debido a que la fase líquida que normalmente lleva sólidos disueltos no está presente. Y por lo tanto los sólidos se precipitarían formando incrustaciones y corrosión acelerada en las tuberías y el generador, por esta razón el agua de alimentación debe ser tratada para disminuir lo más económicamente posible la cantidad de sólidos disueltos como se discutirá en el capítulo 7.

IV.6 Capacidad calorífica

La capacidad calorífica es la cantidad de energía calorífica necesaria para aumentar en una unidad de temperatura, una unidad de masa del material en estudio. El calor específico de un material, es la relación de la capacidad calorífica de dicho material con respecto a la capacidad calorífica del agua. Por lo tanto el calor específico del agua es igual a 1.

La capacidad calorífica de la mayoría de los aceites puede ser aproximada por la siguiente ecuación:

$$C = \frac{0.388 + 0.0045T}{\rho_o^{0.5}} \quad (4.18)$$

Donde: C = Capacidad Calorífica del aceite, BTU/lbm-°F
 T = Temperatura, °F
 ρ_o = Densidad del aceite, gr/cm³

Esta ecuación fue desarrollada por Farouq Ali en 1970³² y es valida para temperaturas entre 32 y 400°F para aceites de 0.75 a 0.96 gr/cm³ (de 43 a 15.26° API).

La capacidad calorífica del agua es típicamente de dos a cinco veces mayor que la del aceite, haciendo que la capacidad calorífica total del yacimiento sea mucho más grande que la del aceite.

Las capacidades caloríficas de algunas rocas se presentan en la figura 4.7. Como se observa la capacidad calorífica de las rocas incrementa con la temperatura.

La capacidad calorífica del gas es relativamente pequeña y normalmente es despreciable. Sin embargo, el calor latente de los gases condensables no debe ser ignorado.

La capacidad calorífica por unidad de volumen de roca es el producto de ρC . Para una roca saturada con fluidos, la capacidad calorífica por unidad de volumen está dada por:

$$C_R = \phi S_o \rho_o C_o + \phi S_w \rho_w C_w + (1 - \phi) \rho_r C_r \quad (4.19)$$

Donde: ϕ = porosidad en fracción
 S = Saturación de fluidos
 ρ = densidad
 C = Capacidad Calorífica

Y los subíndices son:

o = Aceite
 w = Agua
 r = Roca

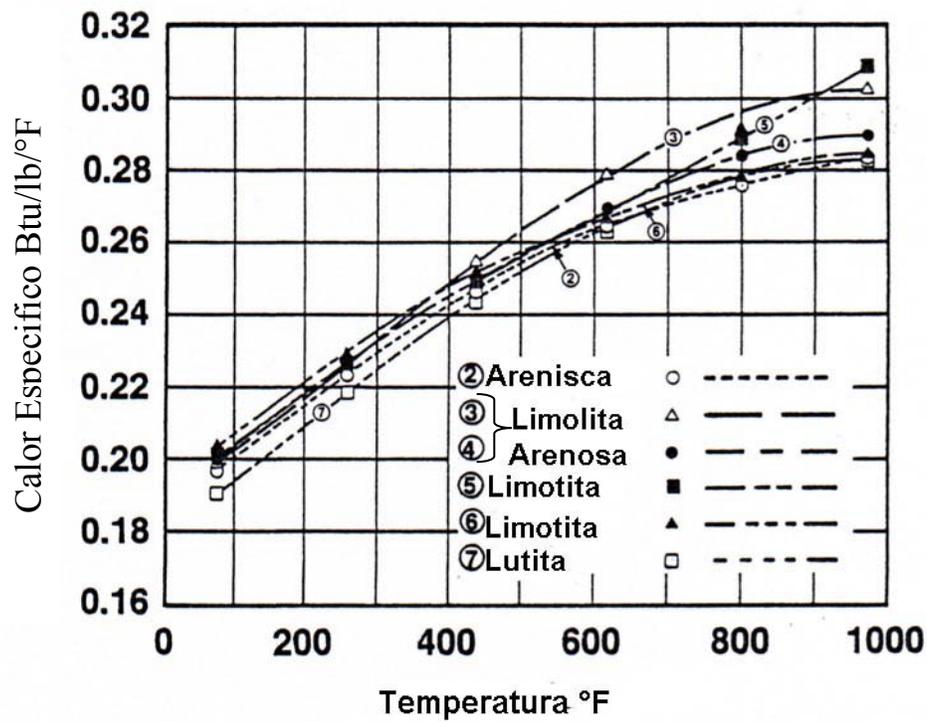


Figura 4.7 Calor específico de algunas rocas sedimentarias.

La capacidad calorífica por volumen de la mayoría de los yacimientos está entre 20 y 40 BTU/ft³ - °F.

V. TRANSFERENCIA DE CALOR EN EL YACIMIENTO

La transferencia de calor es el movimiento de la energía térmica de una ubicación a otra. En el caso de la inyección de vapor, el calor es suministrado por el vapor para aumentar la temperatura del yacimiento y de los fluidos contenidos en él. Existen tres formas de transferencia de calor: por radiación, por conducción y por convección. Aunque para la inyección de vapor, sólo las dos últimas son de gran importancia.

Para poder entender la transferencia de calor en el yacimiento es necesario entender también las propiedades termodinámicas de los materiales involucrados. Es por esto que en el capítulo anterior se presentó una revisión del efecto de la temperatura en las propiedades del sistema roca fluidos, así como también se hizo una revisión de las principales propiedades del vapor.

Entender la transferencia de calor en el yacimiento es necesario, no solo para estimar la cantidad de calor necesaria para el proyecto, y por ende, la cantidad de vapor que se necesita generar, sino también porque se puede entender la manera en que se distribuye la energía calorífica dentro de la formación y con esto se logra comprender mejor los fenómenos físicos involucrados en el proceso, y por ende los mecanismos de producción.

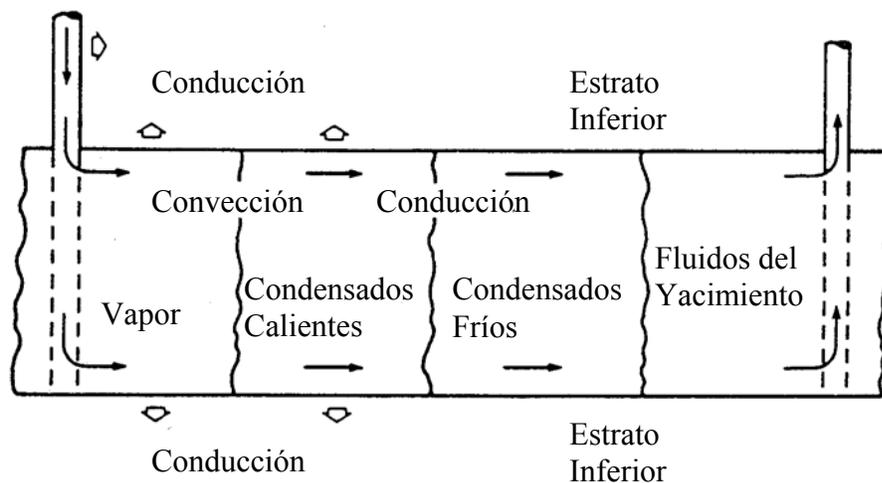


Figura 5.1 Transferencia de calor en el yacimiento

V.1 Transferencia de calor por conducción

La transferencia de calor entre dos superficies sólidas que están en contacto es conocida como conducción, en el caso de la inyección de vapor, se presenta la transferencia de calor entre el vapor, el yacimiento y los fluidos del mismo. Sin embargo, una vez que la roca aumenta su temperatura ésta comienza a transferir calor a otras rocas por medio de conducción.

Como se observa en la figura 5.1 las principales zonas de transferencia de calor en el yacimiento son entre la formación productora (la cual es calentada con vapor) y las formaciones adyacentes, esta transferencia es por conducción ya que no existe movimiento de fluidos entre estas capas.

La transferencia de calor por conducción en el yacimiento ayuda a igualar las temperaturas de la roca y de los fluidos la cual se asume que es igual en los simuladores numéricos de procesos térmicos.

V.1.1 Conductividad térmica

La conductividad térmica de un material, es la habilidad de un sólido de transmitir una unidad de energía térmica en una unidad de tiempo a través de una unidad de área. En otras palabras la conductividad térmica es también la capacidad de una sustancia de transferir el movimiento cinético de sus moléculas a sus propias moléculas adyacentes o a las de otras sustancias con las que está en contacto.

La conductividad térmica de una roca depende de los minerales con que está hecha, la cementación, la saturación de los fluidos, el tipo de fluidos, la temperatura, la presión y la porosidad⁴⁰.

V.1.2 Ecuación de Fourier

La ley de Fourier de la conducción del calor, establece que la cantidad de flujo de calor por conducción es proporcional al gradiente de temperatura⁴¹. Es decir, que el flujo de calor es directamente proporcional a la disminución de la temperatura con la distancia y la constante de proporcionalidad K_T es la conductividad térmica del material.

$$Q = -K_T A_T \frac{\partial T}{\partial x} \quad (5.1)$$

Donde: Q = el flujo de calor
 A = es el área transversal
 T = temperatura
 x = distancia

El signo negativo es por que se asume que el flujo de calor es positivo en la dirección del eje x . Para un flujo de calor positivo es necesario un gradiente de temperatura negativo.

La ecuación 5.1 puede ser expresada en forma vectorial para problemas en tres dimensiones de la siguiente forma:

$$\vec{u} = -K_T \nabla T \quad (5.2)$$

En donde: \vec{u} = es el vector de flujo de calor por unidad de área

$$\nabla T = \text{es gradiente de temperatura} = \nabla T = \frac{\partial T}{\partial x} \vec{i} + \frac{\partial T}{\partial y} \vec{j} + \frac{\partial T}{\partial z} \vec{k}$$

Considerando ahora cuerpo de largo dx y con una área transversal al flujo de energía A_T , la energía calorífica que entra por el área A_T en el punto x no es la misma que sale por el área A_T en el punto $x+dx$ debido a que una parte de la energía se utilizó para elevar la temperatura del cuerpo de T_0 a T_1 .

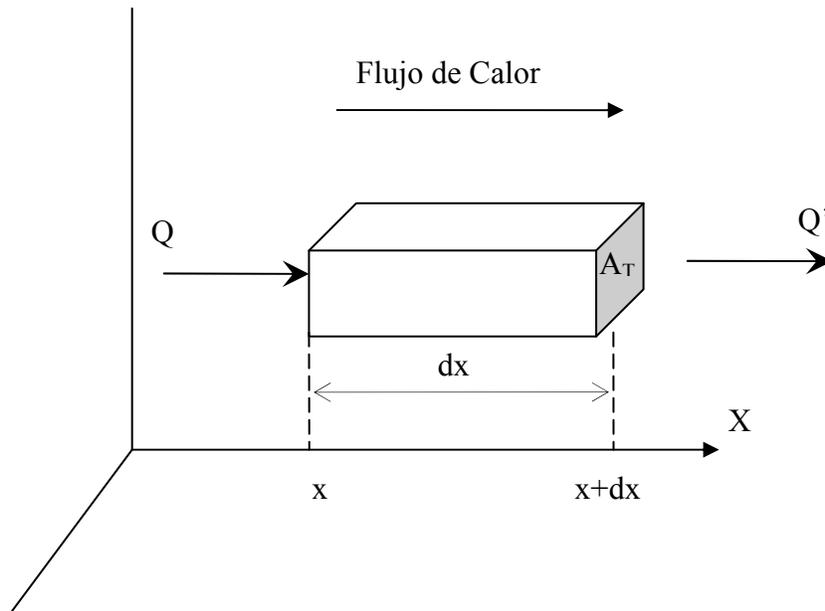


Figura 5.2 Balance de energía

La energía del elemento cambia, por unidad de tiempo, en una cantidad igual a la diferencia entre el flujo entrante y el flujo saliente, es decir:

$$Q - Q' = -\frac{dQ}{dx} dx \tag{5.3}$$

Combinando las ecuaciones 5.3 y 5.1

$$\frac{dQ}{dx} = -K_T A_T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right) \tag{5.4}$$

Además, la energía necesaria para incrementar la temperatura del cuerpo por unidad de tiempo es igual al producto de la masa de dicho elemento por el calor específico y por la variación de temperatura.

$$mC\Delta T = \rho A_T dx C \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \tag{5.5}$$

Combinando la ecuaciones 5.3 y 5.5

$$Q - Q' = \frac{dQ}{dx} dx = \rho C A_T dx \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \tag{5.6}$$

Utilizando la ecuación 5.4

$$\frac{dQ}{dx} = K_T A_T \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right) = \rho C A_T \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \tag{5.7}$$

Por último utilizando la definición de la difusividad térmica α

$$\alpha = \frac{K_T}{\rho C} \tag{5.8}$$

La ecuación 5.7 queda de la forma:

$$\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}\right) = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right) \tag{5.9}$$

La ecuación 5.9 es la forma unidimensional de la ecuación desarrollada por Fourier en 1822, para la transferencia de calor por conducción en un medio homogéneo e isotrópico.

$$\left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2}\right) + \left(\frac{\partial^2 T}{\partial y^2}\right) + \left(\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}\right) = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right) \tag{5.10}$$

Ecuación de Fourier

Las soluciones a la ecuación de Fourier permiten calcular las pérdidas de calor por conducción en el yacimiento así como la cantidad de calor que puede ser transferida al yacimiento conociendo un gasto de vapor y en un periodo de tiempo. Existen soluciones analíticas que toman en cuenta ciertas consideraciones, sin embargo, también pueden utilizarse soluciones numéricas.

V.1.2 Transferencia de calor desde el pozo⁴².

Cuando un fluido como el vapor o agua caliente es inyectado a través de un pozo, existen considerables pérdidas de calor en los estratos superiores. La ecuación de Fourier para flujo radial puede ser obtenida con un procedimiento similar al mostrado anteriormente. Considerando un cilindro, con una radio R y tomando un incremento dR , el cilindro tiene una longitud L y el flujo de calor Q fluye radialmente desde el centro. Entonces:

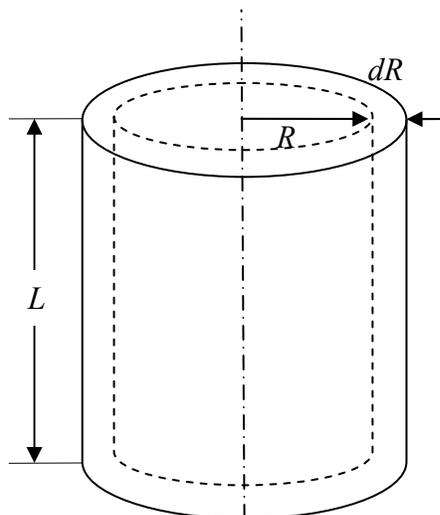


Figura 5.3 Trasferencia de calor desde el pozo por conducción

$$Q = -K_T A_T \frac{\partial T}{\partial R} = -2\pi RLK_T \frac{\partial T}{\partial R} \quad (5.11)$$

Y

$$-\frac{\partial Q}{\partial R} = 2\pi RL\rho C \frac{\partial T}{\partial t} = 2\pi RLK_T \frac{\partial T}{\partial R} + 2\pi RLK_T \frac{\partial^2 T}{\partial t^2} \quad (5.12)$$

Y simplificando se llega a:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial T}{\partial R} = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad (5.13)$$

Donde $\alpha = \frac{K_T}{\rho C}$

Para el caso de la transferencia de calor a lo largo de la cara del pozo hacia las formaciones superiores, nos interesa la solución de la ecuación 5.12 cuando $R=R_w$, y la temperatura inicial en R_w es igual a la temperatura de la formación (T_r) y es elevada a la temperatura del vapor (T_s).

La solución de la ecuación 5.12 con las condiciones iniciales y de frontera antes mencionadas, fue desarrollada por Carlaw y Jaeger usando la transformada de Laplace. El resultado es:

$$\frac{T - T_R}{T_S - T_R} = 1 + \frac{2}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\left(\frac{\alpha t}{R_w^2}\right)W^2} \frac{\left[J_0\left(W \frac{R}{R_w}\right) Y_0(W) - Y_0\left(W \frac{R}{R_w}\right) J_0(W) \right]}{\left[J_0^2(W) + Y_0^2(W) \right]} d\ln(W) \quad (5.14)$$

Donde J_0 y Y_0 son funciones de Bessel de orden cero y de primer y segundo tipo, respectivamente.

V.2 Transferencia de calor por convección

La transferencia de calor por conducción es un proceso muy lento y poco efectivo para aumentar la temperatura del yacimiento, por ejemplo los calentadores eléctricos de fondo sólo puede transferir calor a las cercanías del pozo. Sin embargo, la inyección de fluidos calientes, usualmente agua o vapor, es un proceso mucho más eficiente. El vapor es el fluido más efectivo para transferir energía calorífica al yacimiento, no sólo por que puede transportar mucho más calor por unidad de masa, sino porque es mejor para desplazar aceite que otros fluidos.

A la transferencia de calor entre fluidos en movimiento se le conoce como transferencia de calor por convección, existen dos clases de convección, la forzada y la natural (libre). En la convección forzada se obliga al fluido a fluir mediante medios externos, como un ventilador o una bomba. En la convección natural el movimiento del fluido es debido a causas naturales, como el efecto de flotación, el cual se manifiesta con la subida del fluido caliente y el descenso

del fluido frío. Para el estudio de transferencia de calor por convección en el yacimiento sólo se considera el caso de la convección forzada.

La transferencia de calor por convección depende de las propiedades del fluido, de la superficie en contacto con el fluido y del tipo de flujo. Entre las propiedades del fluido se encuentran: la viscosidad, la conductividad térmica, la densidad. Entre las propiedades de la superficie que intervienen en la convección están la geometría y la aspereza. El tipo de flujo, laminar o turbulento, también influye en la velocidad de transferencia de calor por convección.

V.2.1 Transferencia de calor por convección sin pérdidas de calor por conducción

Si se considera el simple caso de flujo unidimensional de agua caliente en el yacimiento como se muestra en la figura 5.4 en la cual se asume que no existen pérdidas de calor entre el yacimiento y las capas superiores e inferiores y que la temperatura es función sólo de la distancia, x , y del tiempo, t .

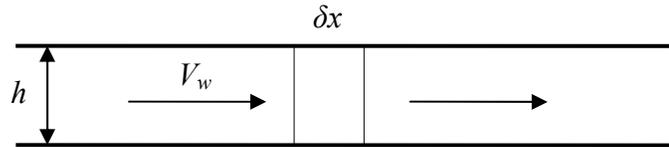


Figura 5.4 Transferencia de calor por convección sin pérdidas de calor por conducción

El fluido que se mueve en el elemento diferencial, dx , sale a una temperatura diferente de la que tiene al entrar. Con un balance del flujo de calor en el elemento diferencial se llega a:

$$-hV_w\rho_w C_w \left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)_t \delta x = h\rho_1 C_1 \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right)_x \delta x \quad (5.15)$$

Calor que entra – Calor que sale = Calor que se acumula

Y simplificando se obtiene la ecuación:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)_t + \frac{V_w\rho_w C_w}{\rho_1 C_1} \left(\frac{\partial T}{\partial t}\right)_x = 0 \quad (5.15)$$

Donde:

$$\rho_1 C_1 = (1 - \phi)\rho_R C_R + \phi\rho_o C_o S_o + \phi\rho_o C_o S_o \quad (5.16)$$

La solución general de la ecuación 5. 15 es del tipo de la ecuación 5.17 y describe el flujo de calor que se mueve a lo largo del yacimiento a una velocidad dada V_f .

$$T = F(x - V_f t) \quad (5.17)$$

Donde F es alguna función y $V_f = \frac{V_w \rho_w C_w}{\rho_1 C_1}$

Para realizar un balance de la energía calorífica cedida por el vapor, es necesario tomar en cuenta que el agua puede transferir calor de dos formas distintas: calor latente debido al cambio de cambio de fase en el cual la temperatura permanece constante; y calor sensible, calor cedido por el cambio de temperatura del agua en estado líquido. Si se considera que el gasto de vapor por unidad de área es W_s , el calor latente λ , calidad del vapor x_v , se puede hacer un balance de energía:

$$W_s h(x_v \lambda + (T_s - T_R) C_w)(t_1 - t_0) = h(x_1 - x_0) \{(\rho_1 C_1)_s (T_s - T_R) + \lambda \phi \rho_s S_s\} \quad (5.18)$$

El término $\lambda \phi \rho_s S_s$ representa el calor latente aunque su valor generalmente es muy pequeño y puede ser despreciado. La velocidad a la cual avanza el frente de condensación es:

$$V_f = \frac{(x_1 - x_0)}{(t_1 - t_0)} = \frac{W_s (x_v \lambda + (T_s - T_R) C_w)}{(\rho_1 C_1)_s (T_s - T_R) + \lambda \phi \rho_s S_s} = \frac{H_0}{(\rho_1 C_1)_s (T_s - T_R) + \lambda \phi \rho_s S_s} \quad (5.19)$$

En donde el numerador representa el gasto total de calor inyectado por unidad de área y el denominador es el calor transferido al yacimiento por unidad de volumen, en la zona de vapor saturado.

V.2.2 Ecuación de Lauwerier

En muchos casos de la recuperación térmica se busca conocer la conducción lateral del calor a lo largo de un frente caliente. Una de las primeras relaciones que fue desarrollada para describir el proceso fue hecha por H.A. Lauwerier⁴³. Él consideró que agua caliente fluye por una formación de arena de espesor h que contenía aceite. Mientras el agua se mueve a lo largo de la roca, existen pérdidas de calor en los estratos superior e inferior. Asume que no hay gradiente vertical de temperatura y que la roca y los fluidos están a la misma temperatura, además, el agua es inyectada a un gasto constante y a una temperatura constante.

Realizando un balance de calor:

$$-hV_w\rho_wC_w\left(\frac{\partial T}{\partial x}\right)\delta x = h\rho_1C_1\left(\frac{\partial T}{\partial t}\right)\delta x - 2K_2\left(\frac{\partial T_2}{\partial y}\right)_{y=\frac{h}{2}}\delta x \quad (5.20)$$

En donde el término de la derecha representa la transferencia de calor por conducción a los estratos superior e inferior. La ecuación 5.20 fue resuelta por Lauwerier utilizando variables adimensionales, con ella se puede calcular la temperatura en función del tiempo y de la posición. Aunque las consideraciones tomadas por Lauwerier hacen que su solución no se aplique a gran escala, su trabajo sirvió como base para desarrollos posteriores como el de Marx y Langenheim.

V.2.3 Teoría de Marx y Langenheim

Marx y Langenheim⁴⁴ en 1959 desarrollaron relaciones teóricas para describir el caso de una zona creciente de vapor cuyo crecimiento está limitado por las pérdidas de calor a las capas superior e inferior y por el gasto al cual el vapor es inyectado. La situación considerada se muestra en la figura 5.5. El vapor se inyecta a gasto constante en la zona de vapor y ésta crece lateralmente, no se considera transferencia de calor delante del frente, y el frente de condensación permanece vertical. En la zona de vapor la temperatura es la del vapor y en la zona delante del frente la temperatura es la del yacimiento.

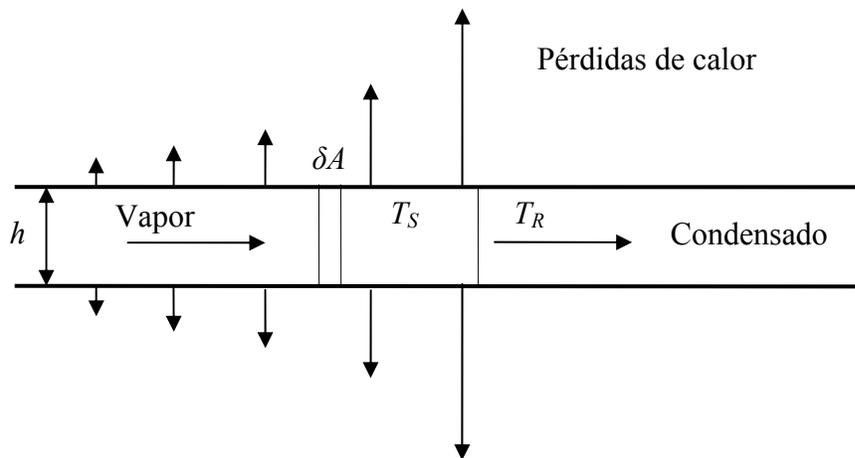


Figura 5.5 Modelo de Marx y Langenheim (1959)

Las pérdidas de calor a los estratos adyacentes se consideran mayores en el frente de condensación. La ecuación 5.21 representa el gasto de pérdidas de calor en las dos áreas.

$$\delta Q_L = 2\delta A_H \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} \quad (5.21)$$

Y el gasto total de las pérdidas de calor se puede encontrar integrando la ecuación 5.21 a lo largo del área completa. Se puede considerar que el área es función del tiempo t_0 , y realizando realizar un cambio de variable:

$$Q_L = 2 \int_0^{A_H} \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} dA_H = 2 \int_0^{t_0} \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} \left(\frac{dA_H}{dt_0} \right) dt_0 \quad (5.22)$$

Una vez que el vapor se condensa, el calor sensible que se almacena en el yacimiento se puede calcular con la ecuación:

$$Q_S = \rho_1 C_1 h (T_S - T_R) \frac{dA_H}{dt} \quad (5.23)$$

Al realizar un balance de la energía con las ecuaciones anteriores, se llega a la ecuación 5.24, la cual puede resolverse aplicando la transformada de Laplace.

$$H_0 = Q_L + Q_S \quad (5.24)$$

$$H_0 = 2 \int_0^{t_0} \frac{K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_0)}} \left(\frac{dA_H}{dt_0} \right) dt_0 + \rho_1 C_1 h (T_S - T_R) \frac{dA_H}{dt} \quad (5.25)$$

$$\text{Calor Inyectado} = \text{Pérdidas de Calor} + \text{Calor Almacenado}$$

La solución es:

$$A_H(t) = \frac{H_0 \rho_1 C_1 h}{4K_2 \rho_2 C_2 (T_S - T_R)} \left(e^{X^2} \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad (5.26)$$

Donde:

$$X = \frac{2K_2}{\rho_1 C_1 h \sqrt{\alpha_2}} \sqrt{t} \quad (5.27)$$

La ecuación 5.26 da el área calentada en función del tiempo y la diferenciación da la velocidad con la que ésta crece.

$$\frac{dA_H}{dt} = \frac{H_0 e^{X^2} \operatorname{erfc}(X)}{\rho_1 C_1 h (T_S - T_R)} \quad (5.28)$$

El gasto del aceite desplazado de la zona de vapor puede ser calculado multiplicando la variación del volumen de la zona de vapor con respecto del tiempo por la porosidad y por el cambio de saturación.

$$q_o = h\phi(S_o - S_{or}) \frac{dA_H}{dt} \quad (5.29)$$

La fracción de calor inyectado que permanece en el yacimiento puede determinarse como una función del tiempo adimensional:

$$E_h = \frac{1}{t_D} \left[e^{t_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) + 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \right] \quad (5.30)$$

Donde

$$t_D = X^2 = \frac{4K_2^2 t}{(\rho_1 C_1 h)^2 \alpha_2} = \frac{4K_2 \rho_2 C_2 t}{(\rho_1 C_1 h)^2} \quad (5.31)$$

Y en caso de que las capacidades caloríficas sean iguales, la ecuación 5.31 se reduce a:

$$t_D = \frac{4\alpha_2 t}{h^2} \quad (5.32)$$

Los autores encontraron que el factor más significativo, con base en la teoría desarrollada, es el espesor del yacimiento, ya que éste está elevado al cuadrado en la expresión de t_d . Para yacimientos con un espesor pequeño las pérdidas de calor son mucho mayores.

Aunque la teoría mostrada anteriormente permite hacer cálculos y predicciones a cerca del comportamiento del proyecto, en ocasiones es necesario realizar cálculos sencillos en el campo, conociendo solo algunas propiedades del yacimiento. Existen algunas formulas sencillas para estimar la relación aceite vapor. La relación aceite vapor puede obtenerse conociendo el calor acumulativo inyectado, el cual corresponde a una cantidad acumulada de aceite desplazado:

$$\text{OSR} = \frac{H_s \phi (S_o - S_{or})}{\rho_1 C_1 (T_S - T_R)} \left(\frac{1}{1 + \frac{8}{3} \frac{K_2}{\rho_1 C_1 h} \sqrt{\frac{t}{\pi \alpha_2}}} \right) \quad (5.33)$$

Ó

$$\text{OSR} = \text{OSR}_{\text{máx}} \left(\frac{1}{1 + \frac{8}{3} \frac{K_2}{\rho_1 C_1 h} \sqrt{\frac{t}{\pi \alpha_2}}} \right)$$

Donde $\text{OSR}_{\text{máx}}$ corresponde a la relación aceite vapor máxima requerida en un balance de calor sin pérdidas de calor.

Si se supone que las propiedades térmicas del yacimiento y de las capas adyacentes son iguales, la ecuación 5.33 se reduce a:

$$OSR = OSR_{m\acute{a}x} \left(\frac{1}{1 + \frac{8}{3} \sqrt{\frac{\alpha t}{\pi h^2}}} \right) \quad (5.34)$$

Los resultados obtenidos con la ecuación 5.34 son muy similares a los obtenidos con el modelo de Marx y Langenheim, con un error aceptable y reduciendo los cálculos.

V.2.4 Transferencia de calor delante del frente de condensación.

En el modelo Marx y Langenheim se supone que no existe transferencia de calor más allá del frente de condensación, es decir, el vapor entrega toda la energía calorífica en el frente. Esta suposición es válida si el vapor tiene calor latente al llegar al frente, sin embargo, en la medida de que el frente avance, el vapor se condensa antes de alcanzar el frente, y el proceso se asemeja al descrito por Lauwerier para la transferencia de calor por agua caliente. Entonces, el frente continúa avanzando, pero el calor transferido es el calor sensible.

Madl y Volek (1969) y Hean (1969) fueron los primeros en reconocer este fenómeno, y desarrollaron una ecuación para predecir el tiempo crítico t_c , es decir el tiempo al cual ocurre el fenómeno.

Si se realiza un balance de energía tomando H_0 como el calor total inyectado, y H_λ como el calor latente. En el tiempo crítico, las pérdidas de calor verticales serán igual al calor latente inyectado y por lo tanto el calor sensible inyectado será igual al calor que se almacena en el yacimiento.

$$Q_S = H_0 - H_\lambda = \rho_1 C_1 h (T_S - T_R) \frac{dA_H}{dt} = \rho_1 C_1 h (T_S - T_R) \frac{H_0 e^{X^2} \operatorname{erfc}(X)}{\rho_1 C_1 h (T_S - T_R)} \quad (5.35)$$

La cual se reduce a:

$$1 - \frac{H_\lambda}{H_0} = H_0 e^{X_c^2} \operatorname{erfc}(X_c) \quad (5.36)$$

El tiempo crítico se obtiene resolviendo la ecuación 5.36, donde X_c es el tiempo crítico adimensional.

En la figura 5.6, se muestra el fenómeno descrito por Madl y Volek (1969):

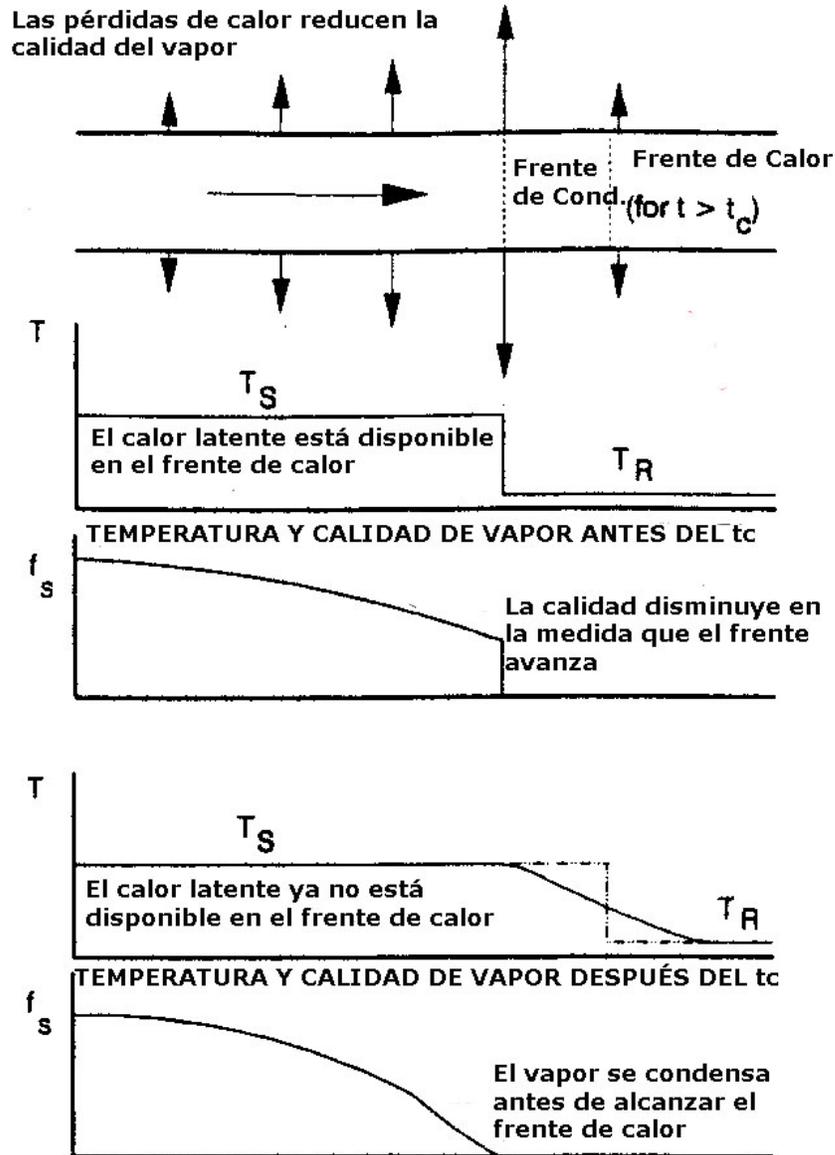


Figura 5.6 Transferencia de calor delante del frente de condensación

Después del tiempo crítico, las pérdidas de calor verticales en la zona de vapor están dadas por la ecuación 5.37, donde A_s es el área de la zona de vapor.

$$H_\lambda = \int_0^{A_s} \frac{2K_2(T_S - T_R)}{\sqrt{\pi\alpha_2(t - t_A)}} dA \quad (6.37)$$

El tiempo t_A , al cual el área dA del la zona de vapor se formó es encontrado calculando el tiempo como una función de área:

$$A(t_A) = \frac{H_0 \rho_1 C_1 h}{4K_2 \rho_2 C_2 (T_S - T_R)} f(X) \quad (5.38)$$

Donde:

$$X = \frac{2K_2}{\rho_1 C_1 h \sqrt{\alpha_2}} \sqrt{t} \quad (5.27)$$

$$f(X) = \left(e^{X^2} \operatorname{erfc}(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad (5.39)$$

Este tiempo debe ser sustituido en la ecuación 5.37 y H_λ debe ser calculado como una función de A_s para evaluar la integral. A_s puede ser determinado para específicos valores de H_λ . Este procedimiento fue seguido por Hearn, quien expresó sus resultados en la ecuación 5.40

$$A_s = \frac{H_0 \rho_1 C_1 h}{4K_2^2 (T_S - T_R)} F \left(X, \frac{H_\lambda}{H_0} \right) \quad (5.40)$$

Ó

$$A_s = \frac{H_0 \rho_1 C_1 h}{4K_2 \rho_2 C_2 (T_S - T_R)} F \left(X, \frac{H_\lambda}{H_0} \right) \quad (5.40)$$

La función F de Hearn⁴⁶, está dada en la tabla 5.1. Para tiempos menores que el tiempo crítico, F es idéntica a la función f de la ecuación 5.39.

La fracción del calor total que permanece en el yacimiento en la zona de vapor puede ser calculada por la ecuación 5.41

$$E_h = \frac{A_s h \rho_1 C_1 (T_S - T_R)}{H_0 t} = \left(\frac{1}{X^2} \right) * F \left(X, \frac{H_\lambda}{H_0} \right) \quad (5.41)$$

Tabla 5.1 Valores de la función F , de Hearn.

Valores de $f(X)$ and $F\left(X, \frac{H_\lambda}{H_0}\right)$

X	$f(X)$	Valores de F para varios H_λ/H_0						
		0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
0.2	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
0.4	0.122	0.103	0.121	0.122	0.122	0.122	0.122	0.122
0.6	0.245	0.171	0.221	0.243	0.245	0.245	0.245	0.245
0.8	0.392	0.240	0.321	0.372	0.392	0.392	0.392	0.392
1.0	0.556	0.309	0.422	0.502	0.546	0.556	0.556	0.556
1.2	0.733	0.378	0.523	0.632	0.702	0.732	0.733	0.733
1.4	0.918	0.448	0.624	0.762	0.858	0.910	0.918	0.918
1.6	1.111	0.517	0.726	0.894	1.016	1.089	1.111	1.111
1.8	1.310	0.586	0.827	1.025	1.173	1.268	1.308	1.310
2.0	1.512	0.656	0.929	1.156	1.330	1.448	1.506	1.512
2.5	2.032	0.829	1.184	1.485	1.726	1.899	2.002	2.032
3.0	2.566	1.003	1.439	1.814	2.122	2.352	2.501	2.563
3.5	3.105	1.177	1.694	2.144	2.518	2.806	2.999	3.094
4.0	3.650	1.351	1.949	2.475	2.915	3.260	3.499	3.628
4.5	4.200	1.525	2.204	2.805	3.313	3.714	3.999	4.162
5.0	4.753	1.699	2.460	3.136	3.710	4.169	4.500	4.696
6.0	5.863	2.047	2.971	3.798	4.506	5.079	5.503	5.766
7.0	6.978	2.396	3.483	4.460	5.303	5.990	6.506	6.837
8.0	8.097	2.744	3.995	5.122	6.099	6.902	7.510	7.908
9.0	9.218	3.092	4.506	5.785	6.896	7.814	8.514	8.980
10.0	10.340	3.441	5.018	6.447	7.693	8.726	9.518	10.052

Hearn 1969

VI. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor es el método de recuperación mejorada más usado en todo el mundo, ya que tiene un amplio rango de aplicación, y además requiere de una baja inversión; sin embargo la recuperación obtenida es menor que la que se obtendría con un proceso de inyección continua de vapor⁴⁸.

El método consiste en inyectar vapor al yacimiento a grandes gastos (para disminuir las pérdidas de calor) durante un periodo de unas semanas, posteriormente el pozo es cerrado para que el vapor transfiera su energía calorífica al yacimiento y a los fluidos contenidos en él. Por último el pozo es abierto nuevamente a producción. El proceso se repite hasta que el proyecto deja de ser rentable.

La compañía Shell descubrió el proceso de inyección cíclica de vapor por accidente en Venezuela, cuando se estaba produciendo aceite pesado por medio de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande cerca de la costa Este del lago Maracaibo. Durante la inyección, ocurrió una fuga del vapor hacia la superficie, y para reducir la presión del vapor en el yacimiento, se permitió fluir en sentido contrario a los pozos inyectoros. Grandes cantidades de aceite fueron producidas, a partir de este descubrimiento en 1959 se desarrolló la inyección cíclica de vapor (“huff and puff” en inglés).

La inyección cíclica de vapor, puede estudiarse desde dos enfoques: el primero, si se desea producir aceite extra pesado, con alta viscosidad, el cual es casi sólido y no fluye. En este caso, el vapor “derrite” al aceite (disminuye su viscosidad) haciendo posible su producción; el segundo enfoque, es en el caso de que el aceite fluya a condiciones normales, el objetivo de la inyección de vapor sería aumentar la producción, reduciendo la resistencia al flujo (probablemente ocasionada por algún daño en la formación). En este enfoque está claro que la inyección de vapor es un proceso de estimulación al pozo, es por esto que la inyección cíclica de vapor también es conocida como estimulación con vapor⁴⁹.

En cualquiera de los dos enfoques mencionados, debe tenerse en cuenta que el yacimiento aún tiene energía, y que el principal mecanismo de producción durante la etapa de producción, será el mismo que predomina en el yacimiento antes de la inyección de vapor. En el presente capítulo se mencionaran los dos enfoques.

VI.1 Mecanismos de producción

Para comprender los mecanismos de producción es necesario considerar que el vapor inyectado aumenta la temperatura de la roca y de los fluidos contenidos en ella. El vapor fluye en la formación por zonas de alta permeabilidad, o por la parte de arriba del yacimiento debido a la segregación gravitacional. Sin embargo, generalmente se considera que el vapor calienta una zona a una temperatura uniforme.

El tiempo de cierre no se conoce con certeza, en la mayoría de los proyectos, se considera que de ser muy corto, el vapor no transfiere toda su energía calorífica al yacimiento, y de ser cerrado por demasiado tiempo, representa una pérdida en la producción.

El principal mecanismo de producción, generalmente, es la reducción de la viscosidad. Pues como se ha mencionado en capítulos anteriores, la viscosidad de un aceite pesado disminuye considerablemente con la temperatura, y por lo tanto aumenta la movilidad del aceite. La reducción en la viscosidad es el principal objetivo de los métodos térmicos de recuperación mejorada.

Sin embargo, el incremento en la temperatura afecta otras propiedades del sistema roca fluidos. La expansión de los fluidos contribuye en gran medida a la producción, ya que se incrementa la saturación del aceite. Además, también la roca se expande con un incremento en la temperatura durante la etapa de inyección, y se compacta durante la etapa de producción, empujando a los fluidos contenidos dentro de ella hacia el pozo.

En cuanto a los aceites extra pesados, un factor que contribuye en gran medida a la producción, es el drenaje gravitacional, el cual ocurre al tener dos fluidos de diferente densidad, entonces el fluido de mayor densidad viajará hacia la parte baja de la formación mientras que el fluido ligero, en este caso el vapor, sustituye al aceite en la parte alta del yacimiento. Sin embargo, para que este mecanismo esté presente, el yacimiento debe tener una buena permeabilidad vertical, y un gran espesor.

Durante los primeros ciclos, es posible que exista gas disuelto libre en el yacimiento, el cual al incrementar la presión durante la etapa de inyección de vapor, podría disolverse nuevamente en el aceite, y durante la etapa de producción liberarse, contribuyendo a la producción. Sin embargo, en los ciclos posteriores, gran parte del gas disuelto podría haberse liberado, es por esto que este mecanismo sólo es importante en los primeros ciclos.

Otro mecanismo importante, es la expansión del vapor durante la etapa de producción debido a un abatimiento en la presión. Ya que el vapor empuja al aceite hacia el pozo. Además el agua

que está cercana al punto de ebullición, puede cambiar a la fase de vapor al existir una disminución en la presión. Aunque este último mecanismo es de baja importancia.

En formaciones heterogéneas, la imbibición capilar de agua caliente hacia estratos de baja permeabilidad puede ocasionar el flujo de aceite hacia estratos de mayor permeabilidad y por último hacia el pozo.

En el caso de la inyección de vapor a yacimientos que contienen aceite que puede fluir en condiciones normales, el vapor limpia la zona cercana al pozo, la cual puede estar bloqueada por depósitos como parafinas, asfáltenos, o otra clase de daño. Es decir, el vapor puede reducir el daño en la formación, y por lo tanto la resistencia al flujo.

$$\frac{\Delta P_s}{q} = \frac{\mu S}{2\pi kh} \quad (6.1)$$

En la ecuación 6.1, el daño a la formación se representa con la letra S y la resistencia del pozo con $\Delta P_s/q$. Incluso si el daño a la formación no fuera reducido con la inyección de vapor, la resistencia al flujo disminuiría debido a la disminución en la viscosidad.

VI.2 Modelos matemáticos analíticos

Predecir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor es muy importante pues nos ayuda de alguna manera a asegurar la rentabilidad del proyecto. Esto se puede hacer por medio de correlaciones, modelos analíticos, o mediante simuladores numéricos. El uso de correlaciones es un proceso sencillo, pero poco preciso. Por otro lado, la simulación numérica es un proceso complejo y requiere de muchas variables, además de conocer las propiedades geológicas del campo.

La simulación numérica es la forma más recomendable de predecir el comportamiento de un proyecto de recuperación mejorada, sin embargo, en ocasiones es necesario realizar cálculos de manera rápida, y con este objetivo se han desarrollado diversos modelos analíticos.

Los modelos analíticos se basan en la representación de los fenómenos físicos que favorecen la recuperación de hidrocarburos. Es por esto que es necesario tener en cuenta que la recuperación del aceite por ciclo depende de varios factores como: (1) la cantidad de vapor inyectado, (2) el espesor neto del intervalo productor, (3) la presión de inyección, (4) el gasto al cual se remueve el calor de la formación en los fluidos producidos, (5) el número de ciclos anteriores, (6) las propiedades del vapor, y (7) el estado de disminución del mecanismo de producción primario³².

A continuación se presentan algunos modelos analíticos realizados para predecir el gasto que se podría obtener al aplicar la inyección cíclica de vapor.

VI.2.1 Estimulación de pozo con flujo estacionario⁴⁹

Si se considera el caso de que el aceite puede fluir a condiciones normales, la inyección cíclica de vapor se considera como un proceso de estimulación. Entonces el objetivo del proyecto es el de disminuir la resistencia al flujo ocasionada por la formación, es decir, reducir el daño y la viscosidad del aceite.

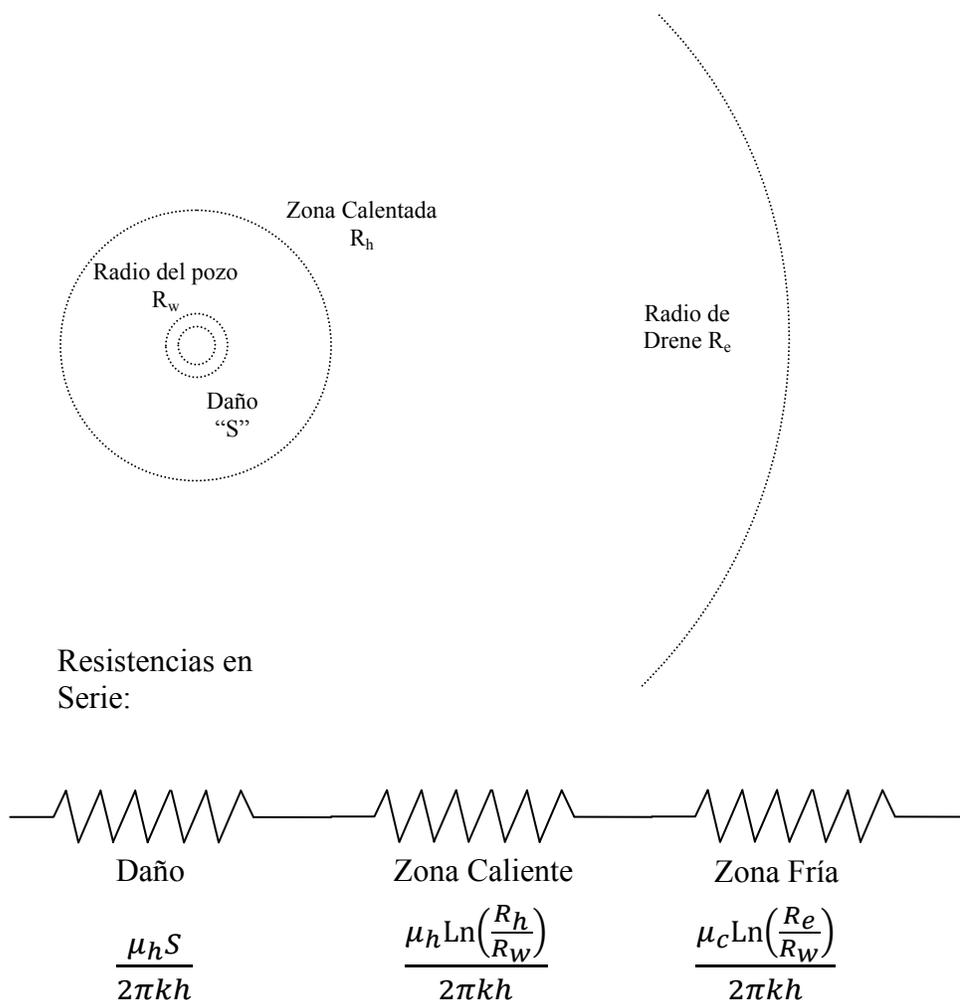


Figura 6.1 Flujo radial en estado estacionario en un pozo estimulado con vapor.

La resistencia al flujo en un pozo el cual ha sido estimulado con inyección de vapor, se muestra en la figura 6.1, en ella se observan las tres principales zonas: la zona con daño, la zona calentada por el vapor y la zona fría. A partir de las ecuaciones mostradas en ella se puede calcular el gasto que se podría obtener con el proceso.

Si la suma de las resistencias al flujo para el caso de flujo en frío es dividido por la suma para el flujo caliente, el resultado es:

$$\frac{[\Sigma\Delta P/q]_c}{[\Sigma\Delta P/q]_h} = \frac{\mu_c S_c + \mu_c \ln(R_e/R_w)}{\mu_h S_h + \mu_h \ln(R_h/R_w) + \mu_c \ln(R_e/R_w)} \quad (6.2)$$

Si la suma de la caída de presión es la misma para ambos casos:

$$\frac{q_h}{q_c} = \frac{\mu_c S_c + \mu_c \ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right)}{\mu_h S_h + \mu_h \ln\left(\frac{R_h}{R_w}\right) + \mu_c \ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right)} \quad (6.3)$$

Los dos casos de interés son:

1. Si μ_h es despreciable comparada con μ_c entonces:

$$\frac{q_h}{q_c} = \frac{S_c + \ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right)}{\ln\left(\frac{R_e}{R_w}\right)} \quad (6.4)$$

2. Si $R_h=R_e$, es decir, todo el yacimiento es calentado y $S_h=S_c$, entonces:

$$\frac{q_h}{q_c} = \frac{\mu_c}{\mu_h} \quad (6.5)$$

En este caso se asume que el factor de daño permanece constante. Si S_h es menor que S_c , entonces se mejoraría el flujo y el gasto podría ser mayor que el esperado con la ecuación 6.5

VI.2.2 Modelo de Boberg y Lantz⁵⁰

Este método considera que la presión del yacimiento es el principal mecanismo de producción, el flujo es radial y monofásico de un aceite con relativamente baja viscosidad, el yacimiento puede conceptualizarse como varios estratos de arena divididos horizontalmente por capas impermeables, como se muestra en la figura 6.2.

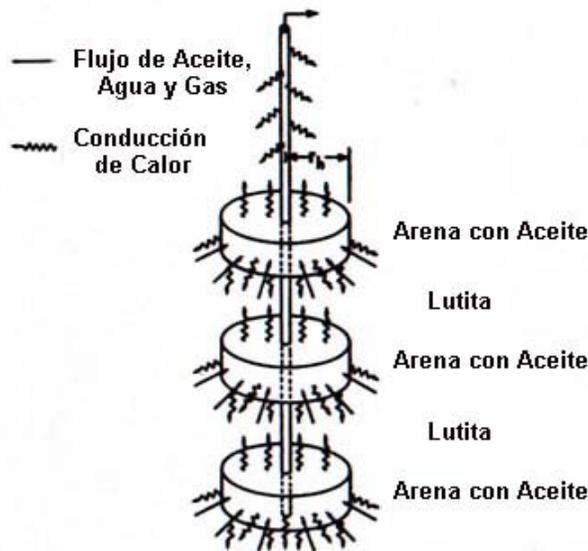


Figura 6.2 Modelos de Boberg y Lantz.

Ellos asumen que el flujo del vapor es radial y que la zona calentada es un cilindro con el pozo en el centro de él. El radio de la zona calentada es calculado usando la ecuación de Marx y Langenheim descrita anteriormente.

$$R_h^2 = \frac{hH_0 f(t_D)}{4K\pi(T_S - T_R)}$$

$$t_D = \frac{4K_2\rho_2C_2t}{h^2(\rho_1C_1)^2} \cong \frac{4\alpha_2t}{h^2} \quad (6.6)$$

$$f(t_D) = e^{t_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) + 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1$$

Una vez que la inyección de vapor se detiene, la temperatura de la zona comienza a disminuir, debido a las pérdidas de calor por conducción en las formaciones adyacentes, y cuando se abre el pozo a producción, los fluidos producidos también extraen energía calorífica del yacimiento.

Para calcular la temperatura promedio de la zona calentada, se lleva a cabo un proceso de incremento en el tiempo con la siguiente ecuación:

$$T_{avg} = T_R + (T_S - T_R)[\bar{v}_R \bar{v}_Z (1 - \delta) - \delta] \tag{6.7}$$

En donde δ es el término para cuantificar las pérdidas de calor debido a los fluidos producidos, mientras que \bar{v}_R y \bar{v}_Z son factores adimensionales para las pérdidas de calor radial y verticales respectivamente.

El valor de δ se puede obtener al integrar la ecuación de balance de calor:

$$\delta = \int_{t_i}^t \frac{H_f}{\pi r_h^2 h (\rho_1 C_1) (T_S - T_R)} dt \tag{6.8}$$

Donde H_f es la cantidad de calor retirada por los fluidos producidos por unidad de tiempo. Con cada incremento de tiempo ésta puede ser calculada usando la temperatura de los fluidos producidos y las capacidades caloríficas de cada uno de ellos.

Los factores \bar{v}_R y \bar{v}_Z pueden obtenerse a partir de la figura 6.3, en función del tiempo adimensional, o partir de la solución para la transferencia de calor por conducción.

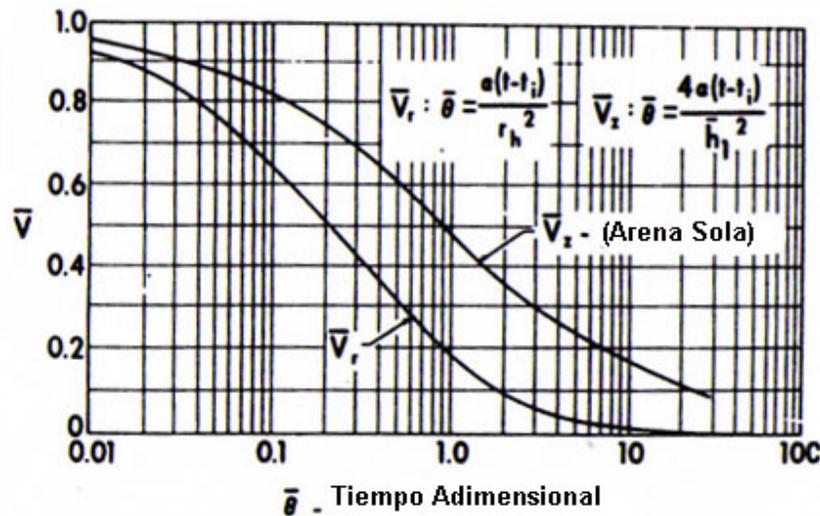


Figura 6.3 Gráfica para estimar los valores de \bar{v}_R y \bar{v}_Z .

Conociendo la temperatura promedio T_{avg} , se puede calcular el radio de la zona calentada y la viscosidad del aceite. Por lo tanto se pueden utilizar las ecuaciones 6.2 – 6.5 según sea el caso para calcular el incremento en la producción que se podría esperara con la inyección de vapor.

Para el segundo ciclo, Boberg y Lantz consideran que el calor remanente en el yacimiento después del primer ciclo debe sumarse al calor inyectado en el segundo ciclo, y así sucesivamente para obtener un calor total inyectado y calcular el nuevo R_h . Sin embargo, esta idea no es muy consistente debido a que si esto fuera cierto, el gasto de aceite incrementaría con cada ciclo lo cual no ocurre.

El método de Boberg y Lantz produce buenas predicciones para yacimientos con aceites de viscosidad in situ de pocos cientos de centipoises. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el yacimiento debe contar con la presión necesaria para hacer fluir al aceite en condiciones frías.

Los factores ignorados por Boberg y Lantz son⁴⁹:

1. El movimiento del aceite alrededor del pozo debido al desplazamiento del vapor durante la etapa de inyección y el rellenado de la región de vapor durante la etapa de producción.
2. La teoría asume que la región cercana al pozo permanece a una temperatura constante y uniforme. En realidad, esta región se enfría debido al movimiento de fluidos provenientes de la región fría, y por lo tanto se enfría por convección. El enfriamiento radial por convección es menor que el enfriamiento por conducción considerado por Boberg y Lantz.

Además al calcular las pérdidas de calor por conducción en los estratos adyacentes, se considera que la temperatura de dichas capas es la temperatura inicial de yacimiento, T_R , lo cual es incongruente debido a que estos estratos se calientan al momento de formarse la cámara de vapor, durante la etapa de inyección, por lo que se considera que las pérdidas de calor son sobreestimadas.

3. El método no permite la disminución de la saturación de aceite en la zona calentada, lo cual ocurre cuando el vapor reemplaza al aceite en yacimientos con gran espesor y que contienen aceite muy viscoso.

4.2.3 Modelo de Towson y Boberg⁵¹

En algunos yacimientos que tienen presión baja el principal mecanismo de producción durante la inyección cíclica de vapor es la segregación gravitacional. El vapor al ser un fluido más ligero que el aceite, fluye hacia la parte alta del yacimiento mientras que el aceite fluye hacia la parte baja. Esto es mostrado en la figura 6.4

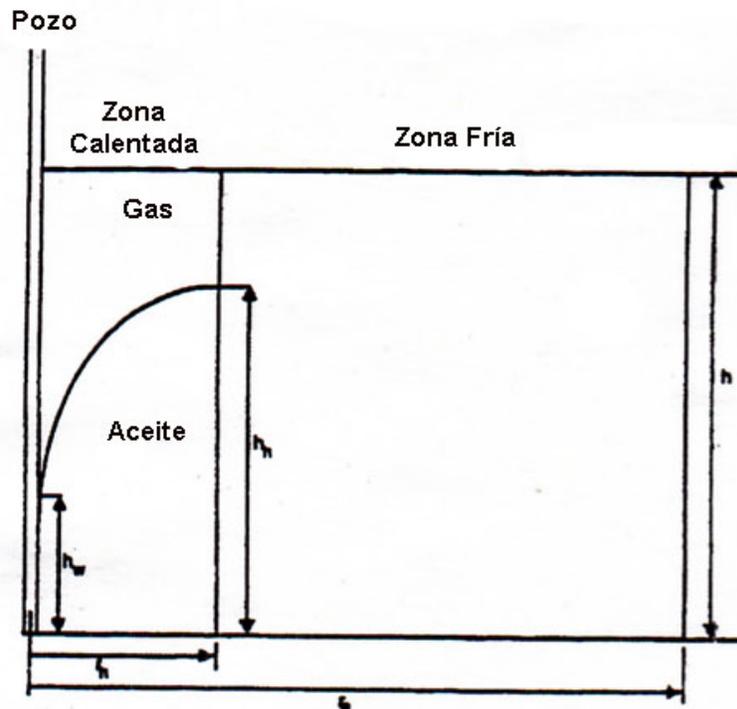


Figura 6.4 Geometría asumida en el modelo de Towson y Boberg para flujo por gravedad.

Dado una altura de la columna de aceite, h_h , a un radio de la zona calentada, r_h , y el nivel de fluido en el pozo por, h_w , el flujo de aceite después de la estimulación con vapor es:

$$q_{oh} = \frac{\pi \rho_o g k_o (h_h^2 - h_w^2)}{\mu_o \left(\ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{1}{2} \right)} \quad (6.9)$$

Boberg y Towson propusieron el uso de la ecuación anterior junto con el método de Boberg y Lantz. Calculando el gasto de aceite por los dos métodos y eligiendo el mayor de los dos.

El valor de h_h debe ser recalculado para cada incremento de tiempo, ya que la altura de la columna de aceite dentro del yacimiento es función del tiempo y se calcula de la siguiente manera: Calcular el gasto de aceite que entra en la zona calentada, r_h , desde la zona fría de

radio r_e . Entonces, el promedio de altura de la zona calentada al tiempo $n+1$ esta relacionado con la altura al tiempo n , por la siguiente ecuación:

$$h^{n+1} = \frac{h^n - (q_{oh} - q_c)\Delta T}{\pi(r_h^2 - r_w^2)\phi(S_{oi} - S_{or})} \quad (6.10)$$

Donde S_{or} es la saturación de aceite en la zona drenada por gravedad. Habiendo encontrado el valor de h^{n+1} , la altura deseada al radio de la zona calentada r_h , está dada por:

$$h_h = 4h^{n+1}B - \sqrt{16(h^{n+1})^2B^2 - h_w^2 - 8(h^{n+1})^2B} \quad (6.11)$$

Donde $B = (\ln \frac{r_h}{r_w} - \frac{1}{2})$

El procedimiento es el siguiente: para el primer incremento de tiempo, ΔT , calcular q_{oh} para el flujo radial para los dos métodos, elegir el mayor de los dos, y asumir que es un promedio para el siguiente incremento de tiempo. Calcular T_{avg} con el procedimiento mencionado anteriormente; finalmente calcular el nuevo valor de h_h , y repetir el procedimiento para el nuevo incremento de tiempo⁴⁹.

VI.2.4 Otros modelos⁵²

Existen diversos modelos para predecir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor, la mayoría de estos métodos fueron desarrollados antes de existieran los simuladores numéricos actuales, en la tabla 6.1 se muestran los más importantes.

Tabla 6.1 Modelos analíticos de predicción

Modelo	Dirección de Flujo*	Régimen de Flujo**	Cálculos Adicionales	Extensión Vertical de la Zona Calentada	Perfil de Temperatura Radial
Boberg y Lantz (1966)	r	i, ps	No	Total	Incrementa
Towson y Boberg (1967)	r, z	i+ Gravedad	No	Total	Incrementa
Owens y Suter (1965)	r	i	No	Total	Uniforme
Martin (1967)	r	i, ps	Sí	Total	Complejo
deHaan- van Lookeren (1969)	r	Transitorio	No	Total	Incrementa
Seba y Perry (1969)	r, z	i+ Gravedad	No	Total	Constante $<r_h$, Variable $>r_h$
Closmann (1970)	r, z	i	Sí	Cualquiera	Complejo
Gontijo y Aziz (1984)	r, z	i+ Gravedad	No	Total	Incrementa
Tamin y Rahaman (1999)	r, z	i+Gravedad	Sí	Total	Incrementa

* r= radial; z= vertical

** i= flujo incompresible; ps= estado pseudo estacionario

De los modelos mostrados anterior mente se destacan los de Tamin y Rahman y el de Gontijo y Aziz, pues se ha encontrado que son los más precisos, además de que las consideraciones tomadas por ellos son muy importantes.

Tamin y Rahman⁵³ en 1999, desarrollaron un modelo analítico el cual considera una zona de micro fracturas creadas por una fractura mayor, resultado de inyectar el vapor a grandes presiones con la finalidad de que la fractura funcione como un conducto par el vapor. Ellos consideran que esta zona de fracturas afecta la permeabilidad, y para considerar este incremento de la permeabilidad utilizan una función de pseudo permeabilidades relativas.

El modelo considera el flujo a un pozo circular ubicado en el centro de un sistema elíptico de drene. Como se muestra en la figura 6.5.

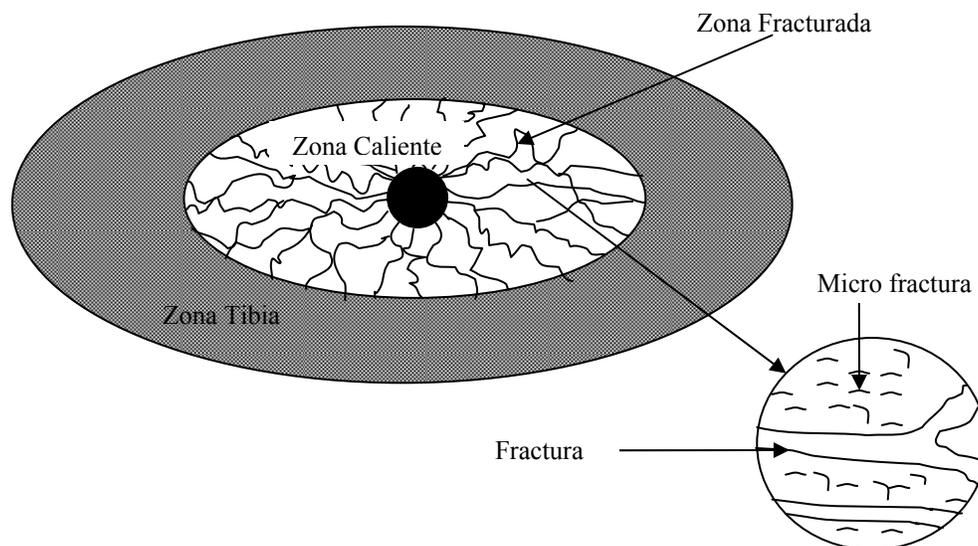


Figura 6.5 Geometría de flujo del modelo de Tamin².

El método consiste en obtener unas pseudo permeabilidades relativas que son función del grado de fracturamiento que tenga la formación y de la presión de fractura de la formación.

El modelo de Gontijo y Aziz⁵⁴ para yacimientos de aceite pesado está basado en otros métodos existentes pero con algunas modificaciones. La ecuación está basada en la teoría de Butler para pozos horizontales pero modificaron esta ecuación para pozos verticales, aunque también considera el drene gravitacional como mecanismo de empuje.

Su ecuación considera la formación de una zona de vapor cónica como la que se muestra en la figura 6.6

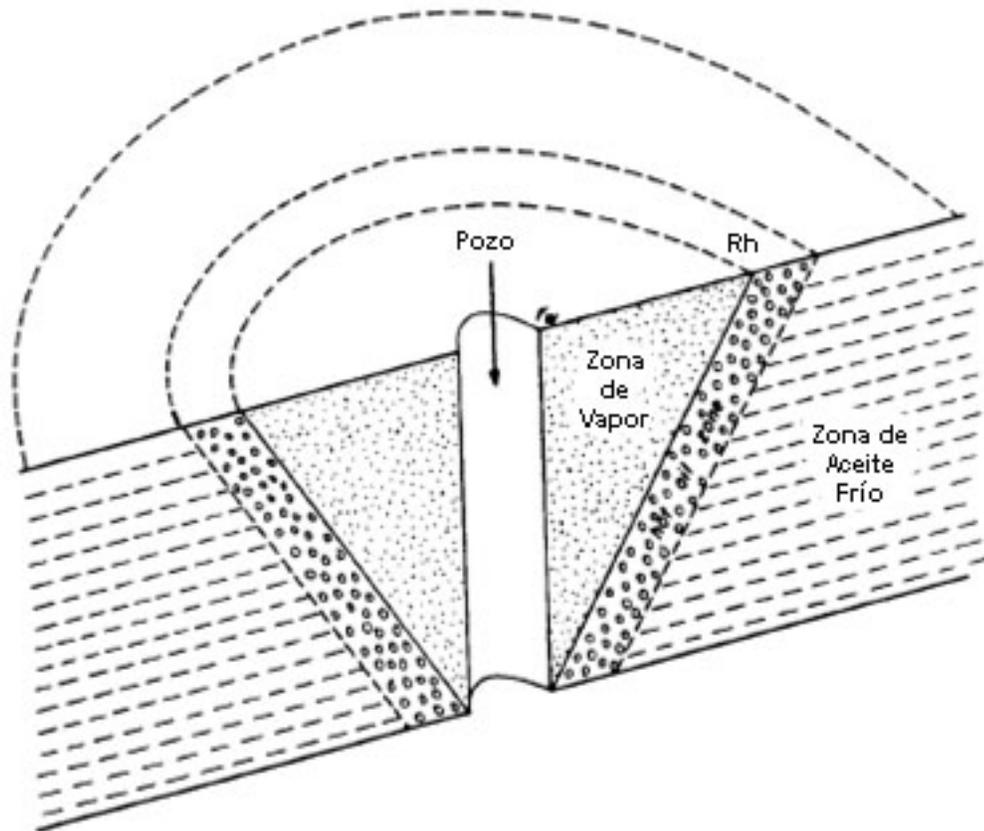


Figura 6.6 Geometría de flujo del modelo de Gontijo y Aziz

El modelo toma las siguientes consideraciones:

- El yacimiento está inicialmente saturado con aceite y agua.
- Después de un periodo de inyección, el vapor ocupa un volumen cónico.
- No existe transferencia de calor desde el vapor durante el periodo de inyección, por lo tanto la temperatura promedio durante este periodo es la temperatura del vapor.
- El aceite es movilizado por el vapor en una delgada capa entre la zona de vapor y de aceite.
- La transferencia de calor transmitido desde la zona de vapor a la zona de aceite es por medio de conducción.
- Se asume flujo pseudo estacionario dentro de la zona calentada.
- Mientras se produce aceite, la zona de vapor crece.
- El potencial que hace que el aceite fluya hacia el pozo, es una combinación entre drenaje gravitacional y caída de presión.
- La presión en la zona de vapor está dada por la temperatura promedio del vapor en la zona.

VI.3 Efecto de las variables del método en la ejecución del proyecto

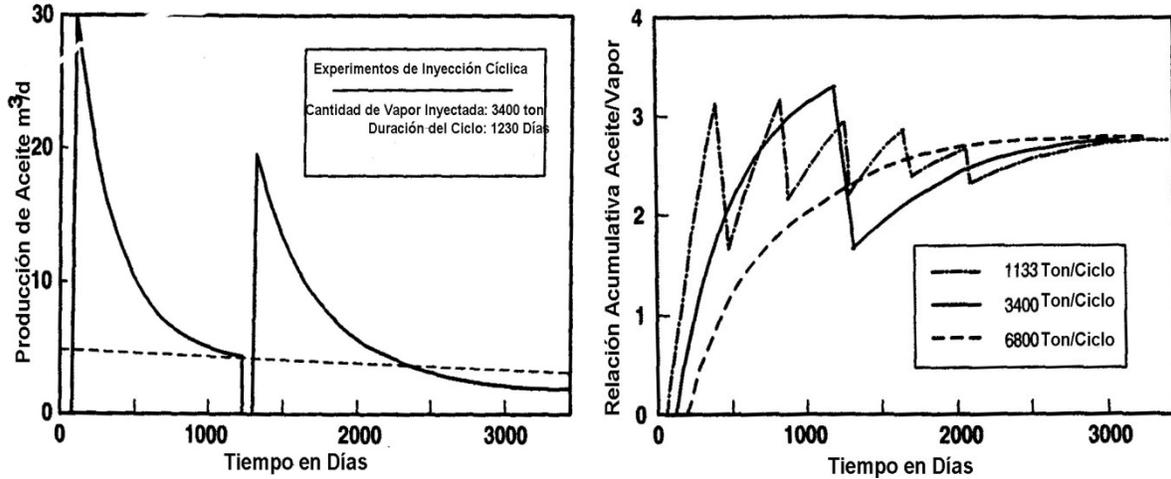
Boberg y Lantz estudiaron el efecto teórico de las variables, sus conclusiones son:

1. El método desarrollado por ellos no es aplicable yacimientos con aceite extra pesado.
2. Los pozos que tienen un factor de daño alto, responden mejor a la estimulación.
3. Los factores que ayudan a obtener un incremento en la relación aceite-vapor son:
 - a. Alta saturación de aceite, esto reduce el calor que es necesario para calentar el yacimiento por unidad de volumen.
 - b. Baja relación Agua-Aceite (WOR), ya que el agua tiende a acelerar las pérdidas de calor, debido a que el agua puede almacenar casi dos veces más energía calorífica que el aceite.
 - c. Baja relación Gas Aceite (RGA). Esto es benéfico ya que el gas generalmente esta saturado con vapor y con el calor contenido en él, particularmente, calor latente. Y representa grandes pérdidas de calor.
 - d. Alta viscosidad del aceite, ya que como se ha mencionado antes, los aceites que presentan altas viscosidades reducen considerablemente el valor de la viscosidad con un incremento en la temperatura.
 - e. Espesor grande del yacimiento. Esto mejora la relación Aceite Vapor (OSR) debido a que se reducen las pérdidas de calor.
4. La contra presión del pozo durante la parte temprana del ciclo de producción puede ser benéfica debido a que reduce el enfriamiento de la zona calentada causado por la evaporación del agua.

Otro trabajo de investigación acerca del efecto de las variables del método fue elaborado por Niko y Troost (1971), su trabajo consiste en una serie de modelos a escala para yacimientos de baja presión.

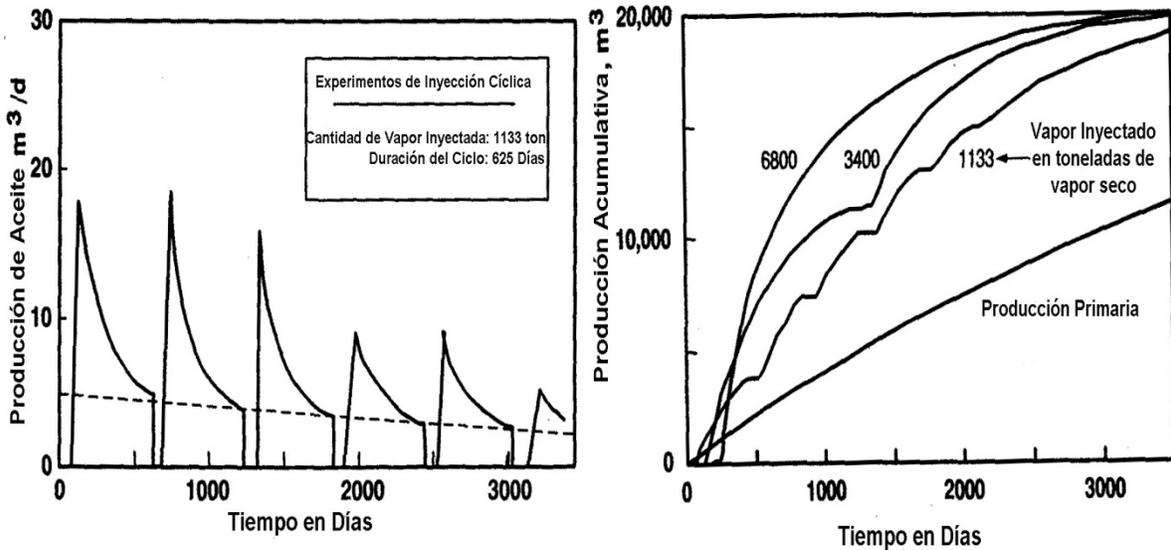
- Tiempo de cierre. El tiempo de cierre no fue una variable significativa debido a que el calor almacenado en el aceite puede utilizarse para facilitar el levantamiento desde el fondo del pozo.
- Cantidad de vapor inyectada por ciclo. Una cantidad pequeña de vapor inyectada en varios ciclos presenta una alta producción acumulativa inicialmente, comparada con una

gran cantidad en pocos ciclos. Sin embargo, después de un tiempo la relación acumulativa de aceite vapor se aproxima al mismo nivel, esto se observa en la figura 6.7



(a)

(b)



(c)

(d)

Figura 6.7 Efecto de las variables del método

VI.4 Análisis de disminución del gasto

Existe un método un método sencillo que permite entender la naturaleza del proyecto, y además comparar los resultados de unos proyectos con otros, con tan solo unos parámetros. Dicho método consiste en suponer que el calor removido de la zona calentada por el vapor es proporcional a la producción de aceite. Por lo que el gasto de extracción de calor está dado por la producción de aceite multiplicada por su capacidad calorífica y por la diferencia de temperatura. Sin embargo, es claro que la producción de aceite no es la única fuente de pérdida de calor, pues también existen pérdidas de calor en la producción de agua y en los alrededores de la zona, así que para considerarlas se incluye un factor, η , por lo tanto la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\frac{dQ}{dt} = -\eta q \rho C (T - T_R) \quad (6.12)$$

En la medida que el calor es extraído del banco inicial, la temperatura del banco disminuye. Si se asume que la masa y la composición de los materiales que constituyen al banco de calor permanecen constantes, y tienen la misma capacidad calorífica, entonces⁴⁹:

$$\frac{Q}{Q_i} = \frac{T - T_R}{T_S - T_R} = T^* \quad (6.13)$$

Donde T^* es la temperatura adimensional del banco de calor; la ecuación 6.13 puede ser diferenciada con respecto al tiempo.

$$\frac{dQ}{dt} = Q_i \frac{dT^*}{dt} \quad (6.14)$$

Combinando las ecuaciones 6.12 y 6.14

$$Q_i \frac{dT^*}{dt} = -\eta q \rho C (T_S - T_R) T^* \quad (6.15)$$

Como la temperatura del banco de calor disminuye, el gasto de aceite disminuye debido a un incremento en la viscosidad, por simplicidad se asume que el gasto es proporcional a T^{*s} , en donde s es una constante. Si se asume que el gasto q es proporcional al recíproco de la viscosidad, entonces s debe ser igual al parámetro m para la ecuación de la viscosidad.

$$\frac{1}{\mu} = \frac{1}{\mu_s} T^{*m} \quad (6.16)$$

El parámetro m tiene valores cercanos a 3 para la mayoría de los aceites pesados en métodos térmicos. El gasto de aceite en función de la temperatura se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_i} = T^{*s} \tag{6.17}$$

En esta ecuación, q_i , es el gasto de aceite al tiempo cero, extrapolado en una curva de gasto contra tiempo. Eliminando el gasto q con las ecuaciones 6.17 y 6.15:

$$\frac{dT^*}{dt} = - \frac{\eta q_i \rho C (T_S - T_R)}{Q_i} T^{*s+1} \tag{6.18}$$

La ecuación 6.18 puede ser integrada por separación de variables, y el resultado es:

$$\frac{1}{T^{*s}} = \frac{\eta q_i \rho C (T_S - T_R) s t}{Q_i} + C_1 \tag{6.19}$$

Donde C es una constante de integración; eliminando T^* con la ecuación 6.17

$$\frac{1}{q} = \frac{\eta q_i \rho C (T_S - T_R) s}{Q_i} t + \frac{1}{q_i} \tag{6.19}$$

En ecuación 6.19 se observa que es de la forma $y=mx+b$, es decir, una gráfica del recíproco del gasto contra el tiempo da una línea recta, en donde la ordenada al origen es el recíproco del gasto inicial y la pendiente depende de las pérdidas de calor, del calor acumulado en la formación y de la capacidad calorífica del aceite, principalmente.

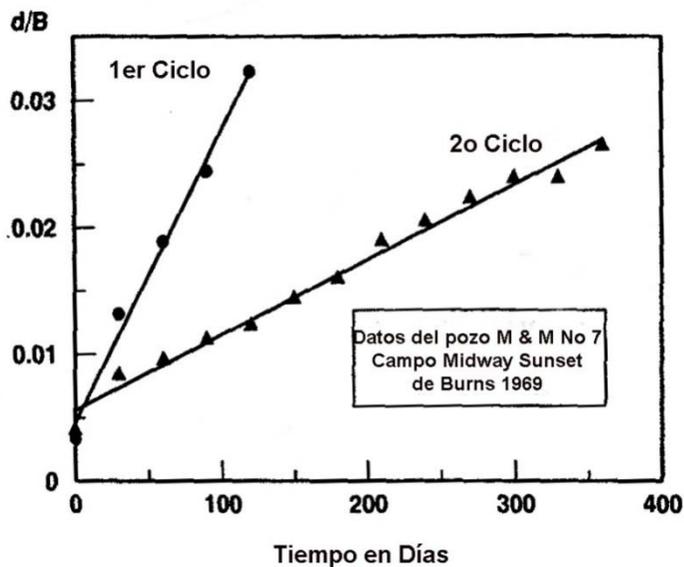


Figura 6.8 Gráfica del recíproco de la producción contra el tiempo

A pesar de que el análisis descrito anteriormente es algo crudo y simple. Representa el tipo de declinación del gasto encontrado en varios casos publicados, y es posible comparar valores de η para realizar conclusiones razonables. Las figuras 6.9 y 6.10 son un ejemplo de comparación entre dos proyectos.

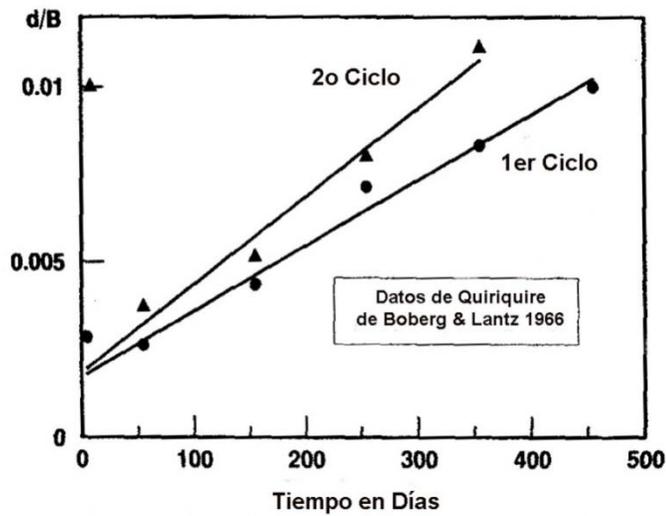


Figura 6.9 Gráfica del recíproco de la producción contra el tiempo

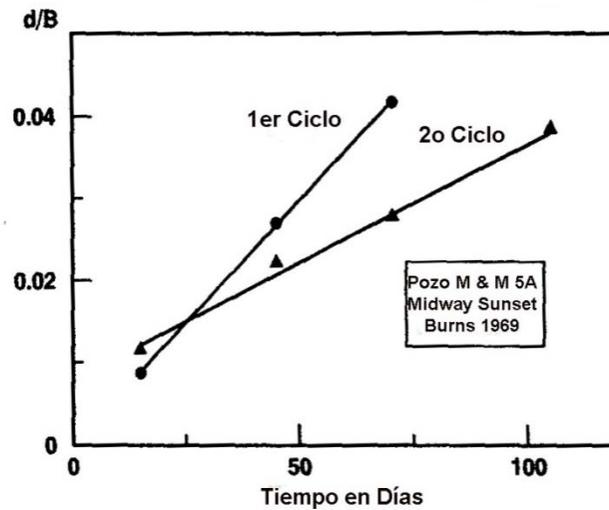


Figura 6.10 Gráfica del recíproco de la producción contra el tiempo

VI.5 Simulación numérica

Antes de iniciar el proyecto es necesario evaluarlo con ayuda de la simulación numérica, que aunque en un principio era un proceso difícil y que presentaba altos requerimientos computacionales, en los últimos años es la mejor forma de predecir el comportamiento de un proyecto de inyección de vapor.

La simulación numérica de los procesos térmicos es un tema bastante complejo, pues no sólo debe considerarse el balance de materia, sino que debe considerarse el balance de energía, y además deben considerarse que las propiedades de los fluidos y de la roca se alteran con la variación de la temperatura.

El primer efecto que debe ser modelado en un simulador no isotérmico es el incremento de la temperatura y la reducción de la viscosidad. Además se deben tener en cuenta las pérdidas de calor en los estrados adyacentes⁵⁵.

El principal problema es la estabilidad del simulador ya que las ecuaciones de balance de masa y de energía son altamente no lineales y dependientes entre sí. El proceso físico que conduce a estos errores de estabilidad es el siguiente: el vapor se condensa al ser introducido al yacimiento, y por lo tanto cambia su volumen, este cambio de volumen afecta el balance de masa. En la medida que el volumen cambia, también afecta el balance de energía, y este último es el que determina que tanto vapor se condensa. En otras palabras, el movimiento de fluidos afecta en gran medida el movimiento de energía, y viceversa⁵⁵.

Además de las dificultades numéricas descritas anteriormente, es difícil modelar un proceso de inyección de vapor debido a que las propiedades de los fluidos dependen de la composición, la presión y la temperatura.

El balance de materia para el agua, debe reflejar el hecho de que el agua puede estar en la fase de líquida o vapor⁵⁵.

$$\nabla \cdot (\xi_w \lambda_w \nabla \Phi_w + y_w \xi_g \lambda_g \nabla \Phi_g) + q_w = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (\xi_w S_w + y_w \xi_g S_g)] \quad (6.20)$$

Y la ecuación de energía es:

$$\nabla \cdot (k_h \nabla T + H_o \xi_o \lambda_o \nabla \Phi_o + H_w \xi_w \lambda_w \nabla \Phi_w + H_g \xi_g \lambda_g \nabla \Phi_g) + q_H$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi)\rho_{for}C_rT + \phi(U_o\xi_oS_o + U_w\xi_wS_w + U_g\xi_gS_g)] \quad (6.21)$$

Donde:

k_h = Conductividad térmica de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

H = entalpía específica

U = energía interna específica

ρ_f =Densidad de la roca (a una porosidad cero)

C_f = Capacidad calorífica de la roca

q_H = Gasto de inyección o producción de entalpía

ξ = Densidad Molar

λ = Movilidad

Φ =Potencial

Por definición:

$$H = U + pv \quad (6.22)$$

Además las sumas de las saturaciones y de las fracciones molares dan igual a uno:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (6.23)$$

$$\sum_{v=1}^{Nc} x_v = 1 \quad (6.24)$$

Y

$$\sum_{v=1}^{Nc} y_v + y_w = 1 \quad (6.25)$$

Si el aceite puede ser tratado como no volátil, puede ser representado como un solo componente, y la ecuación de balance de materia para la fase aceite se reduce a:

$$\nabla \cdot (\xi_o \lambda_o \nabla \Phi_o) + q_o = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \xi_o S_o) \quad (6.26)$$

Las ecuaciones mostradas reflejan la complejidad del problema. Pues deben resolverse simultáneamente para cada nodo. El proceso es muy complicado, sin embargo, en la actualidad existen simuladores comerciales que modelan con bastante eficacia los métodos térmicos de recuperación mejorada, como lo son la inyección cíclica, la inyección continua y la inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional (SAGD).

La inyección cíclica de vapor es usualmente simulada con un modelo radial de un solo pozo. Con ella se puede optimizar el tiempo de cierre, la cantidad de vapor inyectada y el tiempo de producción.

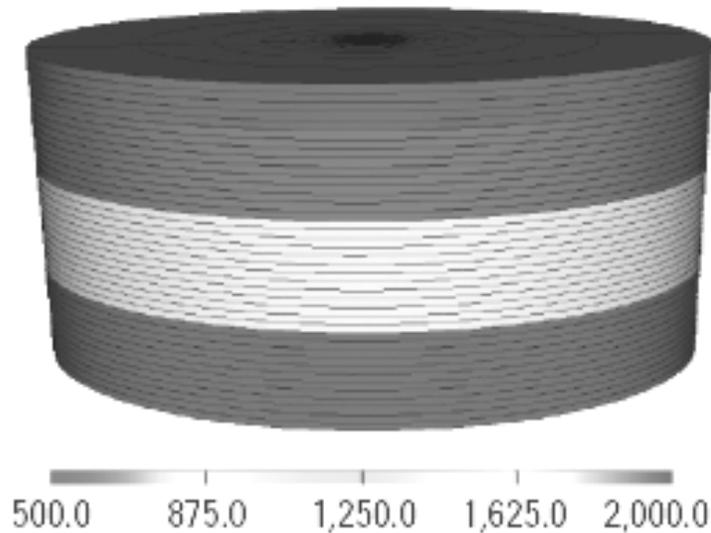


Figura 6.11 Modelo de simulación de inyección cíclica de vapor, Eclipse Thermal, Schlumberger

VI.6 Pozos inyectoros

VI.4.1 Pozos verticales.

La mayoría de los pozos utilizados en los proyectos de inyección cíclica de vapor son pozos verticales o con poca inclinación, y someros.

En 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.

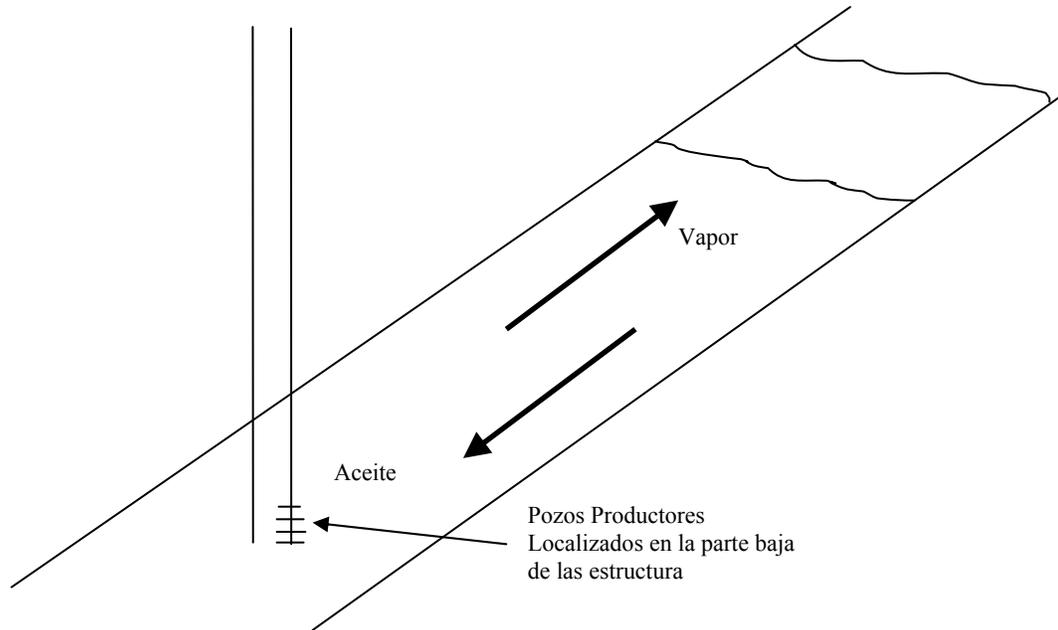


Figura 6.12 Pozos vertical en el fondo del yacimiento

Pueden utilizarse terminaciones para aprovechar varios estratos productores, los estratos podrían estar divididos por capas impermeables, en caso de que las capas intermedias no tengan continuidad, el vapor podría fluir hacia los estratos superiores.

Un aspecto importante a considerar en los pozos, son las pérdidas de calor a lo largo de la tubería, pues representan una importante fuga de energía. Por lo que se recomienda usar algún tipo de aislante.

El sistema artificial de producción más comúnmente utilizado para llevar los fluidos a la superficie, es el bombeo mecánico, y una de las limitantes del éste es que no puede utilizarse en pozos desviados, esta es una razón más por la que generalmente se utilizan pozos verticales para la inyección de vapor.

VI.4.2 Pozos Horizontales

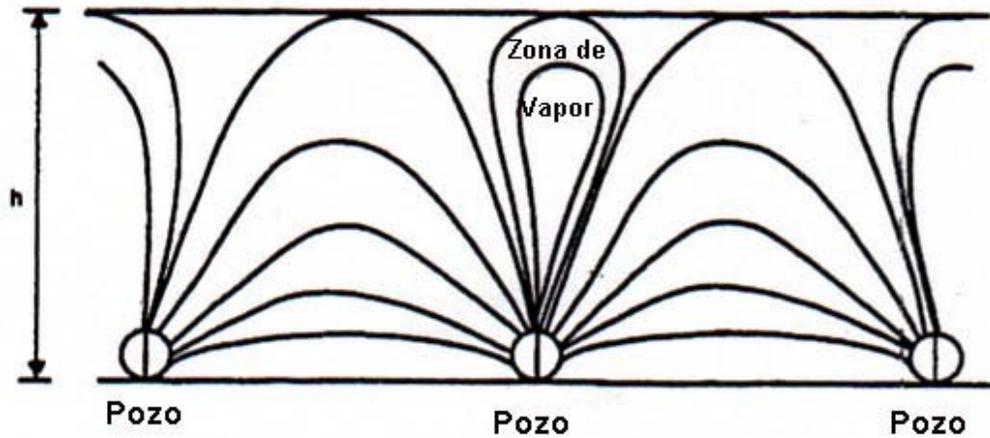


Figura 6.13 Drene de aceite pesado en pozos horizontales

El objetivo es crear una zona caliente arriba de los pozos horizontales, en forma de un triángulo. La figura 6.13 muestra una sección transversal de tres pozos horizontales, y de la zona calentada por vapor encima de ellos. El caso fue reportado por Butler, McNab y Lo. La ecuación más simple para el gasto es la siguiente⁴⁸:

$$q_{oh} = \sqrt{\frac{2k_o g \alpha \phi S_o h}{m v_s}} \quad (6.27)$$

Donde v_s es la viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor T_s . Y a cualquier otra temperatura, está dada por:

$$\left(\frac{v_s}{v}\right) = \left(\frac{T - T_R}{T_s - T_R}\right)^m \quad (6.28)$$

Donde T_R es la temperatura original del yacimiento, y m es surge de la relación entre la viscosidad y la temperatura del aceite, g es la constante de la gravedad.

El perforar pozos horizontales es una operación muy costosa, sin embargo, en yacimientos someros, este tipo de pozos son una realidad.

VI.7 Fracturamiento y expansión del yacimiento durante la inyección de vapor.

En ocasiones el yacimiento opone cierta resistencia al inyectar grandes gastos de vapor, por lo que para poder inyectar el gasto de vapor deseado es necesario fracturar la formación. Sin embargo, las fracturas en formaciones muy consolidadas pueden ser pequeñas grietas y suelen tener una orientación preferencial.

La orientación de las fracturas está controlada por los esfuerzos a los que la roca está sometida. En general los esfuerzos están referidos a tres ejes ortogonales, uno vertical y los otros dos horizontales. La teoría indica que el plano de una fractura hidráulica es normal a la dirección del mínimo esfuerzo compresivo.

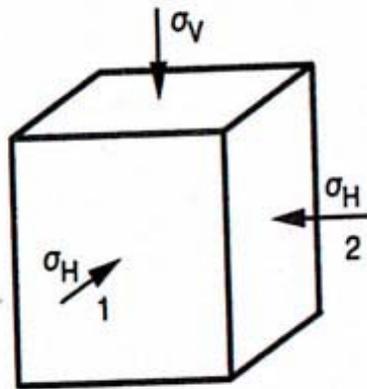


Figura 6.14 Esfuerzos presentes en la formación

En condiciones reales, las fracturas horizontales tienden a formarse en profundidades relativamente someras (menor a 1200 pies), debajo de esta profundidad se forman fracturas verticales.

Debido a que el drene gravitacional en yacimientos de aceite extra pesado es un mecanismo muy importante, las fracturas verticales son muy importantes también, ya que funcionan como un conducto para el transporte de calor y para el drene del aceite. En yacimientos someros de Canadá, se encontró que las primeras fracturas al iniciar la operación de inyección, fueron verticales, sin embargo, las fracturas que se formaron después de un periodo de inyección eran horizontales.

Se cree que este cambio en la dirección preferencial de la fracturas es resultado de los cambios en los esfuerzos tectónicos debido al tratamiento térmico. El calentamiento incrementa el esfuerzo compresivo, dejando al esfuerzo vertical como el mínimo. En la dirección vertical, el incremento en el esfuerzo se observa al elevarse el suelo, mientras que en la dirección horizontal, el yacimiento no tiene hacia donde expandirse, por lo que aumenta el esfuerzo compresivo.

VI.8 Producción de aceite extra pesado

La inyección cíclica de vapor como método de recuperación de aceite extra pesado es una realidad en países como Venezuela y Canadá. Pues como se ha mencionado es un excelente método para la producción de aceites con viscosidades altas. Sin embargo, el producir aceite extra pesado es un gran reto pues es tan viscoso que puede considerarse casi sólido e incluso la inyección de algún fluido dentro del yacimiento es difícil, pues el mismo aceite funciona como una barrera.

En los primeros ciclos, no existe una cámara de vapor, en donde éste pueda fluir. Por lo que en ocasiones es necesario inyectar el vapor a presiones altas, con la finalidad de fracturar la formación e incrementar así la capacidad de inyección en el pozo, además de permitir al aceite fluir dentro de la fractura en la etapa de producción.

En la medida que se incrementan los ciclos, se crea una cámara de vapor y el aceite fluye dentro de ésta, ya sea por drene gravitacional o por la misma presión del yacimiento.

VI.5.1 Fractura de la formación

El vapor al entrar en la formación a alta presión, la fractura, creando espacio poroso adicional; esto permite el flujo del vapor y del condensado de vapor a través de la fractura y después de calentar la formación, el agua caliente puede fluir dentro de la roca.

El aumento de la temperatura en el yacimiento provoca que tanto la roca como el aceite se expandan, incrementando el volumen poroso, esto se observa en la superficie, pues debido a que estos yacimientos generalmente son muy someros, puede percibirse una elevación del suelo.

Al reducir la presión en la etapa de producción, la formación se compacta nuevamente y expulsa al aceite y al condensado contenidos en ella, sin embargo, una parte del vapor condensado permanece atrapado en el espacio poroso, esto se concluye debido a que la producción de agua es baja en los primeros ciclos de producción.

A pesar de que este mecanismo es similar al mencionado para aceites pesados que son móviles, existen diferencias importantes: con el aceite móvil, el volumen de condensado de vapor es acomodado por el movimiento del aceite lejos del pozo y por la invasión del condensado en la zona de fría, probablemente por flujo preferencial en zonas de alta permeabilidad. Mientras que para el aceite extra pesado el cual se considera inmóvil el movimiento del condensado hacia la roca es por la dilatación de la formación, en la medida de que la presión de fractura es excedida. Otra diferencia es que en el primer caso el movimiento de fluidos hacia el pozo es por el mecanismo de producción natural presente en el yacimiento, mientras que para aceites extra pesados, el aceite es desplazado hacia el pozo debido a la expulsión de la roca al compactarse y además la gravedad juega un papel importante.

Un fenómeno importante encontrado en el campo, es la histéresis de las permeabilidades relativas, pues en la etapa de inyección el condensado fluye hacia la formación, sin embargo, en la etapa de producción el condensado no fluye con la misma facilidad hacia el pozo⁴⁹.

Este fenómeno se comprueba con la simulación numérica de yacimientos de aceite extra pesado bajo la inyección cíclica de vapor, ya que la producción de agua calculada con el simulador es mucho más grande que la encontrada en el campo, pues el agua puede fluir muy fácilmente hacia el yacimiento en la etapa de inyección, pero no fluye tan fácilmente en sentido contrario durante la etapa de producción.

Es posible que este fenómeno se deba a que la viscosidad del agua es mucho menor que la del aceite, entonces, el agua fluye a través del aceite formando canalizaciones, y en la etapa de producción, la diferencia de presión no es tan grande para mantener estos canales de agua a través del aceite, entonces el aceite atrapa al agua y no le permite fluir con la misma facilidad hacia el pozo⁴⁹.

Otra explicación posible del fenómeno de histéresis, es la formación de fracturas durante la inyección de vapor, haciendo un conducto para el flujo de vapor y agua. En la etapa de producción estas fracturas se cierran y por lo tanto no existe el conducto para el flujo de agua en sentido contrario.

Este fenómeno se puede evitar haciendo que el vapor fluya por la parte alta del yacimiento, de esta manera el aceite puede fluir por gravedad hacia la parte baja y ser drenado junto con el condensado de vapor.

En los primeros ciclos, la compactación del yacimiento es el mecanismo de producción predominante, sin embargo, en los ciclos posteriores, el drene gravitacional adquiere una mayor importancia.

VI.5.2 Drene gravitacional en yacimientos de aceite extra pesado.

Doscher⁵⁶ (1966) estudió el efecto de una región de vapor que se expande por efecto de la disminución de la presión, y sube a la parte alta del yacimiento debido al drene gravitacional. Este mecanismo es dominante en yacimientos con alta viscosidad y que tienen un gran espesor, particularmente después de los primeros ciclos.

La alta viscosidad del aceite, permite la formación de una cámara de vapor. Debido a que funciona como una barrera para el flujo del vapor, conteniéndolo, y derritiendo al aceite en la cámara, de esta manera permite que el aceite fluya hacia la parte baja del yacimiento, mientras que el vapor fluye hacia la parte alta. Esto se muestra en la figura 6.15.

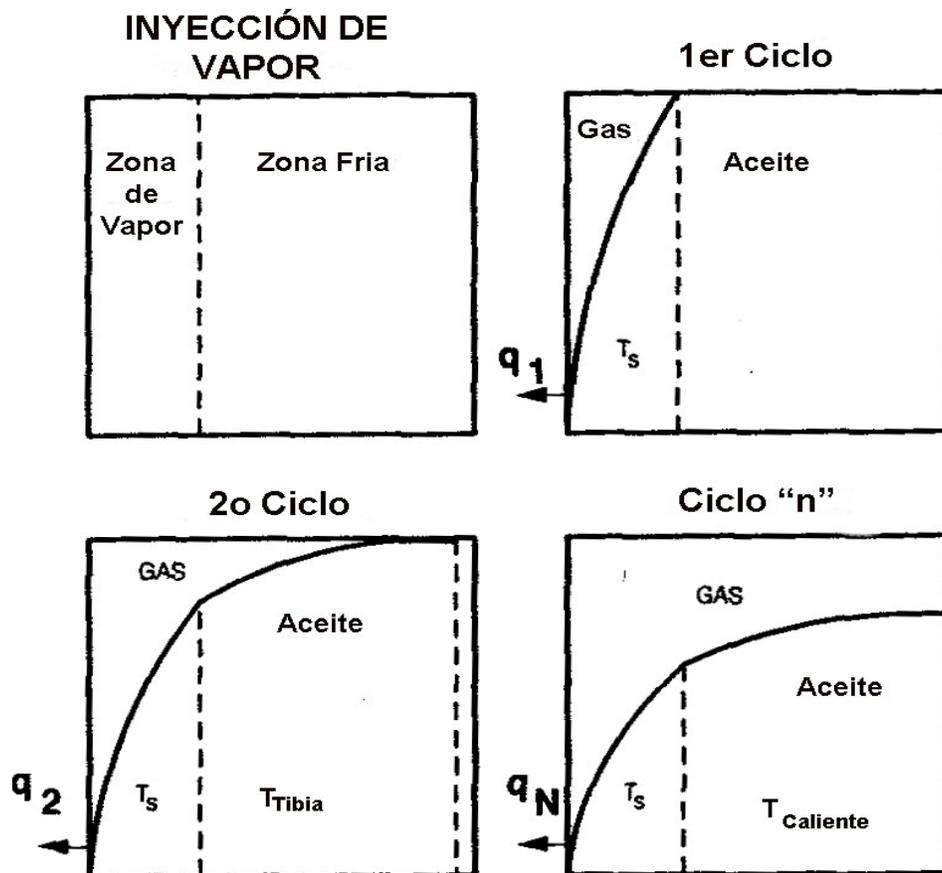


Figura 6.15 Efecto de Drene Gravitacional en Yacimientos e Aceite Pesado

La producción está acompañada por una disminución en la presión y la temperatura en la cámara de vapor, durante esa etapa el agua residual es evaporada y el vapor es producido junto con el aceite, aumentando las pérdidas de calor en la zona, a mismo tiempo, el vapor en las fronteras de la cámara se condensa. La cámara de vapor crece con los ciclos posteriores,

aumentando las pérdidas de calor verticales y requiriendo más vapor, por lo tanto se reduce la relación aceite-vapor.

El uso de pozos horizontales en la parte baja del yacimiento, ayudan a formar una cámara de vapor encima de los pozos, y entonces el aceite es drenado en la parte baja del yacimiento. Con esto se incrementa el área de la cámara de vapor. Esta idea se muestra en la figura 6.12. El mecanismo de producción es el mismo que el utilizado en el proceso SAGD, con la diferencia de que en este caso sólo se utiliza un pozo, el cual funciona como inyector y productor.

Un importante mecanismo encontrado en yacimientos someros de aceite pesado es la compactación de la formación, pues al estar poco consolidada, parte de la sobrecarga es soportada por los fluidos, y al extraerlos durante la etapa de producción, la formación tiende a compactarse, lo que se puede observar en la superficie. Los fluidos remanentes en la roca son expulsados debido a la compactación. Incluso se recomienda que la inyección cíclica de vapor debe continuarse hasta el punto en el cual el mecanismo de compactación ya no éste presente, para entonces el yacimiento tendrá una temperatura elevada y una baja presión, y sería más sencillo inyectar vapor continuamente al yacimiento.

VI.9 Criterios de selección (screening)

Los criterios de selección son una serie de condiciones, propiedades del yacimiento y del aceite, los cuales funcionan como una guía para elegir el método de recuperación más adecuado para determinado yacimiento. Estos criterios se realizan con base en pruebas de laboratorio, resultados de otros campos y de simulación numérica.

Existen diversos artículos técnicos en los cuales se establecen los criterios de selección para los métodos de recuperación mejorada. Sin embargo, estos criterios no garantizan que el proceso será exitoso ya que existen variables no consideradas que afectan el desempeño del proyecto.

En el caso de la inyección de vapor, se ha mencionado en capítulos anteriores que no es recomendable para grandes profundidades debido a las grandes pérdidas de calor a lo largo de la tubería, además de que la presión requerida para inyectar el vapor al yacimiento hace que la temperatura del vapor también sea alta para evitar que se condense.

En cuanto al yacimiento, debe contar con una buena permeabilidad y porosidad, para asegurar que los fluidos inyectados entren en el yacimiento. Se recomienda que la inyección de vapor se aplique a yacimientos de arenas poco consolidadas. Sin embargo, es necesario estudiar si es posible aplicarla a yacimientos poco convencionales, como los yacimientos naturalmente fracturados.

También se recomienda una alta saturación de aceite, pues el agua posee una capacidad calorífica de aproximadamente dos veces la del aceite. Por lo tanto de existir una gran cantidad de agua, se requerirá más energía calorífica para aumentar la temperatura del yacimiento. Además, una alta saturación de aceite significa una mayor producción y por lo tanto el proyecto es más rentable.

Una consideración importante es el tipo de aceite, pues como se ha mencionado, los métodos térmicos son recomendables para aceites con viscosidades altas, pues presentan una importante reducción de la viscosidad con un incremento en la temperatura.

A continuación se presentan los criterios de selección para proyectos de inyección de vapor, incluyendo la inyección continua y la cíclica. Esta tabla fue tomada del trabajo realizado por J. J. Taber y F. D. Martin⁵⁸.

Tabla 6.2 Criterios de selección para inyección de vapor⁵⁸

Criterios de Selección para Inyección de Vapor (continua y cíclica)		
Mecanismos: (1) calentamiento del aceite y reducción de la viscosidad; (2) suministro de presión en el pozo inyector; (3) destilación del vapor, especialmente en aceites ligeros.		
Criterios de Selección Técnicos		
	Recomendados	Proyectos Actuales
Aceite Crudo		
Densidad, °API	8 a 25	8 a 27
Viscosidad, cp	<100,000	10 a 137,000
Composición	No crítica pero algunas fracciones ligeras ayudan a la destilación con el vapor	
Yacimiento		
Saturación de Aceite, %	>40	35 a 90
Tipo de Formación	Arenas con muy alta permeabilidad y porosidad preferentemente.	
Espesor Neto, pies	>20 (6 metros)	
Permeabilidad Promedio	>200 md	63 a 10,000
Transmisibilidad, md-pie/cp	>50	
Profundidad, pies	<5,000 (1,524 m)	150 a 4,000
Temperatura, °F	No crítica	60 a 280 (15 a 137 °C)
Limitaciones:		
La saturación de aceite debe ser alta y el espesor del yacimiento debe ser mayor a 20 pies para minimizar las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes. La inyección de vapor no es usual en yacimientos carbonatados debido a los altos requerimientos de vapor para calentar la formación.		

A pesar de que en la tabla anterior se menciona que los criterios de selección son los mismos para inyección continua y para inyección cíclica de vapor, la inyección cíclica de vapor puede diferir un poco, por ejemplo la permeabilidad de un yacimiento al que se le va aplicar una inyección cíclica puede ser un menor debido a que no es necesario que el vapor entre en todo el yacimiento; otra propiedad que suele variar es la viscosidad del aceite, pues debido a que no necesita ser desplazado a lo largo del yacimiento puede tener una viscosidad más grande y producirse por otros mecanismos.

En cuanto a la porosidad, en la inyección cíclica se puede incrementar por medio de fracturas, que es un factor no considerado en los criterios de selección mencionados. Las fracturas funcionan como un conducto para que el vapor pueda entrar en el yacimiento y también para que el aceite pueda desplazarse hacia el pozo.

Otro aspecto importante que no se menciona en los criterios de selección es el mecanismo de producción que predomina en el yacimiento, el cual es el mismo mecanismo de producción que empujara al aceite hacia el pozo después de la estimulación con vapor, y por lo tanto afecta el rendimiento del proyecto.

Es importante tener en cuenta los mecanismos de producción considerados para realizar estos criterios de selección, ya que de existir otros mecanismos es posible que los criterios difieran un poco de los mencionados por J. J. Taber y F. D. Martin.

La inyección cíclica de vapor se ha aplicado con éxito en yacimientos de arenas poco consolidadas, sin embargo, es necesario realizar estudios para aplicarla a yacimientos carbonatados, ya que contienen importantes reservas de aceite pesado. A la fecha se han realizado estudios de simulación y se ha encontrado que a pesar de no ser tan rentable como en arenas, la inyección cíclica de vapor es una promesa para extraer hidrocarburos pesados de yacimientos carbonatados.

VII. REQUERIMIENTOS E INSTALACIONES PARA LA INYECCIÓN DE VAPOR

En este capítulo se presenta una revisión de las instalaciones y el equipo necesario para la generación e inyección de vapor al yacimiento, así como los procesos de tratamiento del agua para utilizarla en los generadores de vapor. Además se presenta las terminaciones requeridas de los pozos inyectores, los sistemas artificiales de producción y el control de las pérdidas de calor, tanto en las instalaciones superficiales como en los pozos de inyección.

En una típica operación de inyección de vapor, el volumen de agua producida es de entre tres a cinco veces mayor que el volumen de aceite producido⁵⁹. Por lo tanto debe tenerse en cuenta el capital y los costos operacionales necesarios para el tratamiento de agua. Como el desarrollo del proyecto entero depende del adecuado tratamiento de agua y de la calidad del vapor generado, es de vital importancia conocer el proceso.

En general, el equipo y el tratamiento de los fluidos producidos de un proceso de inyección continua de vapor y un proceso de inyección cíclica son casi idénticos, sin embargo, existen dos principales diferencias, debido a que la inyección cíclica de vapor es también conocida como un proceso de estimulación, se entiende que el pozo es sometido a condiciones de calentamiento y enfriamiento, mientras que en un proyecto de inyección continua las condiciones que se presentan en los pozos de inyección son diferentes pues el vapor es inyectado continuamente en el pozo por algunos años y por lo tanto el pozo no es sometido a cambios de temperatura. Las variaciones de temperatura que experimenta un pozo utilizado en un proceso de inyección cíclica de vapor requieren de atención especial en el diseño y desarrollo del proyecto⁵⁹.

La otra diferencia es que el equipo utilizado en la generación de vapor en un proceso de inyección cíclica es mucho más pequeño y por lo tanto es mucho más fácil de transportar de un pozo a otro, en cambio en la inyección continua generalmente se prefiere un equipo centralizado debido a que la inyección se prolongara por varios años. En muchos proyectos, se prefieren varias plantas de generación permanentes distribuidas en todo el campo para minimizar la longitud de las redes de distribución, y reducir así, las pérdidas de calor.

VII.1 Tratamiento de agua

La generación de vapor requiere de agua limpia, no debe contener sólidos suspendidos ni minerales disueltos, los líquidos y gases no deben ser nocivos para el equipo de generación de vapor, el sistema de distribución y el pozo.

Básicamente, el agua no debe contener material suspendido o disuelto ya que podría precipitarse y dañar la tubería en el generador de vapor. Los sólidos suspendidos tienden a caer y a formar una capa de lodo. Además, cualquier sólido que logre pasar a través del sistema de generación podría acumularse en el cara de la formación del intervalo de inyección, y reducir así, la capacidad de inyección del pozo. El aceite en el agua de alimentación ayuda a formar incrustaciones en las tuberías del equipo de generación y tiende a hacer una película de resina en el fondo y posteriormente formación de coque.

Las incrustaciones que se adhieren a las tuberías de los generadores tienden a reducir la transferencia de calor, y entonces provocan calentamientos localizados y posibles debilitamiento en algunas partes de la tubería. Además, cualquier depósito formado en las tuberías puede ocasionar corrosión acelerada. Las incrustaciones más comúnmente encontradas contienen calcio, magnesio, hierro y sílice.

Debido a que una parte del agua de alimentación es convertida en vapor, la materia disuelta que permanece en la fase líquida tenderá a alcanzar su punto de saturación. Entonces, los minerales podrían precipitarse incluso si las solubilidades son independientes de la temperatura. La solubilidad de los carbonatos disminuye con el incremento de la temperatura, agravando el problema. Los carbonatos de solubilidad limitada (aquellos de calcio y magnesio) están presentes en todas las fuentes de agua natural. Los gases disueltos, como el oxígeno, dióxido de carbono, y sulfuro de hidrógeno también pueden afectar la operación de los generadores de vapor al ocasionar diversos tipos de corrosión o ayudando a la vida de bacterias. El principal problema del tratamiento de agua es tratarla lo más económicamente posible y considerar que un tratamiento insuficiente o inapropiado podría resultar en el incremento de los costos de mantenimiento del equipo de generación de vapor, e incluso en los del pozo mismo.

El tratamiento del agua es afectado por la fuente y la composición química de la corriente de agua. El agua de ríos y lagos tiende a tener alta concentración de oxígeno disuelto y sólidos suspendidos, y baja concentración de sólidos disueltos. El agua del subsuelo tiende a tener las características opuestas.

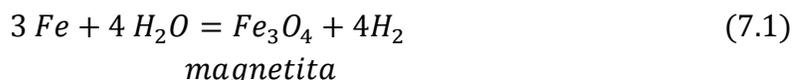
El agua producida de cualquier campo petrolero, frecuentemente es mas difícil y costosa de tratar que el agua de otras fuentes, debido a que se incrementa su contenido de sólidos disueltos, salinidad, y contenido de aceite. Sin embargo, podría ser la única agua disponible.

En general se recomienda usar los siguientes procedimientos aunque no todos ellos son necesarios⁵⁹.

- 1) El uso de bactericidas. Generalmente se usa cloro, menos frecuente es el uso de MBT y peróxido de bario.
- 2) Filtrar los sólidos suspendidos y los desechos de bacterias. Los niveles de sólidos suspendidos en la filtración del agua debe estar debajo de 5 ppm (API, 1983)⁶⁰.
- 3) Remover el oxígeno disuelto, ya sea por métodos químicos o mecánicos, aunque los métodos químicos son más eficientes. Un método químico es por medio sulfito de sodio, que captura el oxígeno. Los métodos mecánicos son por ejemplo: Desaireación por vacío, arrastre (con gas natural dulce o vapor). El contenido de oxígeno debe ser menor que 0.01 ppm (API, 1983).
- 4) Controlar las incrustaciones, con iones tales como magnesio, calcio, hierro su concentración debe ser menor a 1 ppm (el de total de estos minerales disueltos se conoce como dureza del agua). El calcio y el magnesio son removidos con métodos de intercambiadores de iones. Típicamente, un inhibidor de incrustaciones es usado como una precaución adicional. El total de sólidos disueltos debe mantenerse a niveles a los cuales no se precipiten cuando el 80% de el agua líquida sea convertida en vapor. El sílice puede mantenerse en solución controlando el pH. En la ausencia de iones, se pueden aceptar concentraciones de el orden de 150 ppm (API, 1983).
- 5) Remover el aceite del agua producida por una combinación de tanques, celdas de flotación, y filtros de tierra de diatomeas. Los niveles deben estar debajo de 1 ppm (API, 1983).
- 6) Normalmente el pH del agua está entre 7 – 12. El control del pH no es tan necesario. Un pH debajo de 7 podría causar corrosión acida en las tuberías, lo cual podría resultar en acarreo del hierro por el agua de alimentación. Las concentraciones de hierro deben estar debajo de 0.1 ppm, pero límites bajos deben requerirse en presencia de altas concentraciones de sílice (API, 1983). Por otro lado pH mayores a 13 generan corrosión caustica.

VII.2.1 Desaireación y control de oxígeno

El control de oxígeno disuelto es necesario en orden de eliminar la corrosión. Cuando el oxígeno está presente en concentraciones apreciables, éste reacciona con el acero y forma óxido férrico. En la ausencia de oxígeno, se forma una capa de magnetita⁶¹.



Se recomienda que las concentraciones de oxígeno se mantengan debajo de 0.04 ppm con presiones menores a 3 MPa y debajo de 0.007 ppm para presiones de hasta 14 MPa.

La concentración de oxígeno en el agua de alimentación en todas las calderas debe ser minimizada para reducir la corrosión. Es común calentar el agua y después eliminar el oxígeno del agua por medio de vapor en un desaireador.

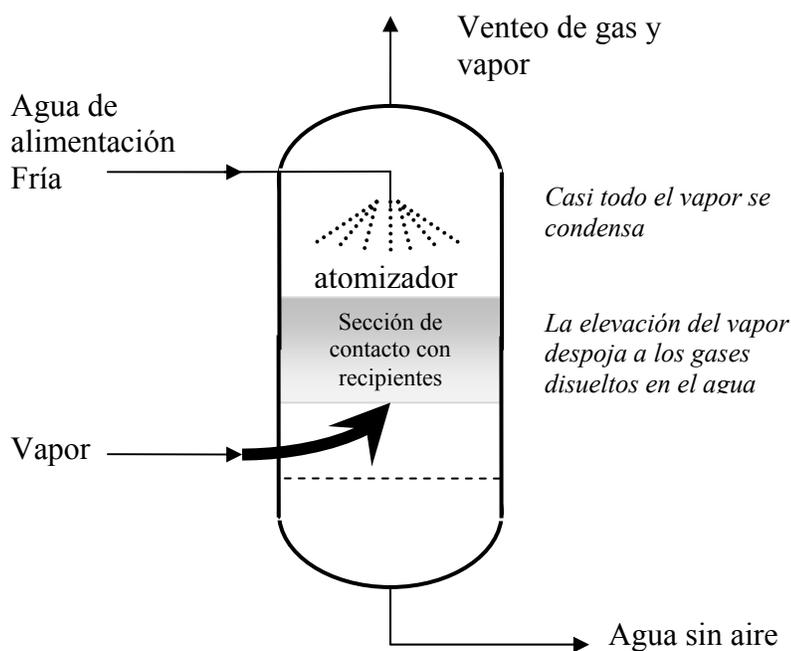
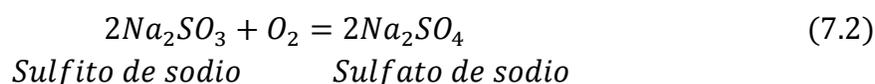


Figura 7.1 Desaireador

La figura 7.1 muestra un diagrama esquemático de un desaireador. Este consiste en un sistema depurador de contracorriente, en el cual el vapor de baja presión hace contacto con el agua en

dos etapas. Mucho, pero no todo, el vapor se condensa en la cima de la cámara, donde la corriente de agua entrante es elevada a su punto de ebullición. La mayor parte del gas disuelto remanente es eliminado por contacto con el vapor en la etapa baja. Esta sección frecuentemente contiene recipientes receptores.

Las trazas residuales de oxígeno en el agua entrante del deaireador son controladas por la adición de un químico que reacciona con el oxígeno convirtiéndolo en un producto menos dañino. Con calentadores de baja presión (debajo de 1000 psi, o 7 MPa) es común emplear sulfito de sodio como químico reactivo. El oxígeno es consumido por la oxidación de este compuesto a sulfato de sodio⁶¹.



A altas presiones y, a altas temperaturas, el uso de sulfito de sodio puede presentar un problema debido este se descompone a sulfuro de hidrogeno y dióxido de azufre. En una caldera convencional de tambor, es común mantener un nivel residual de sulfito de sodio en el agua para asegurar la eliminación de oxígeno; típicamente a un nivel de 40 ppm es mantenida. Por arriba de 1000 psi y 546°F, esta práctica es inadecuada de la descomposición del sulfito de sodio. En estos casos, es común usar hidracina como secuestrador de oxígeno. La hidracina reacciona con el oxígeno formando nitrógeno y agua.



Esta aproximación puede y también ha sido usado con los generadores de vapor de campo. Sin embargo, existe un problema debido a la naturaleza cancerígena de la hidracina y el riesgo que esta envuelve. Una solución es usar químicos que son seguros de manejar pero que liberan hidracina dentro de la caldera.

Otra aproximación es el uso de sulfito de sodio adicionándolo antes del generador de vapor, lo cual también protege el equipo de tratamiento de agua de corrosión, y sirve para ajustar la cantidad de modo que sólo hay una pequeña acumulación residual dentro del generador (menos de 5 ppm). Con esta técnica, el sulfito es convertido a sulfato (el cual es térmicamente estable) antes de entrar al generador de vapor, y entonces el sulfito no es expuesto a altas temperaturas.

Las bacterias reductores de sulfato en ocasiones encontradas en el agua sub superficial pueden generar sulfuro de hidrogeno. En presencia de hierro, se forma sulfuro de hierro. Éste tiende, junto con los cuerpos de bacterias, a acumularse sobre la resina intercambiadora de iones en el

suavizador de agua, reduciendo su efectividad. Los compuestos de hierro también pueden afectar negativamente la operación de las resinas intercambiadoras de iones (y son difíciles de remover de éstas), y los compuestos solubles de hierro pueden recolectarse en las tuberías del generador y afectar su transferencia de calor. Remover el oxígeno y los gases ácidos reduce la corrosión. Los depósitos de sílice y las incrustaciones también pueden reducir la transferencia de calor.

Si se comprueba que un pozo de agua produce agua con hierro, debe usarse protección catódica, tuberías no metálicas desde la fuente a la planta de tratamiento (o recubrimiento plástico).

VII.2 Generadores de vapor

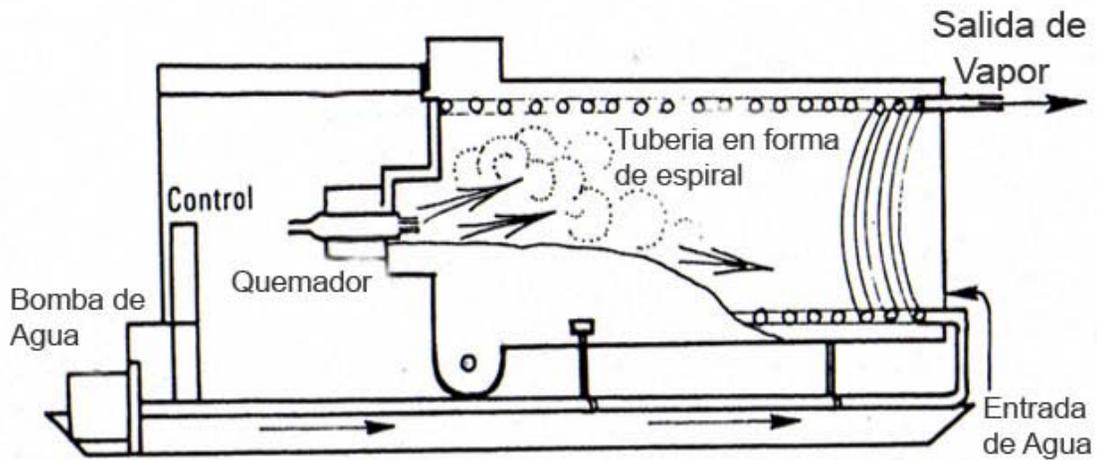
El inicio de la inyección de vapor como una técnica de recuperación mejorada creó la necesidad de desarrollar equipo capaz de cumplir los requerimientos del proceso. En la década de los 60's rápidamente se diseñaron prototipos y se mejoraron en los años subsecuentes en cuanto a su capacidad de generar vapor.

Los generadores de vapor usados en los campos petroleros difieren significativamente de las calderas convencionales, ya que estas son usadas generalmente para producir vapor saturado e incluso sobrecalentado. En cambio las operaciones para los proyectos de inyección de vapor requieren grandes cantidades de vapor para continuar a largo plazo la inyección al yacimiento.

Los generadores de paso, también conocidos como generadores de vapor húmedo, son usados casi exclusivamente en las operaciones de inyección de vapor. Ellos fueron específicamente desarrollados para estas operaciones en la década de los 60's, y difieren de una caldera convencional en que ellos no tienen separación de vapor y no requieren recirculación. Debido a que estos generadores no tienen separación de vapor, la máxima calidad de vapor debe estar limitada aproximadamente al 80% de para prevenir la precipitación y el depósito de los sólidos disueltos, y reduciendo así, la probabilidad de alguna falla de la tubería.

El bajo flujo de calor en los generadores de vapor de campo los hacen mucho más tolerantes al sobrecalentamiento causado por las incrustaciones de sales minerales sobre las tuberías. Las incrustaciones debido a causas tales como la dureza del agua proporcionan resistencia a la transferencia de calor entre la pared de la tubería y el agua. El flujo de calor a través de esta resistencia produce un incremento en la caída de temperatura que es proporcional a la resistencia y al flujo. Aunque este efecto es menor en los generadores de vapor de campo, es muy importante suavizar el agua de alimentación para minimizar la formación de depósitos

minerales. Existe, sin embargo, una considerable tolerancia a otros sólidos disueltos tales como el cloruro de sodio.



Generador de vapor con tubería llena de agua en forma de espiral

Figura 7.2 Generador de vapor con tubería en forma de espiral

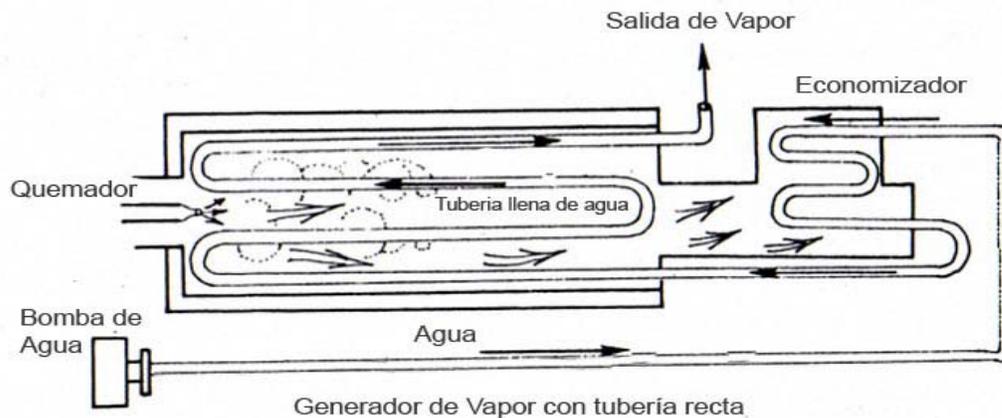


Figura 7.3 Generador de vapor con tubería en línea,

Un generador de vapor húmedo tiene tuberías llenas de agua, con la flama y gases calientes alrededor. Los tubos pueden tener forma de espiral (figura 7.2), el agua es bombeada a alta velocidad y turbulencia, contrario a la dirección de flujo de los gases calientes como se muestra en la figura 7.3 El agua llena los tubos que también pueden ser rectos, recorriendo de ida y vuelta a lo largo de la longitud del generador. En este caso la unidad tiene un economizador

para precalentar el agua. Una comparación entre ambos tipos de generador se muestra en la tabla 7.1⁶².

Tabla 7.1 Comparación entre los dos tipos de generadores de vapor

Tubería llena De Agua	Espiral	Recta
Ventajas	<p>No requiere precalentar el agua</p> <p>Reduce la superficie de refracción y es más fácil de transportar</p> <p>Las espirales son fácil de limpiar con una solución acida.</p>	<p>Firmemente construida y pocas posibilidades de daños</p> <p>Fácil de remplazar las tuberías rectas.</p>
Desventajas	<p>Más alta temperatura por unidad de área calentada y más posibilidades de daño.</p> <p>Difícil de reparar</p>	<p>Más material de refracción</p> <p>Más pesado.</p> <p>Perdida de velocidad debido al choque en los codos de ambos extremos de la tubería</p> <p>Residuos de carbón del gas caliente sobre las tubería del economizador</p>

Un generador de vapor puede ser alimentado por gas, aceite o incluso por carbón. Los generadores de vapor usados comúnmente en un proyecto de inyección de vapor tienen una potencia de 50 millones BTU/hr (MMBH) o 22 MMBH. Ellos son frecuentemente llamados “50s” o “22s” respectivamente. Los “50s” son comúnmente usados en proyectos de inyección continua de vapor, mientras que los “22s” son más adecuados para la inyección cíclica debido a su tamaño, sin embargo, también se podrían usar para la inyección continua. Un “50s” puede generar cerca de 3800 BPD con una calidad de vapor del 80%. Pero, para mantener la flexibilidad a incrementar el gasto de generación de vapor, una planta de generación de vapor está diseñada con un gasto de 3100 BPD de vapor por cada “50s”⁶³.

Los generadores de vapor estándar están disponibles para manejar presiones de 1500, 1700 ó 2500 psi. La presión de salida es determinada por la red de distribución, el tamaño del estrangulador en la cabeza del pozo de inyección, y por la presión de fondo requerida. Típicamente, la presión máxima en la cabeza del pozo debería estar entre 50 y 200 psig después del estrangulador y entre 500 y 800 psig antes del estrangulador con condiciones de flujo crítico en el estrangulador.



Figura 7.4 Generador de vapor

El componente más crítico en una inyección de vapor es el generador de vapor, el cual debe ser capaz de operar bajo condiciones mucho más difíciles que aquellas requeridas en los procesos tradicionales. Un generador de vapor diseñado para la inyección de vapor debe cumplir como mínimo con lo siguiente⁶⁴:

- 1) Generar vapor con presiones del rango de 300 a 2500 psia.
- 2) Usar agua fría con un contenido total de sólidos disueltos mayor a 8000 ppm.
- 3) Operar completamente solo un periodo de tiempo.
- 4) Ser relativamente portátil para poder ser desplazado de una locación a otra.
- 5) Responder a la rápida demanda de calor o de presión de vapor.
- 6) Ser adecuado para operar al aire libre.
- 7) De mantenimiento sencillo para el personal de campo.
- 8) Evitar la construcción que la sitúan en una clasificación de caldera.

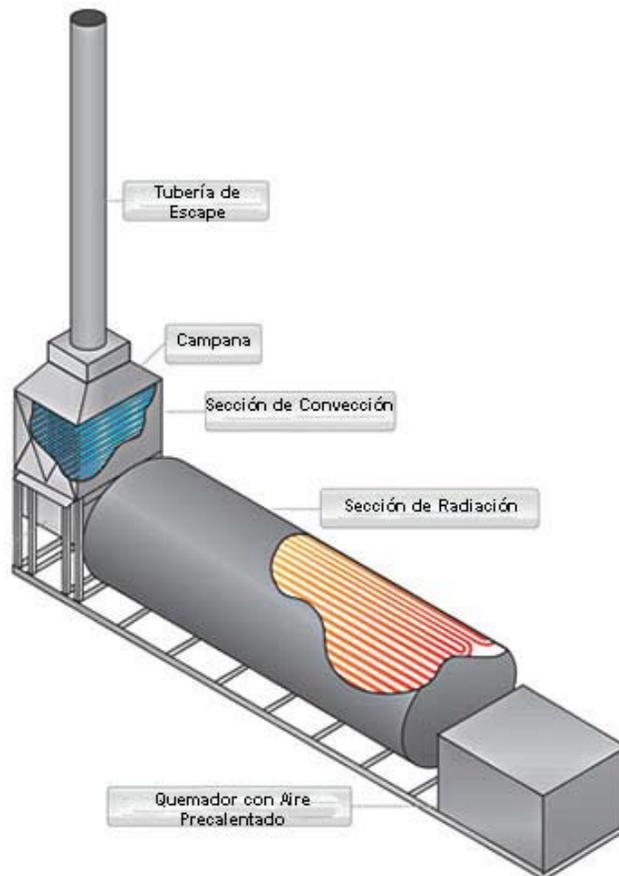


Figura 7.5 Generador de vapor

Otros componentes del equipo, que deben ser desarrollados o modificados para cumplir con las especificaciones necesarias del proceso de inyección de vapor, incluyen lo siguiente⁶⁴:

- 1) Instrumentos para medir la calidad del vapor
- 2) Tratamiento del agua de alimentación
- 3) Depuradores de gas producto de la combustión
- 4) Economizadores de baja temperatura
- 5) Empaques térmicos de alta temperatura
- 6) Sistema de ventilación en la T.R.
- 7) Generadores de vapor sub superficiales

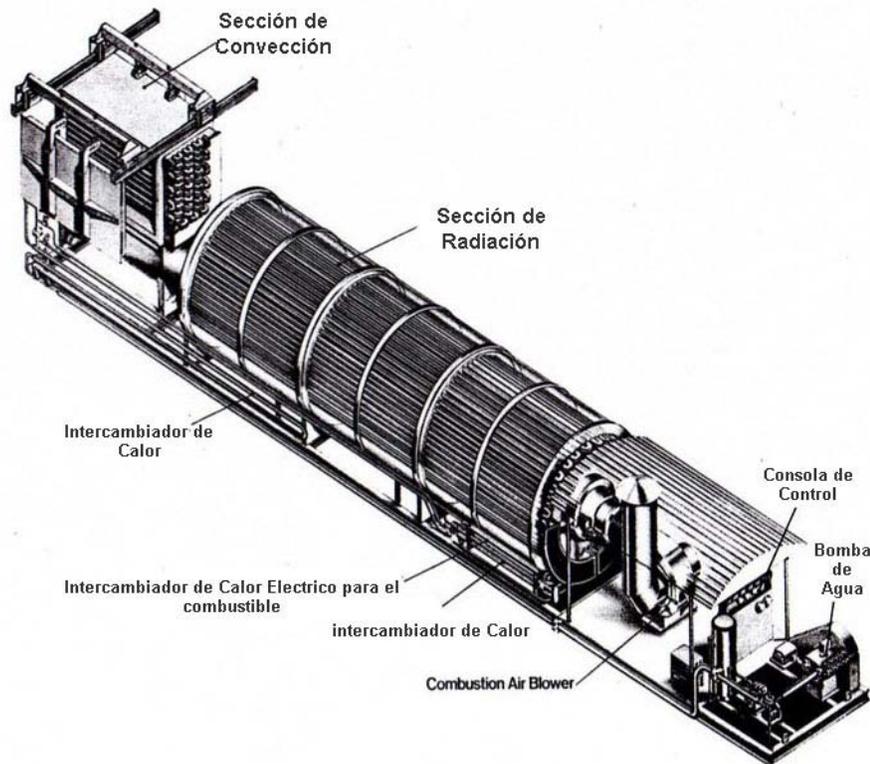


Diagrama de Generador de Vapor Horizontal (Natco)

Figura 7.6 Generador de vapor NATCO

VII.2.1 Generadores de vapor de fondo

Una de las principales fallas de las tuberías en un proyecto de inyección de vapor es la excesiva pérdida de calor, la cual puede ser eliminada generando el vapor en el fondo del pozo. Los problemas mecánicos y las pérdidas de calor fueron los principales incentivos para desarrollar generadores de vapor de fondo. Schrimmer and Eson (1985)⁶⁵, entre otros, investigaron el concepto usando un generador de vapor a fuego directo en una operación de inyección de vapor.

En este tipo de generador, el combustible y el aire son inyectados separadamente en el pozo alcanzando la cámara de combustión localizada en frente de la formación productora. Después de que el combustible es encendido con una chispa eléctrica, el agua inyectada en la cámara de combustión entra en contacto con la flama y se vaporiza.

El uso de ambos, combustible y aire transportados continuamente al fondo del pozo a la cámara de combustión elimina problemas que se presentan comúnmente en la inyección convencional con generadores de vapor superficiales. El riesgo que debería ser eliminado es la fuga de combustible o de aire que podrían ocasionar condiciones favorables a una explosión en el pozo.

Las principales ventajas sobre los métodos de generación de vapor convencionales son⁶²:

- La reducción de las pérdidas de calor.
- La reducción en la contaminación del aire.
- El potencial para inyectar vapor a mayores profundidades.
- El potencial para inyectar vapor desde plataformas marinas (al tener instalaciones pequeñas y usar agua de mar)
- Aumentar la presión del yacimiento (alta presión para el desplazamiento con vapor cerca del pozo).

Existen dos enfoques básicos⁶¹:

1. Baja presión de combustión, en la cual la combustión de fondo es llevada a cabo a una presión relativamente baja y en la cual el gas producto de la combustión es ventilado hacia el espacio anular, en el pozo de inyección.
2. Alta presión de combustión, en la cual los productos de la combustión son mezclados directamente con el vapor y pasan al yacimiento para ser recuperados en los pozos de producción.

Una importante variación del segundo enfoque implica el uso de oxígeno en lugar de aire para la combustión. Esto además tiene la ventaja potencial de que las altas concentraciones de dióxido de carbono generadas en la combustión puedan mejorar el efecto del vapor en la recuperación del aceite. Consideraciones similares a ésta también aplican a el uso de oxígeno para la combustión in-situ y a generadores de vapor de oxidación húmeda.

Una ventaja mayor en el uso de un generador de vapor de fondo con la inyección del gas producto de la combustión al yacimiento es que los óxidos de nitrógeno y el azufre serán absorbidos en el yacimiento.

La figura 7.7 muestra una sección transversal de un generador de vapor de fondo de alta presión, desarrollado por Sandia National Laboratories en la DOE (vapor profundo, en inglés “deep steam”) proyecto descrito por B.W. Marshall (1982)⁶⁶.

Las paredes del generador son enfriadas por el agua de alimentación que fluye del espacio anular hacia la parte baja de la cámara de combustión. Aquí se evapora, y el vapor se mezcla con los gases de combustión.

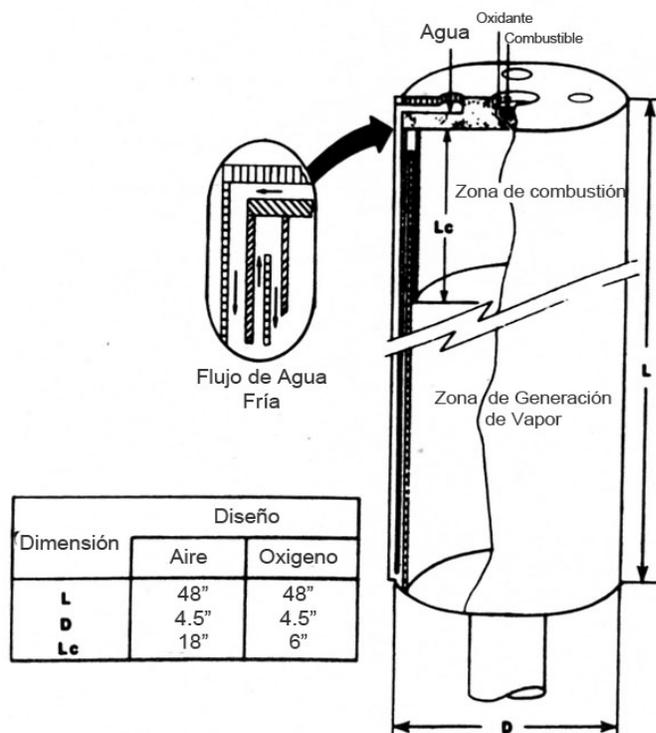


Figura 7.7 Generador de vapor de fondo, Marshall, 1982.

Se experimentó severa corrosión por la acción del dióxido de sulfuro. Esto fue controlado por la adición directa de sosa cáustica al producto debajo de la zona de combustión. La sosa cáustica fue introducida al generador de vapor por un tubo pequeño. La necesidad de instalar varios tubos separados es una desventaja del generador de vapor de fondo.

Un generador de fondo de este tipo operó exitosamente en California por un periodo de varios meses. La ignición fue obtenida por dos métodos, por una bujía eléctrica o, por la adición de líquido que presenta auto ignición. Otro generador de vapor de fondo de alta presión fue desarrollado por la compañía Chemical Oil Recovery (Eson 1982), éste es mostrado en la figura 7.8.

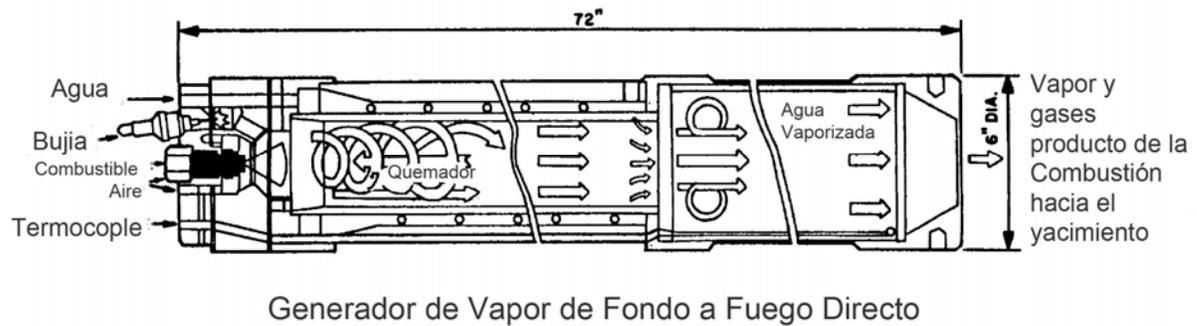


Figura 7.8 Generador de vapor de fondo, Eson, 1982.

Hasta ahora, los generadores de vapor de fondo no han avanzado lo suficiente para ser aceptados como una alternativa económica. El equipo que incluye es complicado y no es competitivo. Además, el uso de un generador de vapor de fondo puede ser práctico para un proyecto de inyección continua de vapor, sin embargo, no lo es para un proyecto de inyección cíclica, donde los requerimientos periódicos para el vapor podrían hacerlo más costoso.

VII.2.2 Determinación de la calidad del vapor⁶²

La calidad del vapor es un valor difícil de determinar con exactitud. En la actualidad existen varios métodos para medir la calidad del vapor, sin embargo, no existe ninguno que pueda considerarse simple y sencillo. Entre los más utilizados se pueden mencionar los siguientes:

VII.2.2.1 Método del separador:

Puede considerarse como el más simple y se basa en la definición de calidad. Se puede utilizar un recipiente cilíndrico, horizontal o vertical, aislado con el fin de separar la fase vapor de la líquida, tal como un separador de petróleo y gas. Las medidas de las tasas de flujo por peso de las dos fases cuando éstas dejan el separador, dan una indicación directa de la calidad.

Para calcular la calidad, la tasa de flujo en peso de vapor se divide entre las tasas de flujo en peso de las corrientes de agua y vapor. Si la unidad generadora de vapor opera bajo condiciones de flujo continuo, como generalmente lo hace la calidad, puede hallarse dividiendo la tasa de vapor en el separador por la tasa de agua entrante. Algunos generadores comerciales poseen separadores a fin de determinar la calidad.

VII.2.2.2 Método de los cloruros

Se ha mencionado que una de las razones por las cuales se usa vapor húmedo en recuperación térmica, es con el fin de prevenir la formación de incrustaciones en las calderas debido a la acumulación de sólidos disueltos. Estos sólidos presentes en el agua de alimentación se concentran en la porción líquida de la descarga del generador y sirven para proveer una medida del porcentaje de la alimentación aún en fase líquida.

El ión cloruro Cl^- constituye un instrumento conveniente para este chequeo. Por medio de titulación química, la concentración del ión cloruro en la parte líquida del vapor se compara con la concentración del mismo ión en el agua de alimentación.

VIII.2.2.3 Método de la conductividad

La conductividad del agua depende de la concentración de sales disueltas en ella. Notando el incremento de la conductividad entre el agua de alimentación y la parte líquida del vapor a la descarga de la caldera.

Este método es similar al método de determinación de los cloruros, excepto que se toman en cuenta todas las sales disueltas en lugar de cloruros solamente. Sin embargo, el método de la conductividad no es correcto si el Bicarbonato de Sodio NaHCO_3 está presente en el agua de alimentación. El bicarbonato de sodio se descompone en NaCO_3 o NaOH , los cuales tienen diferentes conductividades, este error se corrige neutralizando la solución.

Dado que la comparación básica en este método radica en que las sales disueltas son concentradas en la fase líquida en proporción directa al volumen de agua vaporizado. El método es útil para el control y monitoreo continuo de la calidad.

VII.2.2.4 Método del medidor de orificio

La calidad del vapor puede ser determinada por medio de un medidor de orificio si la tasa de flujo de vapor es conocida. Normalmente las unidades generadoras de vapor son diseñadas para operar bajo condiciones de flujo continuo y la tasa de agua entrante puede determinarse por simple medición. La calidad del vapor viene dada por la siguiente ecuación:

$$x_v = \left(\frac{C_v \sqrt{\gamma_v \Delta P}}{q} \right)^{1/2} \quad (7.4)$$

Donde:

x_v = Calidad del vapor, fracción

C_v = Constante del medidor de orificio

ΔP = presión diferencial a través de la placa de orificio (en pulgadas de agua)

γ_v = densidad del vapor seco, determinada de tablas lbs/pie³.

q = Gasto de vapor. gal/min.

VII.3 Terminación de pozos inyectoros

Los trabajos de terminación y reparación son muy importantes en proyectos de recuperación térmica, debido a que los fluidos manejados están a temperaturas altas. La mayoría de los equipos usados en operaciones de inyección de vapor son derivados de equipos convencionales de inyección y producción, pero diseñados para ambientes de alta temperatura.

Obtener información adecuada del yacimiento es crítico para el éxito del proyecto de inyección de vapor. Los elementos importantes para ser considerados en la perforación y terminación de un pozo productor e inyector son⁶³:

1. Evaluación de la formación a través de núcleos y registros.
2. Tamaño y diseño de la TR.
3. Cementación.

VII.3.1 Consideraciones para el diseño de TR

Debe realizarse un diseño apropiado teniendo en cuenta las variaciones de la temperatura que pueden resultar en un alto estrés térmico. Un esfuerzo compresional puede ocurrir en pozos de inyección si la tubería de revestimiento no está tensionada. Los pozos productores también pueden estar sujetos a cambios de temperatura cuando se presenta el rompimiento del vapor o en proyectos de inyección cíclica. Además, si se presenta alguna interrupción en la inyección de vapor o en la producción de fluidos calientes, debido a fallas mecánicas en el pozo o trabajos de reparación, se puede causar una disminución en la temperatura del pozo provocando en éste un esfuerzo de tensión. Es por esto que es importante considerar los esfuerzos que pueden ocurrir si la tubería de revestimiento es sometida a ciclos de enfriamiento y calentamiento.

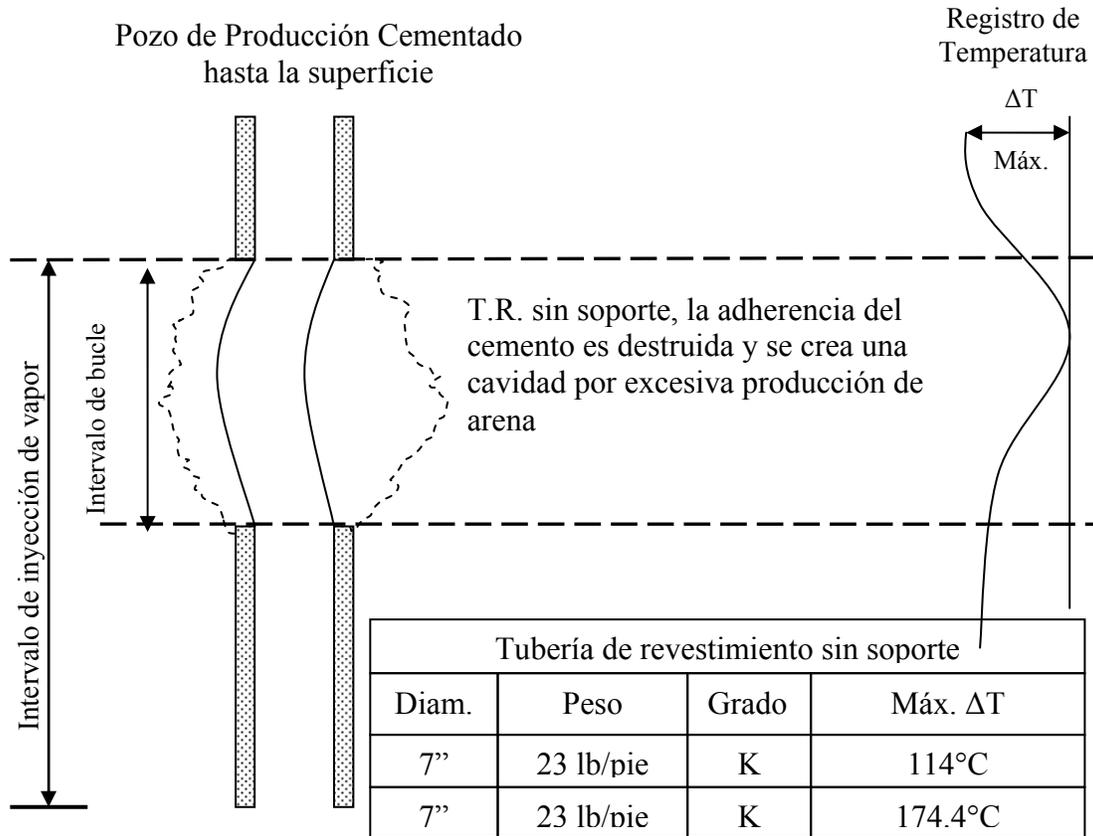


Figura 7.9 Efecto de bucle en T.R.

La tubería de revestimiento tiende a elongarse cuando se calienta. Para TR cementadas sólo del fondo, el efecto de bucle es casi inevitable en las secciones donde la tubería no este soportada, como se muestra en la figura 7.9. Excepto donde la tubería es libre de expandirse a través de un empaque cerca de la superficie.

En todos los pozos superficiales, en las desviaciones del pozo y en las formaciones poco consolidadas se causará suficiente carga en las uniones para formar un esfuerzo compresivo y posiblemente un bucle.

El estrés que resulta cuando la tubería caliente se enfría puede ser entendido con la ayuda de la Fig. 7.10. Siempre y cuando el esfuerzo compresivo de la tubería no exceda el punto de cedencia del acero, o la tubería no se quede bloqueada en una posición expandida, el enfriamiento no causara dificultades; el estrés es reversible y sigue la línea AB. Aun si la fuerza de deformación del acero es excedida, la reducción en la compresión sigue una línea como la CD cuando la tubería se enfríe. El ciclo de descompresión será paralelo a AB, pero será desplazado por una diferencia entre el máximo incremento de temperatura (ΔT_{max}) y el incremento de temperatura al cual el acero cede (ΔT_{yp}). Si la temperatura disminuye debajo de

este valor (denotado por ΔT_{te}), la tubería y las uniones estarán en tensión. La tubería y las uniones se separarán si la carga de tensión excede la fuerza que las une⁵⁹.

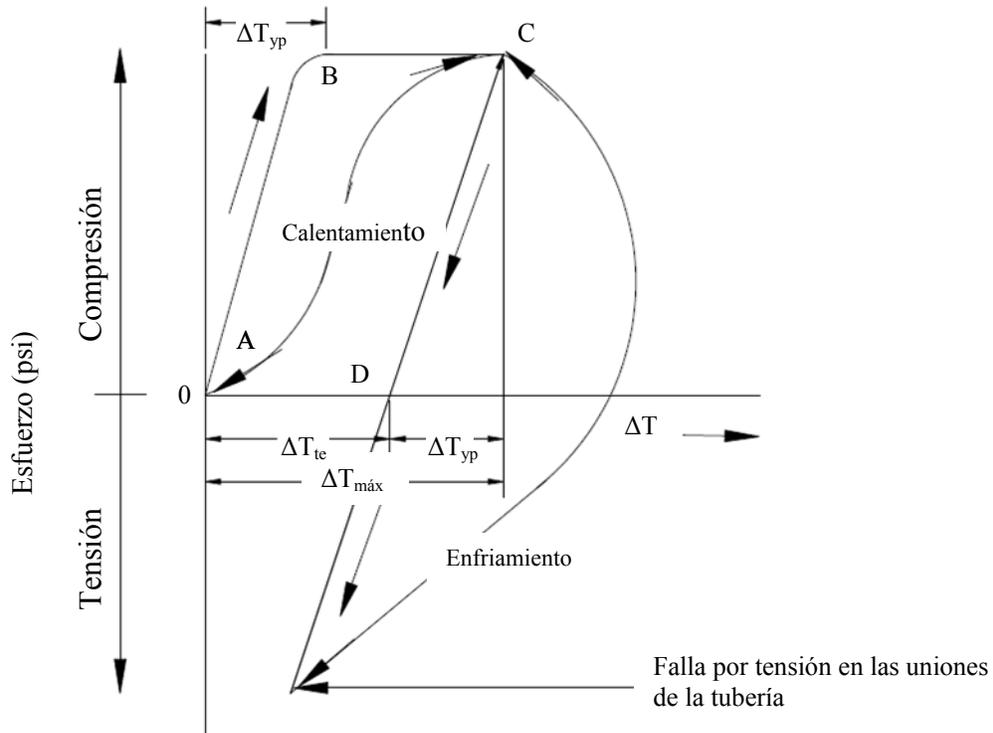


Figura 7.10 Ciclo de calentamiento enfriamiento

Una forma obvia de prevenir la separación de las juntas es estar seguro de que el esfuerzo compresivo de la tubería no exceda el punto de cedencia del acero. En una nueva terminación, esto puede ser hecho seleccionando una adecuada combinación de materiales, para controlar la temperatura de la tubería de revestimiento, y cementando la tubería en tensión. En un pozo existente, uno puede controlar sólo la temperatura de la tubería⁵⁹.

La longitud y la holgura de una tubería de revestimiento sin soporte en los pozos viejos dependen de la práctica de cementación seguida, el número y distribución de los fracasos al perforar, la tendencia de la formación a desprenderse, y la verticalidad y desviación. En los nuevos pozos, las deformaciones laterales (bucles) pueden ser reducidos significativamente perforando un pozo relativamente vertical y cementando hasta la superficie con un cemento estable a la temperatura.

Otra forma de prevenir el efecto de bucle en los pozos nuevos es usar materiales con una mayor resistencia a la deformación que el acero convencional. Esto es, por supuesto, más costoso. Se debe tener en cuenta la posibilidad de fallas en los pozos ya perforados y el costo de un diseño apropiado para nuevos pozos. Si la elección es perforar nuevos pozos, se deben tomar decisiones a cerca de la aislación, la calidad de los materiales, y las técnicas de cementación⁵⁹.

En algunos yacimientos someros el vapor es inyectado directamente por la tubería de revestimiento. Generalmente los pozos son cementados con cemento de clase G modificado con Perlita, harina de sílice y cloruro de calcio. La harina Sílice y el cloruro de calcio son usados para reducir las pérdidas de cemento a altas temperaturas.

El vapor, sin embargo, raramente es inyectado directamente por la tubería de revestimiento en pozos que no son someros. Las temperaturas en la tubería de revestimiento pueden ser reducidas debajo de la temperatura del vapor inyectando por la tubería de producción y aislando ésta, esto además de reducir la probabilidad de daño en la tubería de revestimiento reduce las pérdidas de calor hacia el yacimiento. Otra alternativa es inyectar gas inerte a través del espacio anular a bajos gastos mientras el vapor es inyectado por medio de la tubería de producción.

VII.3.2 Cementaciones

La cementación de pozos térmicos difiere de los pozos convencionales en los siguientes aspectos⁵⁹:

- 1) 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 TR para sujetarla firmemente, reduciendo así, el efecto de bucle y el deslizamiento de la tubería. Además, el cemento debe proteger a la tubería de posible corrosión y prevenir el flujo incontrolado de fluidos calientes afuera de la TR.
- 2) Debe usarse cemento clase H o G con al menos 30% de sílice. Podrían usarse en caso de requerirse: retardadores, reductores de fricción, y aditivos para controlar las pérdidas de circulación y la densidad del cemento. El uso de este tipo de cemento debe considerarse en pozos donde se tienen temperaturas superiores a los 230°F (110°C), debido a que la fuerza de compresiva del endurecimiento del cemento es significativamente reducida cuando se expone a temperaturas mayores incluso por periodos de semanas. Tanto los pozos de producción en un proyecto de inyección continua de vapor así como los pozos de inyección (y por su puesto los pozos muy profundos) caen en esta categoría.

- 3) Ser consistente y muy cuidadoso de los siguientes prácticas de cementación y terminación: (a) estimar la cantidad de lechada de cemento necesaria; (b) 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; (c) Decidir si rotar o no la tubería mientras se esta cementando; (d) Determinar el espesor del cemento, número de centradores, y equipo de flotación. Estas prácticas se hacen más importantes a altas temperaturas.

El rol de la harina de sílice en el cemento clase G sujeto a temperaturas altas es el de reaccionar con el hidroxilo de 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 fase cementante que reacciona con excelentes características de resistencia a la temperatura.

Idealmente, el cemento debería retener su diseño de esfuerzo compresivo, baja permeabilidad, y su adherencia tanto a la formación como a la tubería incluso después de su exposición a ciclos de altas temperaturas por periodos prolongados de tiempo. 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 por una semana. Esta pérdida de fuerza compresiva es generalmente acompañada por un incremento en su permeabilidad del cemento fraguado, en ocasiones hasta 200 veces mayor. Este incremento en la permeabilidad es normalmente de poca importancia, excepto en yacimientos de baja permeabilidad, los cuales no son de muy importantes en proyectos de inyección de vapor. Un tipo de comunicación de fluidos mas importante detrás de la TR puede resultar de la pérdida de adherencia entre el cemento y la tubería, el cual puede ser fácilmente roto bajo la expansión térmica del metal. Otra ruptura por tensión puede resultar si el cemento no se esta bien adherido a la tubería, o si existe suficiente fricción entre ambos.

El cemento usando normalmente en operaciones de inyección de vapor ha sido desarrollado por varios años para eliminar estos inconvenientes. Este consiste en un cemento clase H o G que típicamente contiene de 30 a 60% de harina de sílice, 1-3 pie³ de perlita expandida, y cerca de 2% de bentonita, con un 10% ó más de sal (NaCl). La perlita reduce la densidad de la lechada de cemento y la conductividad térmica del cemento fraguado. El gel de bentonita mejora el mezclado de la perlita con la lechada de cemento. La sal reduce la viscosidad de la lechada de cemento, mejora la adherencia a las lutitas y a las arenas bentoníticas, y puede prevenir o reducir del desprendimiento del agujero. La sal también puede causar que el cemento se expanda ligeramente (cuando mucho 0.17% linealmente), por lo tanto, tiende a mantener la continuidad de la vinculación.

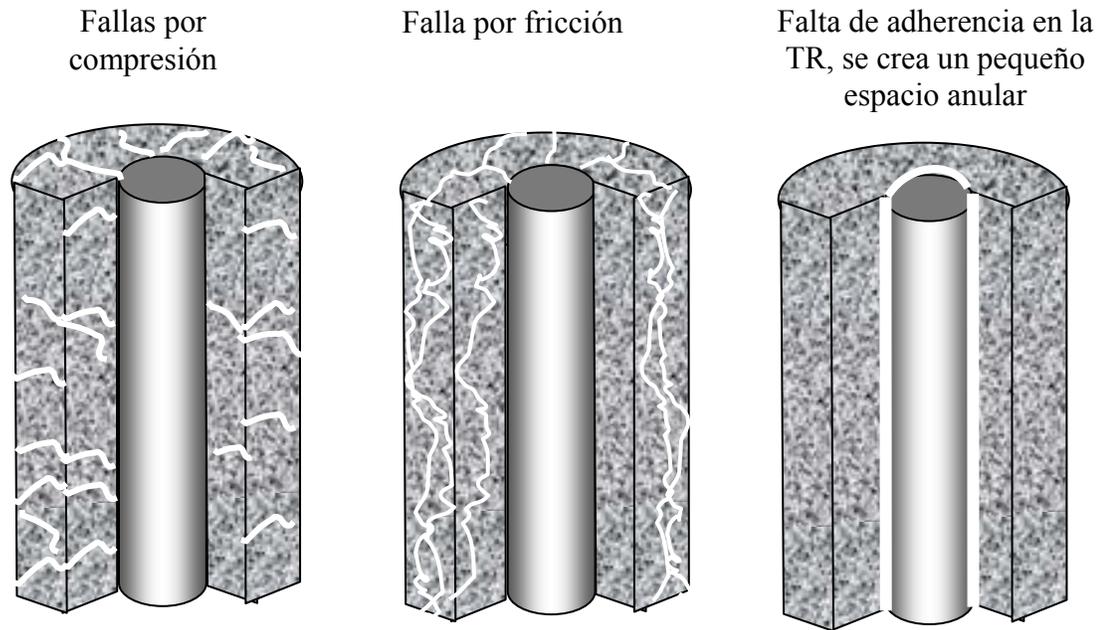


Figura 7.11 Fallas en el cemento por incremento de temperatura⁶⁸

Un cemento adecuado es importante en cualquier pozo donde el vapor es inyectado. En la medida de los pozos productores se considere que produzca o no vapor, deberán ser cementados de igual forma que los pozos inyectoros, aunque, es común cementar todos los pozos de la misma forma en un proyecto de inyección continua de vapor.

El efecto de bucleo y de elongación de la tubería de revestimiento puede ser minimizado usando equipo de flotación y de guía, de cualquier forma los centradores podrían brindar un cementación uniforme⁵⁹.

VII.3.3 Pozos productores

Las terminaciones para la inyección de vapor son esencialmente las mismas que las de los pozos productores convencionales. Típicamente las terminaciones usadas en operaciones de inyección de vapor⁵⁹: (1) liner ranurado, (2) tubería de revestimiento perforada, y (3) empaque para arena.

En general, los liners ranurados y los empaques para arena son usados en caso de requerirse control de arena y si la segregación zonal no es crítica. Si la segregación zonal es importante, se pueden usar perforaciones en la TR la cual ya ha sido cementada.

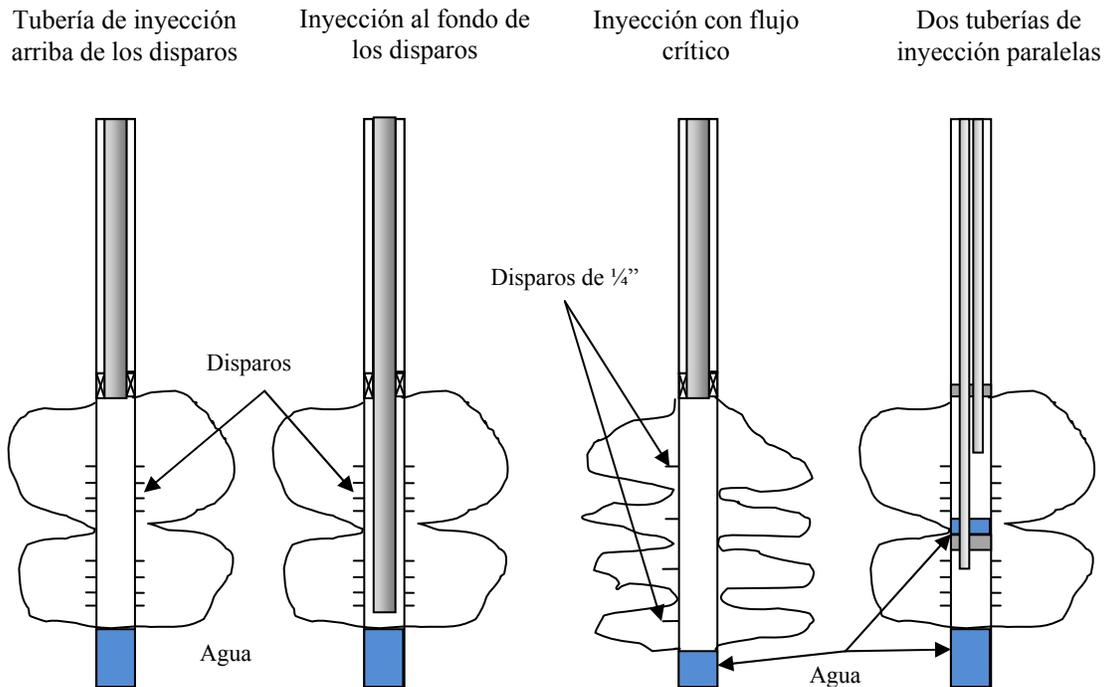


Figura 7.12 Terminación en pozos inyectores.

VIII.3.4 Pozos de inyección.

Los pozos de inyección son cementados a lo largo de la zona de aceite y después disparados. En yacimientos con un espesor grande, y de arenas uniformes, los disparos deben ser hechos en el fondo del intervalo para reducir el riesgo de que el vapor cree canalizaciones y fluya por arriba debido a la segregación gravitacional.

Los diferentes tipos de inyección a través de disparos son mostrados en la figura 7.12. Los más comunes son:(a) inyección con la tubería arriba de los disparos e inyección con la tubería al nivel de los disparos.

VII.4 Control de las pérdidas de calor⁶²

No todo el calor alcanzado por el vapor en el generador es transportado al yacimiento, existen pérdidas de calor en la superficie, en el pozo, y en las formaciones adyacentes. El calor puede ser transmitido por conducción, convección, radiación o por combinación. Además parte del calor también es perdido en los fluidos producidos.

La cantidad de calor transmitido a la formación depende del total de las pérdidas de calor en:

- En el generador de vapor.
- En las líneas superficiales de transmisión.
- En el pozo.
- En formaciones adyacentes.

VII.4.1 Pérdidas de calor en el generador.

Las pérdidas de calor en el generador de vapor, Q_g , se pueden cuantificar por balance de energía entre el calor alcanzado por el proceso de quemar combustible y el calor obtenido en el vapor. El calor total, Q , liberado por la combustión directa del combustible es:

$$Q = Hm \quad (7.5)$$

Donde H es el calor de la combustión o el calor envuelto cuando una unidad de masa m de combustible es completamente quemado, Btu/lb_m o J/kg. El total del calor absorbido o la entalpía, h_{gw} , de el vapor húmedo está dado por la ecuación 7.6 menos la entalpía de el agua de alimentación. Además, las pérdidas de calor del vapor en el generador son:

$$Q_g = Q - (h_f + f_s H_{fg}) - F_{aalim} \quad (7.6)$$

VII.4.2 Pérdidas de en las líneas superficiales.

En las tuberías superficiales que conducen el vapor del generador al pozo, las pérdidas de calor por conducción y radiación se pueden cuantificar con la ecuación:

$$Q_s = AU_o\Delta T \quad (7.7)$$

Donde:

A = área de la tubería en ft^2

U_o = coeficiente de transferencia de calor total, $\text{Btu/hr} \times \text{ft}^2 \times ^\circ\text{F}$ (generalmente es un promedio de todos los coeficientes de transferencia de los materiales de las tuberías).

$\Delta T = T_{int} - T_{ext}$, diferencia de temperatura, $^\circ\text{F}$.

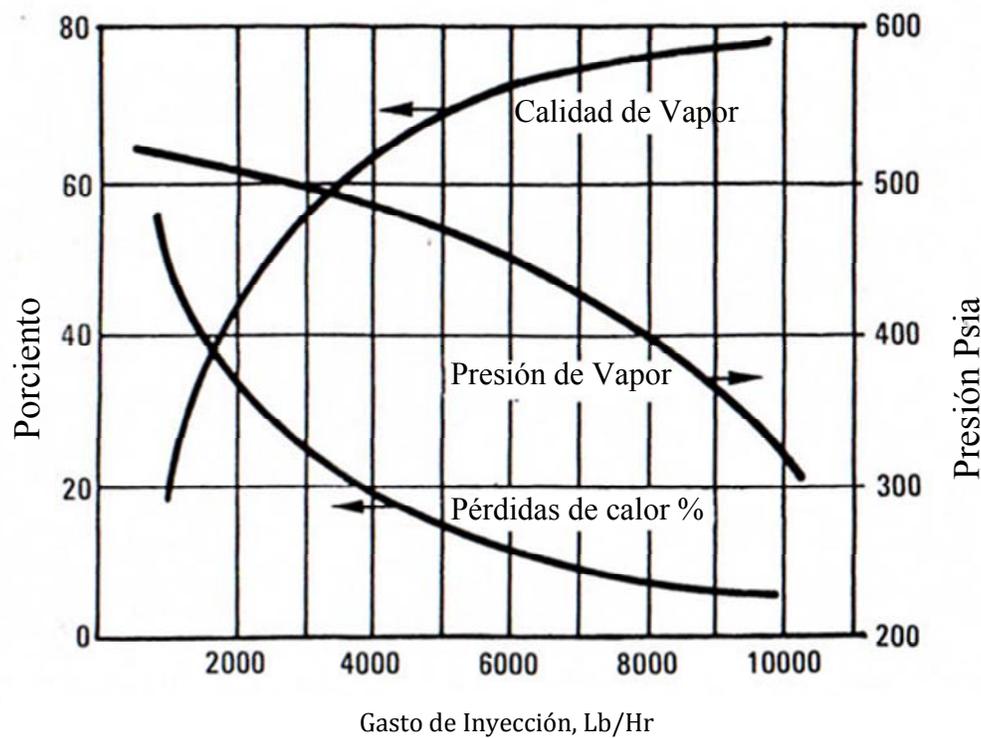
Las pérdidas de calor pueden ser disminuidas a un rango entre 3 y 5 por ciento si las superficies de las tuberías son aisladas térmicamente y son altas si las tuberías están descubiertas y/o el clima es frío.

VII.4.3 Pérdidas de calor en las formaciones adyacentes.

Antes de que el vapor alcance el frente de calor, el calor puede perderse también en formaciones adyacentes. Si el vapor es inyectado continuamente por un periodo largo de tiempo, el área calentada del yacimiento es grande. Entonces, las pérdidas de calor acumulativas a formaciones adyacentes es grande también. El volumen calentado por un mantenimiento de inyección de vapor es determinado por las pérdidas de calor en las formaciones superior e inferior y por la cantidad de vapor requerido para calentar el yacimiento.

VII.4.2 Pérdidas de calor en el pozo.

Una de las desventajas de la inyección de vapor es que no se puede aplicar a grandes profundidades debido a las excesivas pérdidas de calor en la tubería, además de la alta presión de vapor necesaria y por lo tanto la alta temperatura. Una vez que el vapor fluye por la tubería hacia el fondo del pozo, la tubería comienza a ser calentada hasta alcanzar la temperatura del vapor. Las pérdidas de calor son hacia el espacio anular, hacia la tubería de revestimiento, hacia el cemento y finalmente hacia las formaciones. El problema es muy importante y se han publicado varios estudios al respecto. Ramey (1962) consideró el gradiente geotérmico y las condiciones de radiación, y Willhite (1967) explicó el coeficiente total de transferencia de calor en la inyección de vapor.



Tubería 2 3/8"
Profundidad 1000 pies
(10,000 Lb/Hr=686 BVPD)

Presión de Inyección 500 Psia
Tiempo 10 Días

Figura 7.13 Pérdidas de calor

La figura 7.13 muestra las pérdidas de calor en el pozo como una función del gasto de inyección. En ella se observa que el incremento en el gasto de inyección causa una caída en la presión debido a la fricción a lo largo de la sarta. Consecuentemente a una baja presión, existe una baja temperatura de saturación y más líquido caliente se vaporizara. La calidad del vapor se incrementara y las pérdidas de calor pueden ser reducidas.

Para un dado gasto de inyección, los métodos de campo para reducir las pérdidas de calor en el pozo incluyen:

- Tubería aislada térmicamente
- Espacio anular venteado a la atmosfera.
- Sarta de tubería concéntrica con material aislante en medio.
- Colocar un algún gel en el espacio anular
- Empacador de alta presión de gas en el espacio anular.

Las pérdidas de calor en la tubería varían entre 5% si la tubería está aislada térmicamente, y 25% sin asilarla. La figura muestra una comparación hecha para las condiciones enlistadas anteriormente.

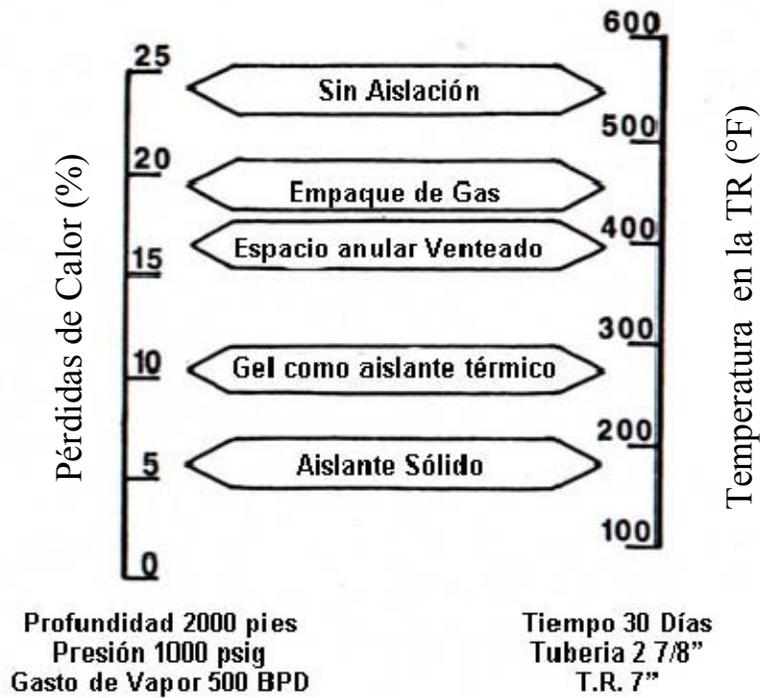


Figura 7.14 Comparación de las pérdidas de calor de los diferentes tipos de aislación térmica

El total de las pérdidas de calor en el pozo pueden ser estimadas usando la ecuación de Ramey's (1965)⁶⁹

$$Q_w = \frac{2\pi r_1 U_T K_e}{k + r_1 U_T f(t_D)} \left[(T_o - b)Z - \frac{aZ^2}{2} \right] \quad (7.8)$$

Donde

r_1 =radio interior de la tubería, ft

U =Coeficiente de transferencia de calor total entre la tubería interior y la exterior, Btu/día × ft² × °F

K_e =Conductividad térmica del la tierra, Btu/día × ft × °F

$f(t_D)$ =transferencia de calor por conducción adimensional, función del tiempo

T_o = Temperatura de saturación del vapor a la presión prevaleciente, °F

b = Temperatura geotérmica en la superficie, °F

Z = profundidad de la formación, ft

a = gradiente geotérmico, °F/ft

Como se mencionó anteriormente una forma de reducir las pérdidas de calor en la tubería es aislarla térmicamente, esto además ayuda a proteger la TR contra cambios bruscos de temperatura. La figura 7.15 muestra la construcción de una tubería aislada que se maneja comúnmente. El diseño consiste en dos tuberías concéntricas soldadas juntas en sus extremos. La tubería exterior provee la fuerza estructural primaria mientras que la tubería interior sirve como conductora de vapor. La tubería interior es tensionada antes de soldarse para permitir la expansión relativa a la tubería exterior. El espacio anular entre las tuberías es llenado con un material aislante y el aire dentro de ésta es reemplazado por un gas de menor conductividad como el Kriptón, para maximizar el efecto de aislación⁶³.

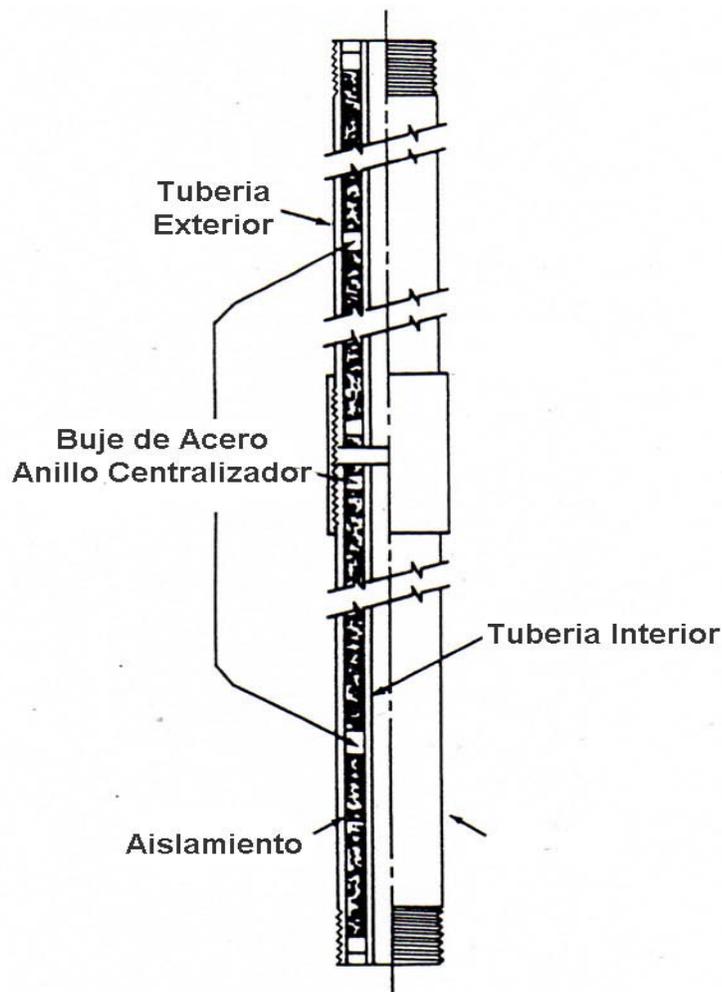


Figura 7.15 Tubería aislada

La tubería aislada es usualmente colocada en un empacador térmico. La efectividad de la tubería aislada es normalmente calculada asumiendo que toda el agua inicial en el espacio anular es vaporizada debido a la transferencia de calor de las superficies sin aislante como los empacadores, en las roscas de las uniones, etc. Dejando el espacio anular seco. Los cálculos de las pérdidas de calor muestran, que bajo estas condiciones, las pérdidas de calor a través de la tubería aislada están sólo entre el 10 y el 20% de las pérdidas de calor de comparadas con las pérdidas de calor con la tubería sin aislar.

Sin embargo, estudios recientes demuestran que el espacio anular no se seca completamente en pozos con tubería aislada. Un poco del agua inicial permanece en el pozo en forma de reflujos de vapor.

El fenómeno de reflujos de vapor fue estudiado por Willhite y Gripson (1986)⁷⁰. Ellos observaron que al inicio de la inyección, el espacio anular entre la tubería de inyección aislada y la tubería de revestimiento está completamente o parcialmente llena de agua. La mayor parte del agua es evaporada como resultado de la alta transferencia de calor. En las etapas iniciales de la evaporación del agua, el vapor puede ser purgado de la tubería. Mientras el nivel del agua en el espacio anular disminuye, el vapor generado se eleva hasta la cabeza del pozo, y es venteadado a la atmósfera. Una vez que el venteo termina, una porción del vapor saturado se comienza a condensar en la pared interior de la tubería de revestimiento. El líquido condensado viaja al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento debido a la gravedad. Éste puede ser vaporizado nuevamente al estar en contacto con las superficies no aisladas de la tubería, como las uniones y el empacador.

El efecto de reflujos de vapor incrementa las pérdidas de calor, comparadas con las que se tendrían si el espacio anular estuviera seco. Existen tres métodos de prevenir el reflujos:

1. Remover toda el agua el espacio anular antes de comenzar la inyección de vapor.
2. Reducir la presión en el espacio anular, para prevenir la condensación en las paredes de la tubería, esto se puede hacer con una bomba de vacío.
3. Aislar la mayor parte posible de la tubería.

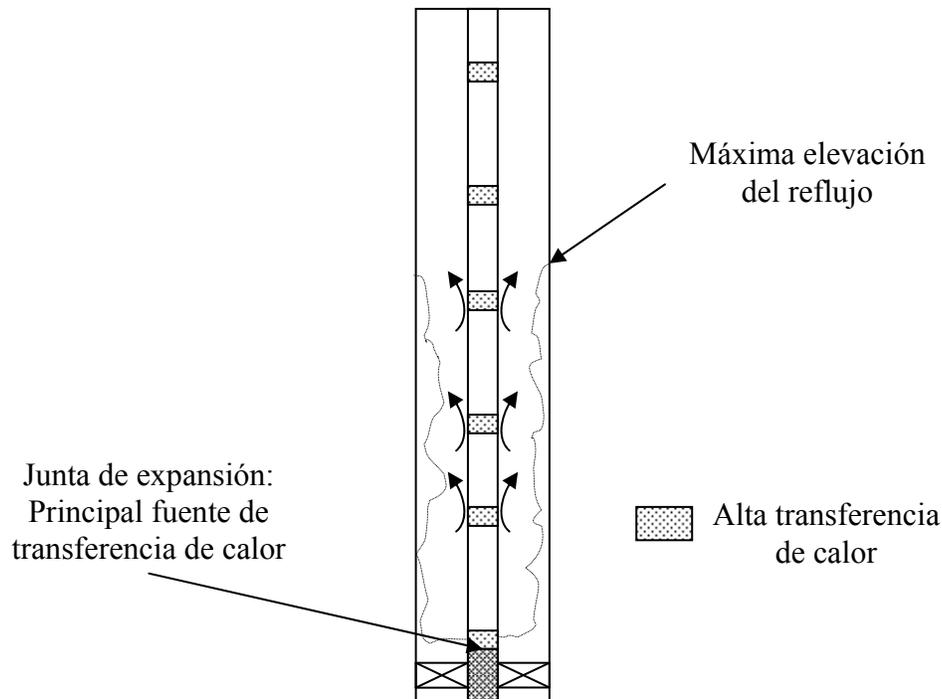


Figura 7.16 Efecto de reflujo

VII.5 Sistemas artificiales de producción

Generalmente un pozo al cual se le aplica una estimulación con vapor, es decir, inyección cíclica de vapor, aún cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos a la superficie con la propia energía del yacimiento, al menos durante los primeros ciclos. Sin embargo, en muchas ocasiones es necesario un sistema artificial de producción para levantar los fluidos del fondo del pozo a la superficie. El principal reto al bombear fluidos calientes son las altas temperaturas frecuentemente encontradas, en proyectos de SAGD se pueden presentar temperaturas de 260°C mientras que en proyectos de inyección cíclica de vapor hasta de 350°C ⁷¹.

El sistema artificial de producción más usado para las operaciones de inyección de vapor es el bombeo mecánico, aunque también se ha aplicado bombeo hidráulico e incluso se ha aplicado bombeo eléctrico centrífugo con excelentes resultados. Existen varios problemas cuando se utilizan sistemas artificiales con fluidos calientes, pues estos pueden ocasionar un mal funcionamiento de los dispositivos utilizados, y si a esto le añadimos que generalmente se produce vapor junto con el aceite, el problema se complica aún más.

VII.5.1 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico está diseñado para levantar aceites viscosos y a altas temperaturas, es de fácil diseño y es un tanto flexible, pero no es adaptable a grandes profundidades. Es el sistema artificial más comúnmente usado en proyectos de inyección de vapor, pero una de sus principales desventajas es que no puede producir altos gastos. A continuación se presentan los principales problemas encontrados en proyectos de inyección de vapor con este sistema artificial.

Para aceites pesados, los problemas de levantamiento normalmente caen en tres categorías: (1) el crudo es de muy alta viscosidad, (2) la temperatura es muy alta, y (3) existe producción de arena⁵⁹.

Cuando el crudo es de alta viscosidad a condiciones de fondo, la caída de la varilla es significativamente retrasada, requiriendo que la velocidad de la bomba se reduzca. Este problema puede ocasionar que el pozo deje de ser bombeado. Una solución común a esto es inyectar un diluyente a través del hueco de la varilla o al lado de la sarta para mejorar su caída y el comportamiento de la bomba. El diluyente generalmente es obtenido a partir de componentes ligeros del aceite producido principalmente por una unidad de destilación, pero crudos ligeros son frecuentemente usados cuando son fácil de conseguir y compatibles con el crudo más pesado.

La caída de la varilla también ha sido mejorada levantando el aceite a través del espacio anular, una estopera de fondo justo encima de la tubería perforada aísla los fluidos de la tubería.

El levantamiento de los fluidos producidos a temperaturas elevadas puede presentar problemas. Las bombas puede actuar pobremente, incluso cuando la separación de gas en el fondo del pozo es efectiva, debido a que el agua caliente puede evaporarse rápidamente en el interior de la bomba y causar un bloqueo de vapor reduciendo así la eficiencia de la bomba. Los remedios son pocos⁵⁹: (1) cerrar el pozo y permitir que se enfríe, así podría producir intermitentemente; (2) incrementando la presión del fondo del pozo para disminuir la evaporación del agua; (3) agregar un líquido (antes de la bomba) para disminuir la temperatura de fondo. Sin embargo, ninguno de estos métodos es eficiente. Pues si se permite que el pozo se enfríe e incrementando la presión podría resultar en una pérdida del gasto promedio de producción. El agregar algún líquido enfriante, de los cuales el agua es el más común, podría no ser tan efectivo en reducir la temperatura si la temperatura es muy alta, entonces sólo se aumentaría la cantidad de vapor en la bomba. Además, esto requiere de instalaciones adicionales (líneas,

bombas, incremento en la capacidad de los tanques y separadores, etc.) y un incremento en la capacidad del equipo de levantamiento.

El vapor o el gas fluyendo a través de la bomba podrían causar también un bloqueo por gas y reducir severamente la eficiencia de la bomba. Esto podría ocurrir sólo en donde la presión de fondo fluyendo sea suficientemente alta para permitir que el gas fluya a través de la tubería.

VII.5.2 Bombeo electro centrífugo

En Orinoco, Venezuela se utilizó exitosamente el bombeo eléctrico sumergible para levantar los fluidos producidos mediante una estimulación cíclica de vapor en pozos horizontales. El crudo era de 9.5° API, la bomba utilizada tenía una capacidad de 2900 BPD, contaba con doble separador de gas y resistía una temperatura de 450°F (232°C), el motor tenía una potencia de 305 HP y estaba equipado con un sensor para monitorear la presión y la temperatura. Se utilizó nitrógeno como aislante térmico para proteger a la T.R. el vapor inyectado tenía una calidad de 80%, la máxima presión de inyección fue de 1300 psi y la temperatura máxima de 580°F (304°C) en la cabeza del pozo. La producción se inició con una presión de fondo de 975 psi y una temperatura de fondo de 282°F (138.8°C), se utilizó un diluyente de 22° API para disminuir la densidad del aceite además de enfriarlo, de manera que pudiera ser bombeado sin dañar el equipo. La temperatura máxima permitida fue de 300°F (148.8°C) y se tuvo un incremento de la producción de 150 BPD que se tenía a 950 BPD con la inyección cíclica de vapor⁷².

En Canadá, para el proceso SAGD, la temperatura de fondo está entre 180°C y 209°C, mientras que las bombas electro centrífugas estándar soportan temperaturas hasta de 149° C, sin embargo, se han desarrollado componentes como motores, cables, bombas y protectores avanzados, que se han adaptado para resistir temperaturas de hasta 218°C.

SUNCOR ha instalado 21 de estos sistemas, los cuales tienen la capacidad de reducir la presión de fondo fluyendo para mejorar la relación vapor –aceite (SOR). Esto significa una reducción directa en los costos de operación y mantenimiento, ya que se ahorran millones de dólares en el tratamiento de agua y en el combustible necesario para generar vapor. La línea de ESP de SUNCOR presenta una vida productiva mayor a 500 días⁷³.

VII.5.3 Bombeo de cavidades progresivas⁷¹.

Mientras que el bombeo mecánico ofrece una gran resistencia a temperaturas altas, está limitado en cuanto al gasto que puede entregar. El bombeo eléctrico sumergible por otro lado, puede manejar altos volúmenes de producción, pero aún está limitado en términos de su máxima temperatura de operación.

Uno de los sistemas artificiales que ha mostrado tener buen funcionamiento con crudos pesados es el de cavidades progresivas, el cual consiste básicamente en dos partes, el rotor y el estator. Puede utilizarse a grandes profundidades y resiste el ataque de corrosión causado por H_2S , sin embargo, una parte esencial y frecuentemente la que más problemas ocasiona es el elastómero, el cual cubre el contorno del estator.

Un elastómero está hecho de un material que puede extenderse repetidamente, al menos dos veces de su longitud original, y regresar rápidamente a sus dimensiones originales. Todos los elastómeros fabricados presentan una disminución gradual en sus propiedades mecánicas debido al incremento de la temperatura, generalmente soportan una temperatura de hasta $160^{\circ}C$ y como precaución se utiliza una temperatura límite de $150^{\circ}C$. Es por esto que este sistema artificial no era considerado como una posibilidad para usarse en proyectos de inyección de vapor. Sin embargo, recientemente se han mejorado la resistencia del elastómero para poder usarlo en ambientes de alta temperatura⁷¹.

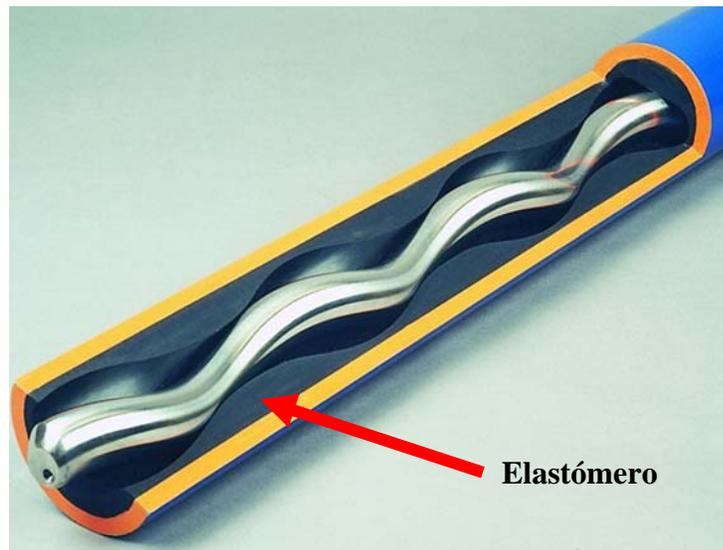


Figura 7.17 Sistema de cavidades progresivas

En Canadá, con el propósito de usar este sistema en proyectos de inyección de vapor se desarrolló un estator completamente metálico y, por tanto, es capaz de soportar altas temperaturas. El estator se compone de 3 elementos, de 9 pies de largo cada uno. En este, se introduce el rotor. Ambos son especialmente recubiertos para alta temperatura y resistencia al desgaste, pero el rotor actúa como un elemento de sacrificio, es decir, se desgasta más rápido que el estator, diseñado así, debido a que es más sencillo reemplazarlo.

Este nuevo sistema de cavidades progresivas resiste temperaturas hasta de 350°C, por lo que es ideal para trabajar en proyectos de inyección cíclica de vapor y SAGD. Otra característica importante es su bajo consumo de energía. Además de que puede trabajar con crudos de baja o alta viscosidad, por lo que no necesita diluyentes. Este sistema se probó en varios pozos con excelentes resultados superando incluso al sistema de Bombeo Electro Centrífugo.

CONCLUSIONES

- El aceite pesado es un gran recurso que necesita de nuevas tecnologías para ser explotado. En México muchos de los yacimientos encontrados son de aceite pesado. La inyección cíclica de vapor es un método que se ha aplicado con éxito para la recuperación de aceites pesados y extra pesados en muchas partes del mundo.
- En el presente trabajo se han mostrado los fenómenos físicos involucrados en los métodos térmicos de recuperación mejorada, en particular el de la inyección cíclica de vapor. Un ejemplo de estos es la transferencia de calor en el yacimiento pues es un proceso complicado. Los métodos analíticos para calcular la cantidad de calor que entra al yacimiento tienen consideraciones que los hacen imposibles de aplicar a todos los yacimientos, sin embargo, son de gran utilidad para comprender los fenómenos físicos involucrados.
- Se ha estudiado que el método brinda mejores resultados en yacimientos de aceite con alta viscosidad, pues como se mencionó, un aceite pesado puede tener una viscosidad de entre 1000 a 100,000 cp a 75° C, sin embargo, ésta se reduce a un rango entre 1000 y 100 cp para una temperatura de 125°C. Por lo que la disminución de la viscosidad es el principal mecanismo de recuperación en los métodos térmicos de recuperación mejorada.
- Hasta ahora, la recuperación de aceites pesados por inyección cíclica de vapor es un proceso que ha mostrado excelentes resultados si se aplica en arenas que se encuentran a poca profundidad. Pero aún es necesario realizar estudios para aplicar la inyección de vapor a yacimientos carbonatados, ya que contienen importantes reservas de aceite pesado.
- La prueba piloto realizada en el campo Cacalilao en 1967, no obtuvo buenos resultados. Sin embargo, esta prueba se realizó apenas a unos años de haberse descubierto el método. Es posible que con los avances de la tecnología que se han dado hasta el momento, otra prueba piloto en este campo podría brindar mejores resultados.

- Las pérdidas de calor son una gran limitante para el método, pues de ser excesivas, el vapor podría condensarse antes de alcanzar la formación, perdiendo gran parte de su energía calorífica y por lo tanto haciendo al proceso ineficiente. Es por esto que la inyección de vapor no es recomendable para operaciones costa afuera, debido a las excesivas pérdidas de calor a lo largo del tirante de agua.
- La limitante de la profundidad (menor a 2000 pies) es debido a las pérdidas de calor que se tienen a lo largo de la tubería. Otro motivo por el cual no es recomendable la inyección de vapor a grandes profundidades es por la alta presión de inyección que se requiere, lo que reduce la calidad del vapor, y aún más importante reduce su volumen considerablemente, haciendo necesario una mayor cantidad de vapor.
- Los métodos para predecir el comportamiento del proyecto pueden dividirse en: analíticos, correlaciones y métodos numéricos. A la fecha, los más confiables son los métodos numéricos, sin embargo, los métodos analíticos ayudan a comprender la importancia de los mecanismos de producción.
- El tratamiento de agua para la inyección es una parte esencial del proyecto, pues con un correcto tratamiento se puede reducir la corrosión y evitar causar algún daño al pozo.
- En nuestro país se cuenta con la experiencia necesario para generar vapor en la superficie, sin embargo, los generadores de vapor de fondo son una promesa que aún necesita mejorarse, con ellos se logra reducir las pérdidas de calor, pero no se pueden utilizar en operaciones de inyección cíclica de vapor debido al poco espacio dentro del pozo, lo que haría necesario tener que retirar el generador de vapor en la etapa de producción.
- A pesar de que el sistema artificial más usado en las operaciones de inyección cíclica de vapor es el bombeo mecánico, otros sistemas artificiales pueden utilizarse adaptando sus componentes para resistir altas temperaturas. Con otros sistemas como el de cavidades progresivas es posible aumentar la producción, ya que es recomendable para crudos pesados.
- Como cualquier proyecto, la rentabilidad depende en gran medida del precio del hidrocarburo y de la producción obtenida.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda retomar la inyección de vapor en el yacimiento Moloacán con el fin de ganar experiencia; y realizar estudios para aplicarla en Cerro de Nanchital, ambos ubicados en la zona sur, el primero es de arenas mientras que en el segundo es de calizas. Los dos con profundidades promedio de 600 m.
- Se recomienda realizar otra prueba piloto en el campo Cacalilao, pues es un buen candidato para la inyección cíclica de vapor. Además, la prueba piloto que se realizó en 1967 no contempla la utilización de un sistema artificial para levantar los fluidos desde el fondo del pozo, sin embargo, ahora con las nuevas tecnologías los resultados de la prueba podrían mejorar.
- Es necesario contar con una buena caracterización de los fluidos y del yacimiento al cual se le piensa aplicar un proyecto de inyección de vapor. Para poder realizar una buena predicción del comportamiento del método y por lo tanto, asegurar su rentabilidad.
- La mejor forma de predecir el comportamiento de la inyección cíclica de vapor es mediante la simulación numérica. A la fecha existen simuladores comerciales que brindan buenas aproximaciones del comportamiento del proceso, e incluso permiten hacer estudios de la aplicación a yacimientos no convencionales.
- Las pruebas piloto deben aplicarse también antes de implementar el proyecto, pues de ellas se puede predecir el comportamiento del mismo, y por lo tanto asegurar su éxito.
- Los criterios de selección deben tomarse como recomendaciones generales, pues es necesario realizar estudios de laboratorio a cualquier yacimiento al que se le pretenda aplicar la inyección cíclica de vapor, con ellos se puede predecir los mecanismos producción además de las reacciones que posiblemente ocurrirán en el yacimiento.

- Debido a que la principal limitante del método son las pérdidas de calor, se recomienda reducirlas mediante tuberías aisladas térmicamente, que aunque pueden ser más costosas, justifican la inversión aumentando la eficacia del proyecto, además de reducir el consumo de combustible.
- Los generadores de vapor de fondo, son una excelente oportunidad para aplicar la inyección de vapor en operaciones costa afuera, sin embargo, deben mejorarse pues a la fecha no se consideran una buena inversión.
- Es necesario realizar estudios para aplicar la inyección de vapor a yacimientos carbonatados, ya que contienen importantes reservas de aceite pesado.
- Se recomienda realizar una evaluación económica para conocer la rentabilidad del proyecto.

NOMENCLATURA:

$^{\circ}\text{API}$	Grados API (Unidad de densidad utilizada en la industria petrolera)
ρ	Densidad
M	Masa
V	Volumen
γ	Densidad relativa
ρ_f	Densidad de un fluido dado
ρ_w	Densidad del agua
γ_o	Densidad relativa del aceite
k	Permeabilidad
ϕ	Porosidad
CO_2	Dióxido de Carbono
ΔP_s	Caída de presión en un pozo considerando el efecto del daño
q	Gasto
μ	Viscosidad
μ_g	Viscosidad del gas
A	Coefficiente de ajuste para la viscosidad del gas
T	Temperatura
n	Exponente en la correlación de la viscosidad del gas (varia entre 0.7 y 1)
μ_w	Viscosidad del agua
ρ_g	Densidad del gas
R_g	Constante universal de los gases
P	Presión
M_m	Peso molecular
z	Factor de compresibilidad del gas
θ	Ángulo de contacto entre un sólido y un fluido mojante
σ_{so}	Tensión superficial del aceite
σ_{sw}	Tensión superficial del agua
Q_s	Calor sensible
c_e	Calor sensible específico
ΔT	Incremento de temperatura
Q_v	Calor latente
l_v	Calor latente específico
x_v	Calidad de vapor
m_v	Masa de vapor
m_l	Masa de líquido
v	Volumen específico
v_f	Volumen específico del líquido
v_g	Volumen específico del vapor
h_f	Entalpía de calor sensible
C_{pavg}	Calor específico promedio en el rango de 32°F y T_{sat}
T_{sat}	Temperatura de saturación

h_{fg}	Entalpía de cambio de fase
h_s	Entalpía del agua en la región de dos fases
C	Capacidad calorífica
C_R	Capacidad calorífica de una roca saturada con fluidos
C_o	Capacidad calorífica del aceite
C_w	Capacidad calorífica del agua
C_r	Capacidad calorífica de la roca
S_o	Saturación de aceite
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_w	Saturación de agua
Q	Flujo de calor
K_T	Conductividad Térmica
A_T	Área transversal
x,y,z	Distancia
\vec{u}	Flujo de calor expresado en forma vectorial
∇T	Gradiente vectorial de temperatura
α	Difusividad térmica
t	Tiempo
L	Longitud
R	Radio
J_0, Y_0	Funciones de Bessel de orden cero
H_0	Gasto total de calor inyectado
λ	Calor latente
A_H	Área horizontal
K_2	Conductividad Térmica en los estratos adyacentes
α_2	Difusividad térmica en los estratos adyacentes
C_1	Capacidad calorífica del yacimiento
C_2	Capacidad calorífica de los estratos adyacentes
X	es la raíz cuadrada del tiempo adimensional
$erfc$	Función error complementaria
q_o	Gasto de aceite
E_h	Fracción de calor que permanece en el yacimiento
t_D	Tiempo adimensional
OSR	Relación aceite vapor
OSR _{max}	Relación aceite vapor máxima
H_λ	Calor latente inyectado
t_A	El tiempo al cual el área dA del la zona de vapor se formó.
F	Función de Hearn
A_s	Área de la zona de vapor
S	Factor de daño a la formación

h	Espesor de la formación
R_w	Radio del pozo
R_h	Radio de la zona calentada
R_e	Radio de drene
μ_c	Viscosidad del aceite en la zona fría
μ_h	Viscosidad del aceite en la zona calentada
$[\Sigma\Delta P/q]_c$	Resistencia al flujo en la zona fría
$[\Sigma\Delta P/q]_h$	Resistencia al flujo en la zona calentada
q_h	Gasto en la zona calentada
q_c	Gasto en la zona fría
S_c	Daño en la zona fría
S_h	Daño en la zona calentada
T_s	Temperatura del vapor
T_R	Temperatura del yacimiento
T_{avg}	Temperatura promedio de la zona calentada
\bar{v}_R	Factor adimensional para las pérdidas de calor radiales
\bar{v}_Z	Factor adimensional para las pérdidas de calor verticales
δ	Término para cuantificar las pérdidas de calor en los fluidos producidos
H_f	Cantidad de calor retirada por los fluidos producidos por unidad de tiempo
h_h	Altura de la zona de aceite en el método de Towson yBoberg
h_w	Nivel de fluido en el pozo
k_o	Permeabilidad efectiva del aceite
T^*	Temperatura reducida
η	Factor para cuantificar las pérdidas de calor en la producción de agua y en los alrededores de la zona calentada
k_h	Conductividad térmica de la roca y de los fluidos contenidos en ella.
U	Energía interna específica
ρ_{for}	Densidad de la roca (a una porosidad cero)
C_r	Capacidad calorífica de la roca
q_H	Gasto de inyección o producción de entalpia
ξ	Densidad Molar
λ	Movilidad
Φ	Potencial
g	Constante de la gravedad
ν_s	Viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor
Fe	Hierro
H_2O	Agua
H_2	Hidrogeno
Fe_3O_4	Magnetita
Na_2SO_3	Sulfito de sodio
O_2	Oxigeno
Na_2SO_4	Sulfato de sodio
N_2H_4	Hidracina

N_2	Nitrógeno
$NaHCO_3$	Bicarbonato de sodio
$NaCl$	Cloruro de sodio, sal
H_2S	Acido sulfhídrico
C_v	Constante del medidor de orificio
γ_v	Densidad del vapor seco, determinada de tablas lbs/pie ³ .
ΔT_{yp}	Incremento de temperatura al cual el acero cede
TR	Tubería de revestimiento
Q_g	Pérdidas de calor en el generador de vapor
F_{aalim}	Calor en la fuente de alimentación
U_o	Coefficiente de transferencia de calor total
Q_w	Pérdidas de calor en el pozo
r_I	Radio interior de la tubería
U_T	Coefficiente de transferencia de calor entre la tubería interior y la exterior
K_e	Conductividad térmica del la tierra
$f(t_D)$	Transferencia de calor por conducción adimensional, función del tiempo
T_o	Temperatura de saturación del vapor a la presión prevaleciente
B	Temperatura geotérmica en la superficie
Z	Profundidad de la formación
A	Gradiente geotérmico
SAGD	Inyección de vapor asistida por drene gravitacional

REFERENCIAS:

Capítulo I.

1. Rangel Germán, Edgar, Camacho Romero, S, y Neri Flores, Ulises., “Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects”, SPE 104046, 2006
2. Amy Hinkle y M. Batzle. Heavy oils: A worldwide overview. JUNE 2006.
http://crusher.mines.edu/pdf/TLE_Hinkle-Final.pdf
3. Butler, Roger M. “Thermal Recovery of Oil and Bitumen”, New Jersey, Prentice Hall 1991, 528 p
4. Pemex Exploración y Producción, “Reservas de Hidrocarburos 2008”
5. “Explotación de Aceites Pesados” Tesis de Licenciatura, UNAM, 2005, Dr Arana.
6. Farouq Ali, “Practical Heavy Oil Recovery”, 1997

Capítulo II.

7. Latil, Marcel, “Enhanced Oil Recovery”, Francia, 1980, 236 p
8. Butler, Roger M. “Thermal Recovery of Oil and Bitumen”, New Jersey, Prentice Hall 1991, 528 p
9. Green, Don W, Wilhite, G. Paul, SPE series “Enhanced Oil Recovery” 1998
10. Rangel Germán, Edgar, Camacho Romero, S, y Neri Flores, Ulises., “Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects”, SPE 104046, 2006
11. A. M. Albahlani, “A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are and What is Next?”, SPE 113283, University of Alberta
12. Carl Curtis, Robert Kopper Petrozuata, Eric Decoster, Angel Guzmán-Garcia, Cynthia Huggins, Larry Knauer, Mike Minner, Nathan Kupsch, Luz Marina Linares, Howard Rouge. Bakersfield, California, Mike Waite. “Heavy-Oil Reservoirs”. Otoño 2002.
13. Flores de Dios Mosqueda, T. “Procesos de Recuperación Mejorada Aplicados a Aceites Pesados”, Tesis de Licenciatura, UNAM 2008.

Capítulo III.

14. Hong, K. C. “Steamflood reservoir management: thermal enhanced oil recovery”, Estados Unidos de Norteamérica, 1994, 518p
15. Das, Swapan, Phillips, Conoco, “Application of Thermal Recovery Processes in Heavy Oil Carbonate Reservoirs”, SPE 105392, 2007.
16. Hernandez Mateo, “Heavy Oil Recovery Mechanism During Steam Injection in Natural Fractured Reservoirs”, SPE 107372, 2007
17. Willman, B.T., Valleroy, V.V., Runberg, G.W., Cornelius, A.J. and Powers, L.W, “Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection”, JPT,1961.
18. Mattax, C. C. and Kyte, J. R. ”Imbibition Oil Recovery from Fractured Water Drive Reservoir” SPE 177-184, 1962.

19. Dehann, H.J. and van Lookeren, J, "Early Result of the First Large Scale Steam Soak Project in Tia Juana Field Western Venezuela", JPT, 1969.
20. Kyte, J.R., "A Centrifuge Method to Predict Matrix Block Recovery in Fractured Reservoir" SPE 164-170, 1970.
21. Sahuquet, B. C. and Ferrier, J.J, "Steam Drive Pilot in a Fractured Carbonate Reservoir: Lacq Superieur Field", JPT, 1982.
22. Dreher, K.D., Kenyon, D.E., Iwere, F.O, "Heat Flow During Steam Injection Into a Fractured Carbonate Reservoir", SPE, April 1986
23. Reis, J.C, "Oil Recovery Mechanism in Fractured Reservoir During Steam Injection", SPE 20204, 1990.
24. Jensen, T.B. and Sharma, M.P. "Oil Production Mechanisms by Steam and Hot Water in Fractured Porous Media –Experimental and Numerical Studies", 112th ASME Winter Annual Meeting, Atlanta, Georgia, 1991
25. Briggs, P.J., Beck, D.L., Black, C.J.J. and Bissel, R "Heavy Oil from Fractured Carbonate Reservoirs", SPE 173-179. 1992.
26. Haghighil, M. and Yortsos, Y.C., "Visualization of Steam Injection in Fractured System Using Micromodels", SPE 37520, International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Bakersfield, CA, 1997.
27. van Wunnik, J.N.M. and Wit, K, "Improvement of Gravity Drainage by Steam Injection into a Fractured Reservoir: an Analytical Evaluation", SPE Reservoir Engineering, Volume 7, Number 1, p. 59-66, 1992.
28. Pooladi-Darvish, M. and Farouq Ali, S.M. "Steam Heating of Fractured Formations Containing Heavy Oil: Basic Premises and a Single-Block Analytical Model", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 1994
29. Chen, W.H., Wasserman, M.L., Fitzmorris, R.E.: "*A Thermal Simulator for Naturally Fractured Reservoirs*", SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, 1987
30. Manrique, E.,J., "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the Unites States", SPE 100063, 2006
31. Flores de Dios Mosqueda, T. "Procesos de Recuperación Mejorada Aplicados a Aceites Pesados", Tesis de Licenciatura, UNAM 2008.

Capítulo IV.

32. Farouq Ali, S. M. "Oil Recovery by Steam Injection", Producers Publ. Corp., Bradford, 1970
33. Farouq Ali, S. M. "Effect of Temperature and Pressure on the Viscosity of Steam and Other Gases.", Producers Monthly, 1967.
34. Latil, M. "Enhanced Oil Recovery", Gulf Publishing Company, Houston, 1980.
35. Gros, R. P. "Steam Soak Predictive Model", M. S. Thesis, The University of Texas, 1984.
36. Owens, W. W. y L. Archer. "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships", JPT, 1971
37. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey", JPT, 1986.

-
38. Hong, K. C. "Steamflood reservoir management: thermal enhanced oil recovery", Estados Unidos de Norteamérica, 1994, 518p
 39. Somerton, W. H., "Some Thermal Characteristics of Porous Rocks", JPT, 1958

Capítulo V.

40. Hong, K. C. "Steamflood reservoir management: thermal enhanced oil recovery", Estados Unidos de Norteamérica, 1994, 518p
41. Bird, Byron R., Steward, Warren E. "Fenómenos de Transporte", Ediciones Repla S. A., México D. F., 1987
42. Butler, Roger M. "Thermal Recovery of Oil and Bitumen", New Jersey, Prentice Hall 1991, 528 p, Capítulo
43. Lauwerier, H. A., "The Transport of Heat in an Oil Layer Caused by the Injection of Hot Fluid" 1955
44. Marx, J. W. y Langenheim, R. N., "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection", AIME, 1959.
45. Vogel, J. H. "Simplified Heat Calculations for Steamfloods", SPE (1982); JPT (1984).
46. Hearn, C. L. "Effect of Latent Heat Content of Injected Steam in a Steam Drive", JPT, 374-375 (April 1969). © SPE.
47. Ramey, H. J., "How to Calculate Heat Transmission in Hot Fluid Injection", in Fundamentals of Thermal Recovery, Dallas, Tex. (1965)

Capítulo VI.

48. Farouq Ali, "Practical Heavy Oil Recovery", 1997
49. Butler "Thermal Recovery of Heavy Oil and Bitumen", Prentice Hall, (1991).
50. Boberg, T. C., y Lantz, R. B., "Calculation of the Production of a Thermally Stimulated Well", JPT, 1613-1623, 1966.
51. Towson, D. E. y Boberg, T. C., "Gravity Drainage in Thermally Stimulated Wells", JPT, 1967.
52. Hong, K. C. "Steamflood reservoir management: thermal enhanced oil recovery", Estados Unidos de Norteamérica, 1994, 518p
53. Tamin M, Rahman M. H., "Analytical Modeling of Cyclic Steam Stimulation Using Pseudo-Relative Permeability Function", Bangladesh Univ. of Engg. and Technology, SPE 53690, 1999.
54. Gontijo, J. E., Aziz, K., "A Simple Analytical Model for Simulating Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure Depleted Reservoirs", SPE 13037, 1984.
55. Mattax, Calvin C, Dalton, Robert L., "Reservoir Simulation" SPE series, 1990.
56. Doscher, T. M., "Factors Influencing Success in Steam Soak Operations", Petroleum Industry Conference on Thermal Oil Recovery, Sponsored by Rockwell Mfg. Co., Los Angeles, Calif., 76-80, June 6, 1966. (referencia tomada de Butler 1991).
57. Vogel, J. H. "Simplified Heat Calculations for Steamfloods", SPE (1982);
58. Taber J.J., y Matin, F. D., "EOR Screening Criteria Revised-Part2: Applications and Impact of Oil Prices", SPE Reservoir Engineering, August 1997

Capítulo VII.

59. Donalson, Erle C. y Chilingarian, George V., “Enhanced Oil Recovery, II Processes and operations”, Holanda, 1989, 604 p
60. API, 1983, “Recommended Practice for Installation and Operations of Wet Steam Generators”, American Petroleum Institute, Washington, D. C. (Referencia tomada de Donalson 1989)
61. Butler “Thermal Recovery of Heavy Oil and Bitumen”, Prentice Hall (1991). Cap 8.
62. Carcoana, Aurel, “Applied Enhanced Oil Recovery”, New Jersey, Prentice Hall 1992, 292 p.
63. Hong, K. C. “Steamflood reservoir management: thermal enhanced oil recovery”, Estados Unidos de Norteamérica, 1994, 518p, cap 5
64. George V. Chilingar, John O. Robertson, S. Kumar, T. A. Bertness, “Surface operations in petroleum production”, 1989
65. Eson, Rod L., “Downhole Steam Generator –Field Test”, SPE 10745,1982
66. Marshall, Billy W. “Operational Experiences of a Downhole Steam Generator”, SPE 10744, 1982.
67. Willhite, G. P. and Dietrich, W. K., 1967. “Design criteria for completion of steam injection wells,” JPT, 19(1): 15-21
68. Sadin, S., Sonny, I. Nuruddin, M. F., “A New Approach for Optimizing Cement Design to Eliminate Microannulus in Steam Injection Wells”, IPTC 12407, 2008.
69. Willhite, G. P., “Overall Heat Transfer Coefficients in Steam Injection and Hot Water Wells”, JPT 1967. (Referencia tomada de Carcoana 1992).
70. Willhite, G. P., y S. Griston, “Wellbore Refluxing in Steam Injection Wells”, SPE 15056, 1986 (Referencia tomada de Hong 1994).
71. Jean-Louis Beauquin and Felix Ndinemenu, Total E&P, “World's First Metal PCP SAGD Field Test Shows Promising Artificial-Lift Technology for Heavy-Oil Hot Production: Joslyn Field Case,” SPE 2007
72. González R., Brunings C., Toussaint L., “ESP’s in Cyclic Steam Injections Wells”, SPE 39084, 1996.
73. F. Gavia, SPE, SUNCOR, and R. Santos. “Pushing the boundaries of Artificial Lift Applications: SAGD ESP Installation in Canada,” SPE 2007