



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MÉTODO PREDICTIVO PARA EL PROCESO DE
RECUPERACIÓN DE ACEITE PESADO POR
INYECCIÓN DE VAPOR “HUFF AND PUFF”**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

GONZÁLEZ PÉREZ IVAN

VILLANUEVA MEDINA JONATAN

DIRECTOR DE TESIS: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA JUNIO DEL 2011

MÉTODO PREDICTIVO PARA EL PROCESO DE RECUPERACION DE ACEITE PESADO POR INYECCIÓN DE VAPOR “HUFF AND PUFF”

Contenido	Página
INTRODUCCIÓN	5
I. METODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	8
1.1. DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA	10
1.1.1 Rangos para la aplicación de recuperación mejorada	10
1.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA	13
1.3. DEFINICIÓN DE ACEITES PESADOS	14
1.3.1 Características del aceite pesado	14
1.3.2 Clasificación de los depósitos de aceite pesado	15
1.4. DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO	17
1.4.1 Importancia de los aceites pesados en México	20
1.5. TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITES PESADOS	22
1.5.1 Inyección de agua caliente	22
1.5.2 Inyección continua de vapor	24
1.5.3 Producción en frio	26
1.5.4 Inyección cíclica de vapor	26
1.6. COMPARACIÓN ENTRE DESPLAZAMIENTO POR AGUA FRÍA, AGUA CALIENTE Y VAPOR	30
II. FUNDAMENTOS BÁSICOS	32
2.1. <u>PROPIEDADES TÉRMICAS DE ROCAS Y FLUIDOS</u>	32
2.1.1. MOVILIDAD	32
2.1.1.1 Razón de movilidad	33
2.1.2 VISCOSIDAD DE LOS LÍQUIDOS	33
2.1.2.1 Método Sauder	33
2.1.2.2 Método de Thomas	34

2.1.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	35
2.1.3.1 Ecuación de Andrade	35
2.1.4 VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL VAPOR	36
2.1.5 DENSIDAD DEL PETRÓLEO	37
2.1.5.1 Densidad del agua	38
2.1.6 CALOR ESPECÍFICO	38
2.1.6.1 Hidrocarburos líquidos	39
2.1.6.2 Hidrocarburos gaseosos	39
2.1.6.3 Agua saturada	39
2.1.6.4 Rocas	39
2.1.6.5 Capacidad calorífica de rocas saturadas	39
2.1.7 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA	40
2.1.7.1 Conductividad térmica de líquidos y gases	41
2.1.7.2 Conductividad térmica de rocas	42
2.1.8 DIFUSIVIDAD TÉRMICA	44
2.2. <u>PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y VAPOR</u>	45
2.2.1 TEMPERATURA DE SATURACIÓN DE AGUA	46
2.2.2 CALOR ESPECÍFICO DEL AGUA Y DEL VAPOR	46
2.2.3 CALOR SENSIBLE DEL AGUA	47
2.2.4 CALOR LATENTE DE VAPORIZACIÓN	48
2.2.5 CALOR TOTAL O ENTALPÍA DEL VAPOR SECO Y SATURADO	48
2.2.5.1 Entalpía disponible	48
2.2.6 CALIDAD DE VAPOR Y VAPOR HÚMEDO	49
2.2.7 VAPOR SOBRECALENTADO	51
2.2.8 DETERMINACIÓN DE LA CALIDAD DE VAPOR	52
2.2.8.1 Método del separador	52
2.2.8.2 Método de los cloruros	52
2.2.8.3 Método de la conductividad eléctrica	53
2.2.8.4 Método del medidor de orificio	54
III. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	56

3.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN	57
3.2 REQUERIMIENTOS E INSTALACIONES PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	59
3.3 TRATAMIENTO DEL AGUA	60
3.4 GENERADORES DE VAPOR	62
3.4.1 Generadores de vapor de fondo	67
3.5 TERMINACIÓN DE POZOS	70
3.5.1 Consideraciones para el diseño de la TR	70
3.5.2 Cementaciones	73
3.5.3 Pozos productores	75
3.5.4 Pozos de inyección	76
3.6 CONTROL DE PÉRDIDAS DE CALOR	77
3.6.1 Pérdidas de calor en el generador	77
3.6.2 Pérdidas de calor en las líneas superficiales	78
3.6.3 Pérdidas de calor en las formaciones adyacentes	78
3.6.4 Pérdidas de calor en el pozo	83
3.6.5 Aerogel	81
3.6.6 Modelo de Marx y Langenheim	82
3.7 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	89
3.7.1 Bombeo mecánico	89
3.7.2 Bombeo electro centrífugo	90
3.7.3 Bombeo de cavidades progresivas	91
3.8 GEOLÓGIA DEL CAMPO PARA UN PROYECTO DE ICV	92
<u>3.9 CONDICIONES GEOLOGICAS QUE DETERMINAN EL ÉXITO DEL PROYECTO</u>	93
3.9.1 ESTRUCTURALES	93
3.9.1.1 Pliegues	93
3.9.1.2 Fracturas	94
3.9.2 ESTRATIGRAFÍA	95
3.9.2.1 Sedimentación	95
3.9.2.2 Mineralogía	95
IV. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN	97
4.1 MODELO DE BOBERG Y LANTZ	100

4.2 METODO PREDICTIVO PARA EL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE ACEITE PESADO	110
4.2.1 Relación entre el número capilar y saturación residual de crudo	113
4.2.2 Saturación de aceite residual	114
4.3 OTROS MODELOS PARA PREDECIR LA RECUPERACIÓN DE PETROLEO EN ICV	115
4.3.1 Modelos de Davidson, Miller y Muller y de Martin	115
4.3.2 Modelos de Seba y Perry, y de Kuo, Shain y Phocas	116
4.3.3 Modelos de Closmann, Ratliff y Truitt	116
4.4 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA SELECCIÓN DEL YACIMIENTO EN UN PROYECTO DE ICV	116
4.5 DESVENTAJAS DE LA ESTIMULACIÓN CON VAPOR	118
4.6 FACTORES IGNORADAS DE BOBERG Y LANTZ	120
4.6.1 Eficiencia de desplazamiento	120
4.6.2 Flujo fraccional	122
4.6.3 Efecto de la presión capilar	124
4.6.4 Ecuación de avance frontal	124
4.7 PRUEBA PILOTO DE ICV, CAMPO SAMAEL	126
4.7.1 Descripción del método térmico utilizado	127
4.7.2 Propiedades de la roca y los fluidos	127
4.7.3 Selección del área piloto	128
4.7.4 Diseño, perforación y terminación de los pozos	129
4.7.5 Equipo de generación de vapor	130
4.7.6 Instalaciones superficiales	131
4.7.7 Ejecución y resultados	132
4.7.8 Balance económico	
CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	138
NOMENCLATURA	139
REFERENCIAS	144

INTRODUCCIÓN

La incorporación de reservas de hidrocarburos es una tarea de vital importancia en nuestro país, ya que la economía está basada principalmente en el petróleo; México se enfrenta a grandes retos en cuestiones de recuperación de aceite, ya que la mayoría de sus campos se encuentran en su etapa de madurez. La mayor parte de la energía que actualmente se consume también depende de los combustibles fósiles, por lo que la demanda de hidrocarburos va en aumento continuamente y la incorporación de reservas se ha quedado rezagada, lo cual representa un reto. Una de las maneras de incorporar reservas probadas es mediante la aplicación de los procesos de recuperación mejorada, ya que permite reclasificar las reservas probables y posibles en probadas, revirtiendo así este fenómeno.

Existe una gran variedad de técnicas de recuperación mejorada de aceite, que se agrupa a grandes rasgos, en los procesos de inyección de productos químicos, controladores de movilidad, miscible y térmica. Esto genera cierta incertidumbre en la selección del método que más se ajuste a las características del yacimiento y a los fluidos que contenga; por otra parte, cuando se ha seleccionado el método es porque se ha considerado la disponibilidad del equipo y de los elementos a utilizar, durante toda la vida del proyecto.

Con base en lo anterior, 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; está enfocado a reducir la viscosidad del aceite dentro del yacimiento para facilitar su explotación.

Introducción

En el presente trabajo tiene como objetivo estudiar los fenómenos físicos presentes en el proceso, como la alteración de las propiedades del sistema roca fluidos con el cambio en la temperatura y además se hace una revisión de algunos métodos analíticos para calcular el factor de recuperación, estos métodos tienen algunas consideraciones que los hacen imposibles de aplicar a todos los yacimientos, sin embargo, son de gran utilidad para comprender los fenómenos físicos involucrados, esto ayuda a entender los principales mecanismos de producción y las limitantes del método.

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 supuesto, 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.

Por lo mencionado anteriormente el presente trabajo podemos encontrar lo siguiente:

Capítulo I: En este capítulo se define que es la recuperación mejorada, los métodos que hay de recuperación mejorada, así como; los criterios de escrutinio que se aplican en los yacimientos que son candidatos para intervenirlos con algún método de recuperación mejorada por medio de las propiedades petrofísicas y de los fluidos en el yacimiento. Las características, la definición del aceite pesado, su clasificación y la distribución de las reservas de aceite pesado en México. También describiremos algunas de las técnicas de explotación de aceites pesados como por ejemplo: inyección de agua caliente, inyección continua y cíclica de vapor y producción en frío; haciendo una comparación entre desplazamiento por agua fría, agua caliente y vapor.

Capítulo II: Ciertas propiedades térmicas de las rocas y fluidos; y propiedades térmicas del agua y vapor se requieren al de hacer cálculos para estudiar la inyección de vapor, en un yacimiento. A pesar que estas propiedades se consideran constantes para muchos de estos cálculos, realmente la mayoría de ellas varía con la temperatura. Por lo tanto el objetivo de este capítulo, es discutir estas propiedades y el efecto de la temperatura sobre ellas. También se listan valores y correlaciones de uso común para su estimación. Haciendo énfasis en (movilidad, viscosidad, densidad, calor específico del agua y del hidrocarburo, conductividad térmica, entalpia, difusividad térmica, etc.)

Introducción

Capítulo III: Se describe de forma más completa el método de inyección cíclica de vapor; en términos de mecanismos de recuperación interacción vapor-fluido, vapor-roca, los requerimientos e instalaciones para la inyección cíclica de vapor, tratamiento del agua, generadores de vapor, terminación de pozos tanto inyectores como productores, cementaciones. La geología del campo. El control de las pérdidas de calor tanto como en el pozo, como en el generador de vapor, en formaciones adyacentes y en las líneas superficiales de transmisión. Los sistemas artificiales inmiscuidos en la inyección cíclica de vapor como bombeo mecánico, electro centrífugo y de cavidades progresivas.

Capítulo IV: Se calcula el factor de recuperación que se tiene en la Inyección Cíclica de Vapor por medio de un método analítico además de aportar una interpretación de un método que está en función de la viscosidad y la temperatura. También vemos que existen otros modelos para predecir la recuperación por inyección cíclica de vapor, las desventajas de la estimulación de vapor y los factores ignorados por Boberg y Lantz. Por último abordamos un ejemplo real de aplicación donde describimos el método térmico a ocupar, las propiedades de las rocas y fluidos, selección del área piloto, etc. Así como un balance económico

En conclusión, 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 y como todo proyecto se recomienda realizar una evaluación económica para conocer la rentabilidad del proyecto.

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

Por eso se recomienda que 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.

CAPÍTULO I

MÉTODOS 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 de abatimiento de presión, es decir, una pérdida de energía. Para continuar con la explotación del yacimiento es necesario proporcionarle energía adicional, ya sea el 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.

Las etapas de vida de un yacimiento serían las siguientes:

- Recuperación Primaria. Cuando al 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, en esta etapa no se alteran las propiedades del sistema roca-fluido.
- Recuperación Terciaria y Mejorada. En esta etapa se aplica algún método para cambiar las propiedades del sistema roca-fluido, y obtener una recuperación adicional.

La *Figura 1.1* ilustra las etapas de vida que sufre un yacimiento.

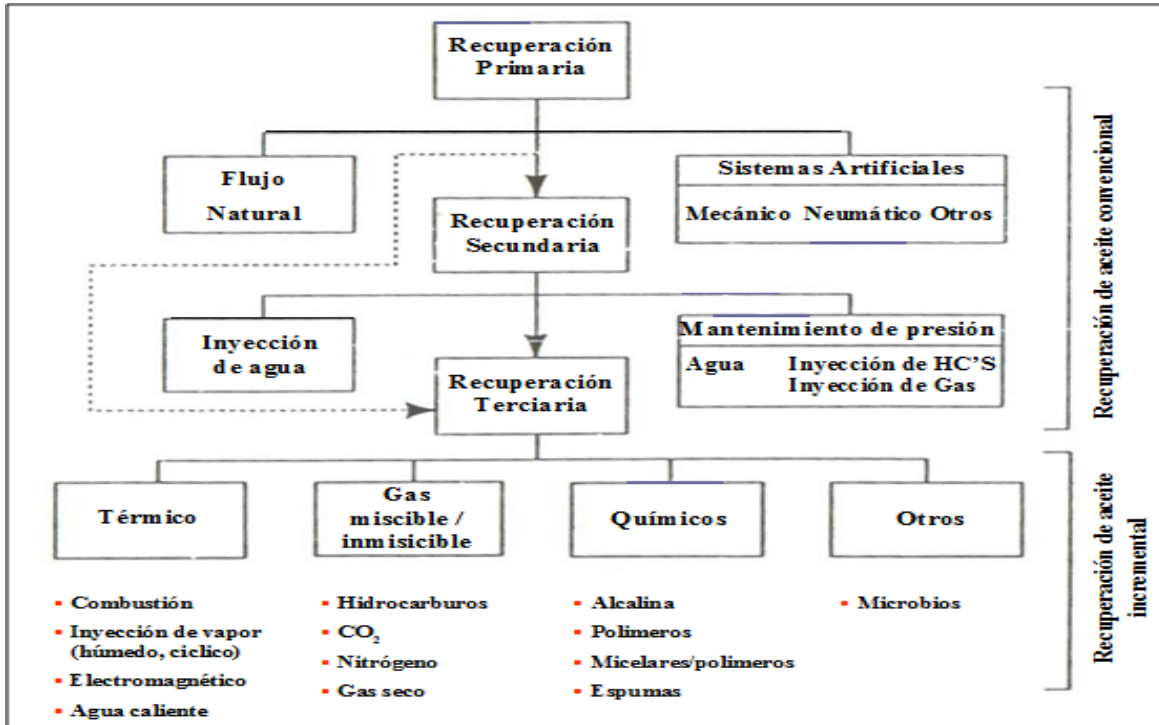


Figura 1.1 Etapas de vida de un yacimiento

La recuperación mejorada puede clasificarse en:

- Métodos térmicos
 - ✓ Inyección de agua caliente
 - ✓ Inyección de vapor
 - ✓ Combustión In-Situ
- Métodos químicos
 - ✓ Surfactantes
 - ✓ Alcalinos
 - ✓ Polímeros
- Métodos miscibles
 - ✓ Inyección de CO₂
 - ✓ Inyección de gases hidrocarburos
 - ✓ Inyección de N₂
- Métodos con bacterias

1.1 DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada es la tercera etapa de la recuperación de hidrocarburos, aplicando tecnología más moderna, sofisticada y en más casos la recuperación mejorada requiere de mayores cuidados y sus costos son más elevados.

Dado el incremento de que tiene la recuperación mejorada en México no se tienen proyectos de este tipo, sin embargo, si se han realizado algunos estudios tanto en PEMEX como en el I.M.P. de recuperación mejorada, realizándose solo algunas pruebas de campo.

De la recuperación mejorada se recupera de un 7% a un 12% adicional a la recuperación secundaria, dependiendo de las condiciones de cada yacimiento. A la recuperación mejorada también se le suele llamar en la literatura, como recuperación terciaria porque se aplica en tercer término después de la secundaria. Generalmente cuando se habla de recuperación terciaria se está interpretando en la literatura a la recuperación mejorada¹.

1.1.1 Rangos para la aplicación de recuperación mejorada

Las guías de evaluación técnica que se utilizan para seleccionar los métodos de recuperación mejorada, los antecedentes y la lógica detrás de los diversos criterios están cubiertas. En este trabajo daremos énfasis en las directrices técnicas, haremos una distinción entre las propiedades del petróleo y de las características requeridas para seleccionar si un yacimiento es candidato o no para aplicar algún método de recuperación mejorada. En forma general la inyección de vapor, es aplicable para los aceites viscosos en formaciones relativamente poco profundas. En el otro extremo, inyección de CO₂, N₂ y de hidrocarburos son aplicables a aceites muy ligeros y profundidades lo suficientemente grandes esto para lograr la miscibilidad que se requiere. La inyección de vapor y combustión in-situ requiere permeabilidades bastantes altas. Las inundaciones de químicos (polímero, alcalina o surfactantes) son aplicables a los aceites de baja y mediana viscosidad, donde la profundidad no es una consideración importante. Sin embargo, a grandes profundidades, la temperatura más alta puede presentar problemas en la degradación o el consumo de algunos de los productos químicos. Por lo tanto, se han

intervalo deseado de valores de algunas de las propiedades más importantes dentro de un yacimiento, como la viscosidad del aceite².

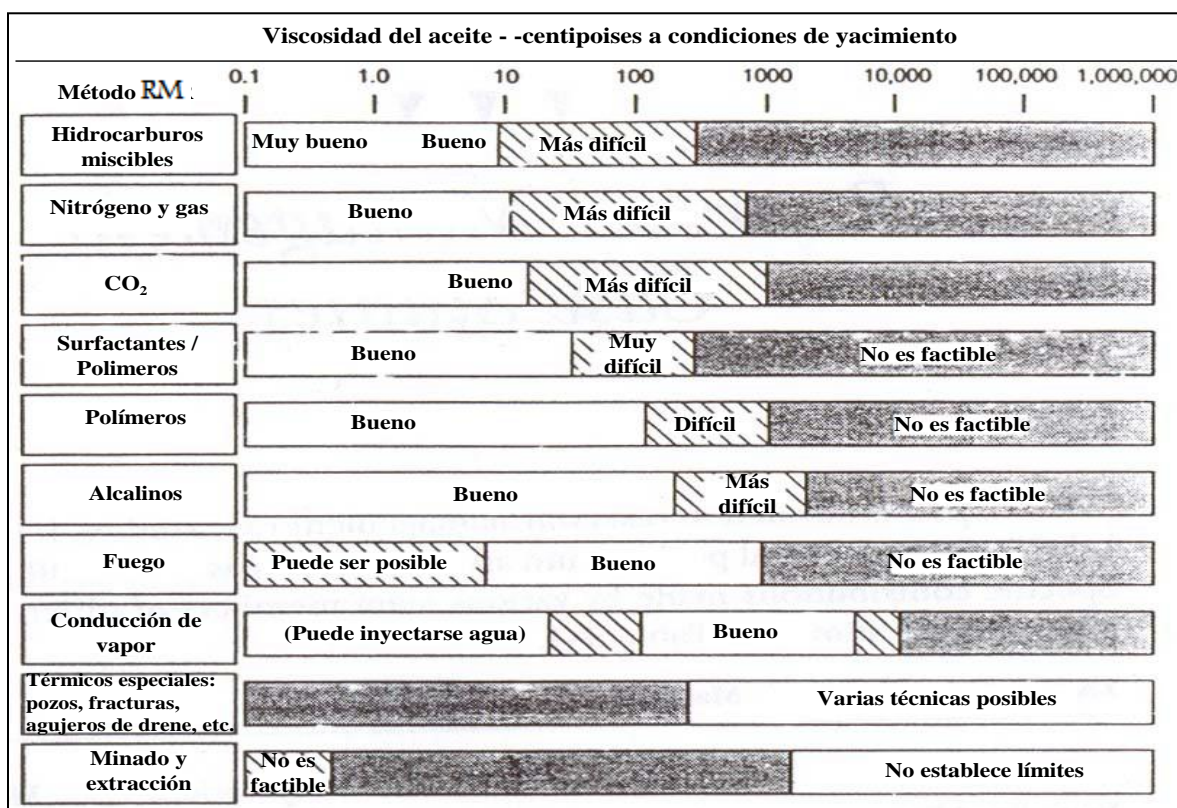


Figura. 1.2 Rangos recomendados de viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento para aplicar algún método de recuperación mejorada

En la **Figura 1.2**, se presentan diez métodos de recuperación mejorada. Los métodos se organizan de acuerdo a la viscosidad del aceite que debe recuperarse. Se catalogan de la siguiente manera: tres métodos de inyección de gas, tres procesos relacionados con el agua, tres técnicas termales, y uno con la minería y la extracción.

La influencia de la viscosidad sobre la viabilidad técnica de los métodos de recuperación mejorada se ilustra en la **Figura 1.2**. A medida que aumenta la viscosidad, los métodos de recuperación mejorada que funcionan mejor son con aceites muy ligeros (hidrocarburos miscibles, N₂, CO₂, polímeros y alcalinos) a los aceites que son mas viscosos no es tan factible su posible recuperación. En la **Figura 1.3**, tanto como en la **Figura 1.4** presentamos algunos métodos de recuperación mejorada tomando en cuenta otro tipo de propiedad petrofísica (permeabilidad [mildarcy]) y (profundidad [ft]) en estas figuras no

incluimos los demás métodos de recuperación mejorada, que venimos analizando. Debido a que las técnicas de recuperación mejorada no convencionales no se consideran en la mayoría de los estudios de yacimientos.

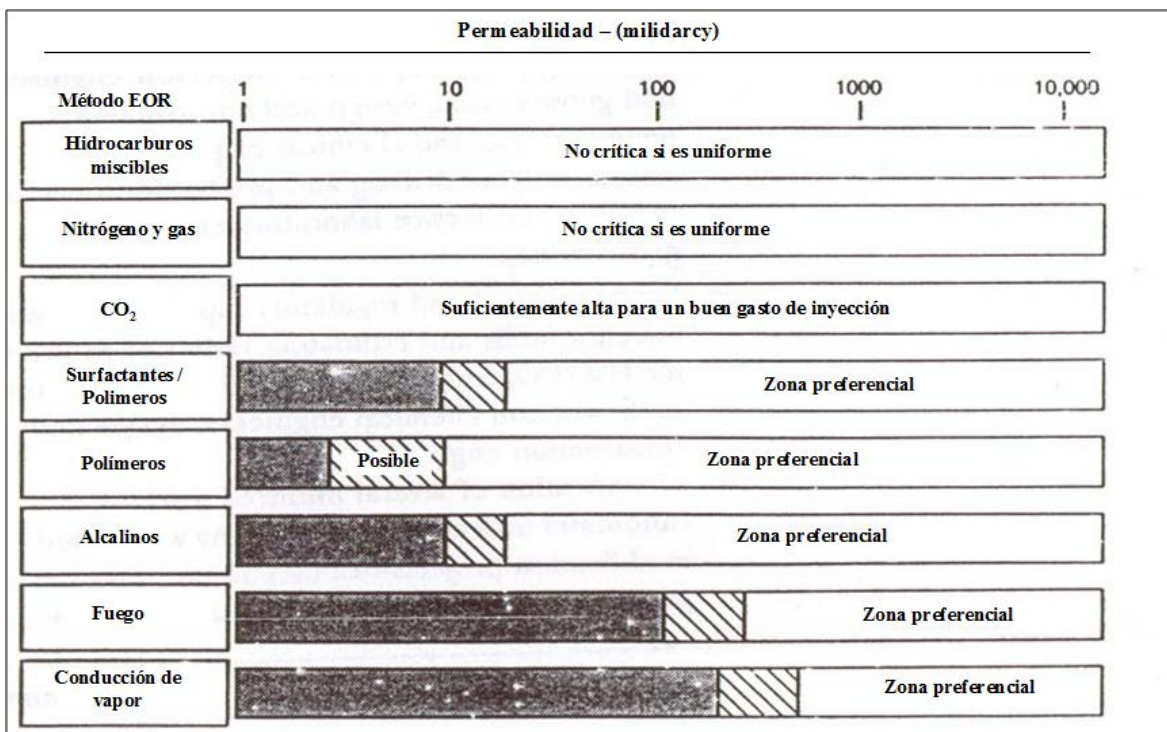


Figura 1.3 Guía de permeabilidad para mejorar los métodos de recuperación mejorada

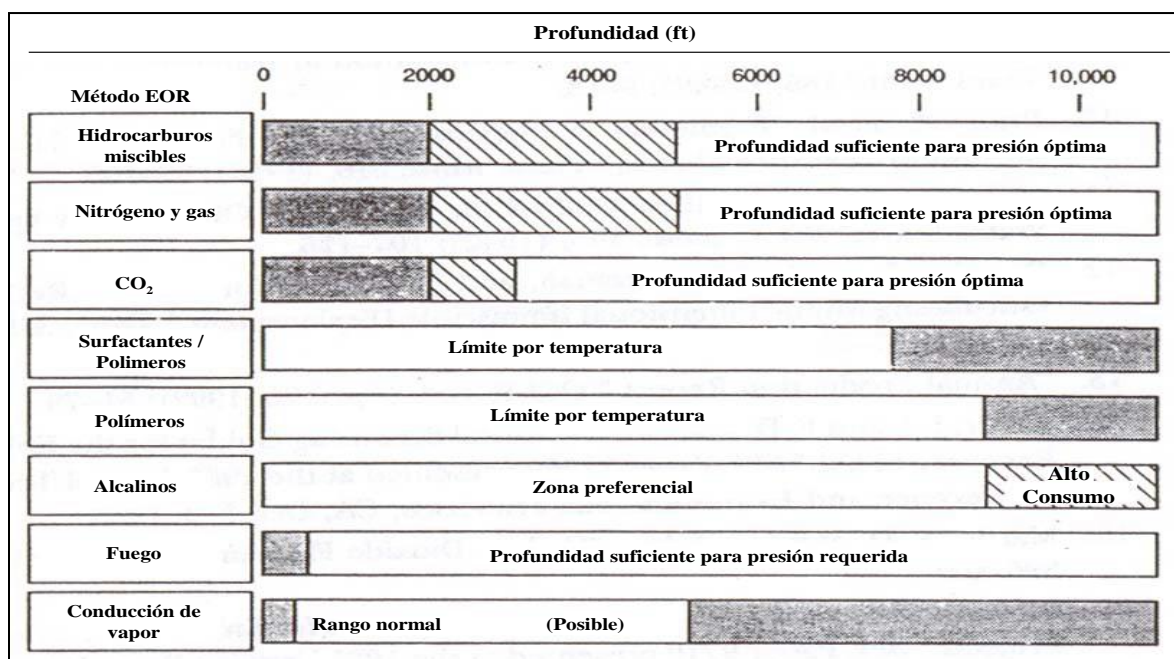


Figura 1.4 Limitaciones por profundidad para mejorar los métodos de recuperación mejorada

1.2 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Todas las guías de evaluación se resumen en la **Tabla 1.1**; la viscosidad, la profundidad y los criterios de permeabilidad se presentaron anteriormente en las **Figuras 1.2, 1.3 y 1.4**. Las cifras citadas tienen algunas características que permiten la rápida aplicación de criterios de selección, pero no pueden sustituir las tablas de evaluación detallada. En cierto sentido, las cifras presentan un panorama más cierto que las tablas. Diferentes autores y organizaciones pueden utilizar algunos parámetros distintos para el mismo proceso de selección y las directrices están sujetas a cambios como nuevos estudios de laboratorio e información de campo nueva. El mayor y menor las denominaciones de las tablas también se pueden mostrar mejor gráficamente. Sin embargo, la notación que ocupamos en la figuras anteriores de bueno o muy bueno no significa que el proceso indicado es seguro para trabajar, sino que significa simplemente que está en el rango preferido para esta característica de aceite o yacimiento².

Tabla 1.1 Resumen de los criterios de selección de los métodos de recuperación mejorada

Métodos de Inyección de Gas	PROPIEDADES DEL PETRÓLEO				CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO				
	° API	VISCOSIDAD (CP)	COMPOSICIÓN	So	TIPO DE FORMACIÓN	ESPESOR NETO (pies)	PERM. PROM (MD)	PROFUNDIDAD (PIES)	TEMP. (° F)
Hidrocarburos	>35	<10	% Alto C2-C7	>30	Areniscas o calizas	Delgada o buzamiento	N.C.	> 1000 (LPG) a > 5000 (GAP)	N.C.
N2 y Gas de Combustión	>24 >35 para N2	<10	% Alto C1-C7	>30	Areniscas o calizas	Delgada o buzamiento	N.C.	>4500	N.C.
CO2	>26	<15	% Alto C5-C12	>20	Areniscas o calizas	Delgada o buzamiento	N.C.	>2000	N.C.
Métodos Químicos									
Polímeros	>25	<150	N.C.	>10 Petróleo Móvil	Pref. Areniscas	N.C.	>10 Normalmente	<9000	<200
Tensoactivos	>25	<30	Livianos a Intermedios	>30	Pref. Areniscas	>10	>20	<8000	<175
Alcalinos	13-35	<200	Que tenga ácidos Orgánicos	Sat. Res I.A.	Pref. Areniscas	N.C.	>20	<9000	<200
Métodos Térmicos									
Combustión	<40 Normal 10-25	<1000	Algo de Comp. Asfálticos	>40-50	Arena / arenisca de alta porosidad	>10	>100 *	>500	>15 Preferiblemente
Inyec. Cont. de Vapor	<25	>20	N.C.	>40-50	Arena / arenisca de alta porosidad	>20	>200 **	300-5000	N.C.

N.C. = No Crítico

* Transmisibilidad >20 md p/cp

** Transmisibilidad >100 md p/cp

1.3 DEFINICIÓN DE ACEITES PESADOS

Existen varias definiciones para aceite pesado. El Instituto Americano del Petróleo (API) sugiere una definición de aceite pesado basado en su densidad. Por lo tanto el aceite pesado es aquel con densidad entre 920 y 1010 kg/m³ (22.3 y 10.1°API), y aceite extra pesado es aquel crudo 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, el aceite pesado se clasifica de acuerdo a su viscosidad a condiciones de yacimiento. Es creencia general que los crudos pesados y extrapesados se encuentran en profundidades someras, 1000 a 1500 m. Sin embargo, se han encontrado algunos depósitos a profundidades mayores³.

1.3.1 Características del aceite pesado

Una de las características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). En la escala de grados API, los crudos extrapesados caen en el rango de 0.0 a 9.9 °API y los pesados en el rango de 10 a 22.3° API. Así que el rango general que cataloga a ambos tipos de crudo es de 0.0 a 22.3 °API. La **Tabla 1.2** muestra las clasificaciones de los aceites crudos de acuerdo a su viscosidad, densidad en kg/m³ y °API.

Tabla 1.2 Clasificaciones de los aceites crudos de acuerdo a su viscosidad y densidad

TIPOS DE CRUDO	VISCOSIDAD (CPS)	DENSIDAD @ 15.6 °C (kg/m ³)	API @ 15.6°C
Condensado	< 10	< 0.80	> 40
Liviano	10 - 100	0.80 - 0.90	30 - 40
Crudo Pesado	100 - 10000	943 - 1000	20 - 10
Bitumen	> 10000	1000	< 10

1.3.2 Clasificación de los depósitos de aceite pesado

Existen varias formas de clasificar los depósitos de aceites pesados:

- Por clases

Clase 1

- ✓ Yacimientos de areniscas a ≤ 3000 pies de profundidad.
- ✓ Espesores de ≥ 10 pies.
- ✓ Volúmenes de producción en superficie equivalente a 750 bls/pie o más.
- ✓ Viscosidad de petróleo a condiciones de yacimiento suficiente para tener movilidad.

Clase 2

Presentan parte de las características de la clase 1, pero requieren de moderada inversión económica y/o tecnológica que permiten aplicar métodos de recuperación térmica.

Clase 3

Presentan pocos de los parámetros deseados, por lo que requieren de grandes inversiones para aplicar mecanismos de recuperación térmica.

- Según los componentes presentes

Los fluidos contenidos en las rocas denominados hidrocarburos, son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de carbono e hidrógeno, los cuales tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que originan diferentes compuestos.

Los aceites pesados se pueden clasificar de diferentes maneras:

- Aromáticos
 - ✓ Su comportamiento químico es similar al benceno.
 - ✓ Su agradable olor es característico, de allí su nombre de aromáticos.
 - ✓ Difieren de las otras familias de hidrocarburos en que los enlaces carbono-hidrógeno no siguen la teoría de los enlaces covalentes.

- ✓ Se representan por hexágonos cuyos vértices corresponden a un átomo de carbono.
- Alifáticos
 - ✓ Se caracterizan por una estructura abierta.

Los alifáticos se clasifican a su vez en: Alcanos son compuestos formados por átomos de carbono e hidrógeno, unidos por enlaces simples.

Se nombran a través de la combinación de:

- ✓ Un prefijo (denota el No. de átomos de carbono).
- ✓ Un sufijo “ano” (clasifica al compuesto como un alcano).
- ✓ También se denominan hidrocarburos saturados o parafinas.

Alquenos los miembros de la serie de alquenos presentan la siguiente fórmula general C_nH_{2n} . Esos componentes son también llamados “Hidrocarburos no saturados” u “Olefinas”. Cada miembro de la serie contiene una doble cadena de carbono – carbono. Por ejemplo: dos electrones de cada átomo de carbono son naturalmente compartidos.

Los primeros tres miembros de la serie alquenos son: Eteno (Etileno), Propeno (Propileno) y Butano.

Alquinos son caracterizados por triple carbono. Por ejemplo: dos átomos de carbono compartidos con tres pares de electrones. La fórmula general es C_nH_{2n-2} . El primer miembro de la serie es el acetileno (también llamado Etino).

Ambos los alquenos y los alquinos son más reactivos químicamente que los alcanos.

Cíclicos están arreglados como anillos. Presentan la fórmula general de los alquenos pero tienen diferente estructura y las propiedades químicas y físicas no son similares.

- Ciclo Alcanos
 - ✓ Los átomos de carbono unidos en forma de anillos son los compuestos cíclicos, tales como los ciclos alcanos y los ciclos alquenos.
 - ✓ Los ciclos alcanos son también conocidos como: naftenos, cicloparafinas o hidrocarburos alicíclicos.

- ✓ Los naftenos están constituidos por anillos saturados.
- ✓ Se representan por simples polígonos, cuyos vértices corresponden a un átomo de carbono.
- Resinas y asfáltenos
 - ✓ Constituyen las moléculas más grandes del petróleo
 - ✓ Formadas por combinaciones de anillos aromáticos de estructuras complejas, además poseen porcentajes variables de: Azufre, Oxígeno y Nitrógeno⁴.

1.4 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre, depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de la misma⁵.

El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas. La **Figura 1.5** ilustra la clasificación de las reservas de hidrocarburos.



Figura 1.5 Clasificación de la reservas de hidrocarburos

Reservas probadas

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

Reservas desarrolladas

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, y que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales.

En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada.

En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se consideraran probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado.

Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, producto de extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables.

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

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Así, las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.

- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

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

Después de haber definido las diferentes reservas que podemos encontrar vamos a localizarlas por regiones en México, esto con el fin de definir en donde podemos encontrar aceites pesados en las diferentes zonas del territorio nacional⁵.

1.4.1 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%, respectivamente⁵.

La reserva probada de aceite crudo al 1 de enero de 2009 asciende a 10,404.2 millones de barriles, donde el aceite pesado es su principal componente, al contribuir con 61.3 por ciento, el aceite ligero aporta el 31.1 por ciento y el superligero representa 7.5 por ciento del total nacional. La Región Marina Noreste contribuye con 92.0 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Sur tiene 59.0 por ciento del aceite ligero y 66.3 por ciento del aceite superligero. La **Tabla 1.3** muestra las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad y región.

Tabla 1.3 Clasificación de las reservas probadas de aceite crudo por su densidad

Año	Región	Aceite		
		Pesado	Ligero	Superligero
		mmb	mmb	mmb
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
2009	Total	6,381.4	3,237.6	785.2
	Marina Noreste	5,868.5	50.7	0.0
	Marina Suroeste	120.9	808.2	246.9
	Norte	342.4	468.5	17.8
	Sur	49.5	1,910.2	520.5

1.5 TÉCNICAS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITES PESADOS

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. A continuación se presentará una revisión de algunos 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.

1.5.1 Inyección de agua caliente

Inyección de agua caliente es probablemente el proceso térmico de recuperación más simple y seguro. En algunos casos, dependiendo de las características del yacimiento, puede ser el más económico y ventajoso. La decisión entre inyección de vapor o agua caliente depende de la consideración de varios factores.

Si se considera una inyección de agua caliente y una inyección continua de vapor, para un mismo yacimiento a la misma temperatura de inyección, la expansión térmica y la reducción de viscosidades es la misma para ambos procesos, aproximadamente. Sin embargo los efectos de la destilación por vapor, empuje por gas y extracción por solventes hacen que la eficiencia de desplazamiento sea mayor para inyección de vapor. Para algunos yacimientos de crudos pesados en los cuales los efectos por destilación por vapor son pequeños, la inyección de agua puede resultar más atractiva que la inyección de vapor. Además, la conformación vertical puede ser mayor para agua caliente que para vapor.

En general, la inyección de agua caliente no significa un gran ahorro sobre la inyección de vapor, por BTU de calor inyectado. Sin embargo, podría resultar más atractivo en un área donde la inyección de agua caliente se pudiera automatizar, y donde la inyección de vapor requiera continua supervisión. La decisión de si inyectar agua caliente o vapor debe realizarse en base al proceso representativo de una mejor inversión⁷.

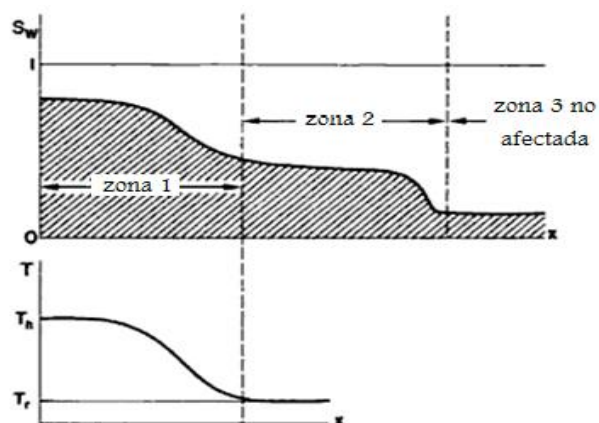


Figura 1.6 Perfil de saturación agua vs temperatura

En la **Figura 1.6** se muestra el comportamiento de la saturación del agua y temperatura en una dimensión durante el desplazamiento del aceite por el agua caliente sin vaporización de las fracciones ligeras del aceite.

Zona 3. Esta zona representa las condiciones de yacimiento tal como existían antes de la inyección del fluido caliente.

Zona 2. En esta zona, el aceite caliente está siendo desplazado por el agua que se enfría esencialmente hasta la temperatura de la formación; la saturación de aceite en cualquier

punto en esta zona fue decreciendo con el tiempo bajo ciertas condiciones pudiendo llegar hasta la saturación residual correspondiente a la temperatura prevaleciente en esta zona.

Zona 1. Para cada punto en esta zona la temperatura incrementa con el tiempo, que generalmente induce una reducción en la saturación de aceite residual. Además, conduce a la expansión de los fluidos y de la matriz de la roca, debido a la misma saturación, para una reducción del peso del aceite en el espacio poroso. Si el aceite es muy volátil con algunos componentes ligeros será desplazado por un proceso de vaporización-condensación, generando una saturación de fase de gas pudiendo existir en una pequeña parte de esta zona.

1.5.2 Inyección continua de vapor

En este método como su nombre lo indica la inyección de vapor es continua y se aplica al yacimiento completo (por unos pozos se inyecta y otros producen), generalmente en campos donde el espaciamiento es pequeño (menores de 400 metros), y normalmente se aplica solo cuando se ha obtenido un resultado positivo con inyección cíclica.

En inyección continua, si los espaciamientos son grandes es muy común que ocurra el fenómeno de destilación en el yacimiento (despunte de ligeros), y como consecuencia se formara un frente de agua caliente y se pierde la efectividad en el desplazamiento.

Cuando el suficiente tiempo transcurrido después del comienzo de la inyección, cuatro zonas pueden ser reconocidas y numeradas de la inyección a los pozos productores⁸.

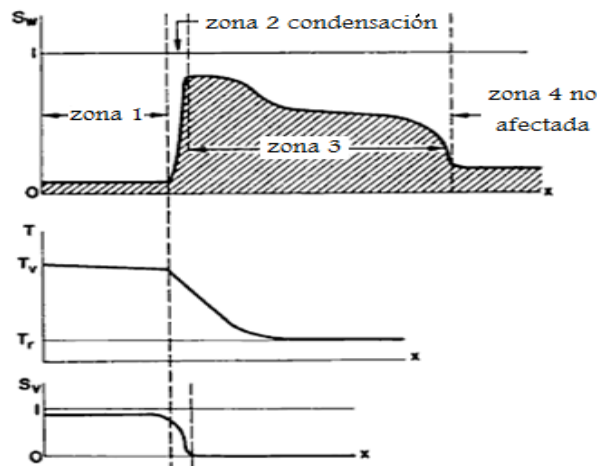


Figura 1.7 Perfil de saturación de vapor, agua líquida y temperatura

La **Figura 1.7** muestra el perfil de saturación de vapor, agua líquida y temperatura durante el desplazamiento del aceite por el vapor en una dimensión.

Zona 1. En la zona alrededor del pozo inyector tres fluidos coexisten: agua, hidrocarburo líquido y una fase gaseosa. La temperatura es alta y razonablemente uniforme, y lejos del pozo inyector la temperatura decrece lentamente pero continuamente de acuerdo con la dependencia de la temperatura de saturación frente a la presión. La saturación de aceite líquido es también razonablemente uniforme porque el aceite ha sido expulsado de la zona por el desplazamiento hidrodinámico, así como por la vaporización de los demás compuestos volátiles.

Zona 2. En esta zona, el agua y las fracciones de hidrocarburo volátil condensan arriba del contacto con la matriz fría. En una escala microscópica las temperaturas son diferentes en la fase sólida y la fase líquida, y consecuentemente aplicando el concepto de conductividad térmica efectiva no es rigurosamente válida. El significativo desequilibrio local termal ha sido demostrado que existe en un estudio de laboratorio de desplazamiento de agua por vapor: una saturación de fase gaseosa ha sido detectada a una temperatura local media, medida con ayuda de un termopar, que es absolutamente inferior a la temperatura de saturación por la prueba de presión. Sin embargo, este fenómeno es considerado mejorado por las condiciones reportadas por la prueba, es decir de baja presión y altos gastos de flujo ($310 \text{ kg} \times \text{m}^{-2} \times \text{h}^{-1}$).

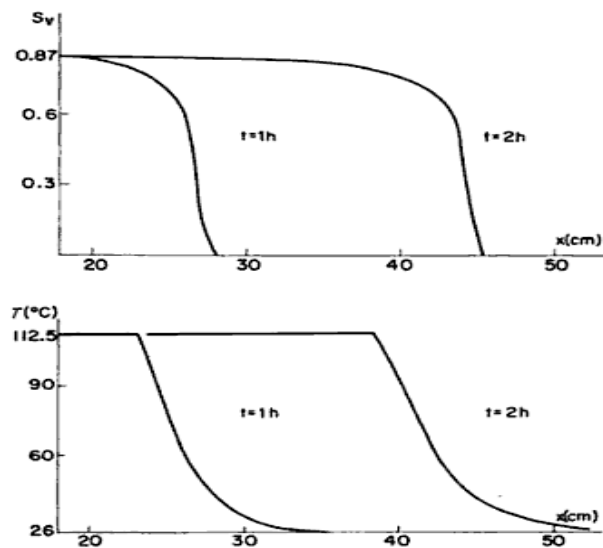


Figura 1.8 Perfiles de saturación de vapor y temperatura en el caso de bajo desplazamiento de agua líquida por vapor.

En la *Figura 1.8* se muestra la disminución progresiva de la saturación de vapor debido a la pérdida de calor ocasionada por el contacto y estadía del vapor en la formación.

Zona 3. Todos los fenómenos ocurridos en esta zona son similares a los involucrados en un desplazamiento de agua caliente. Sin embargo, como la zona de vapor (zona 1) se mueve hacia delante y puesto que el volumen por unidad de masa para el vapor es muchísimo mayor que el del agua caliente o fría, la velocidad del agua líquida en la zona 3 es considerablemente más alta de lo que habría sido si el agua líquida habría sido inyectada dentro de la formación a la misma temperatura y con el mismo gasto de inyección de masa.

Zona 4. Esta es la zona en la que no ha sido afectada por el calor y esencialmente la saturación de fluido original⁹.

1.5.3 Producción en frío

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible¹⁰.

Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial, tal como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento¹¹.

1.5.4 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).

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.

La *Figura 1.9*, es una representación esquemática de un proceso de 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 continua¹².

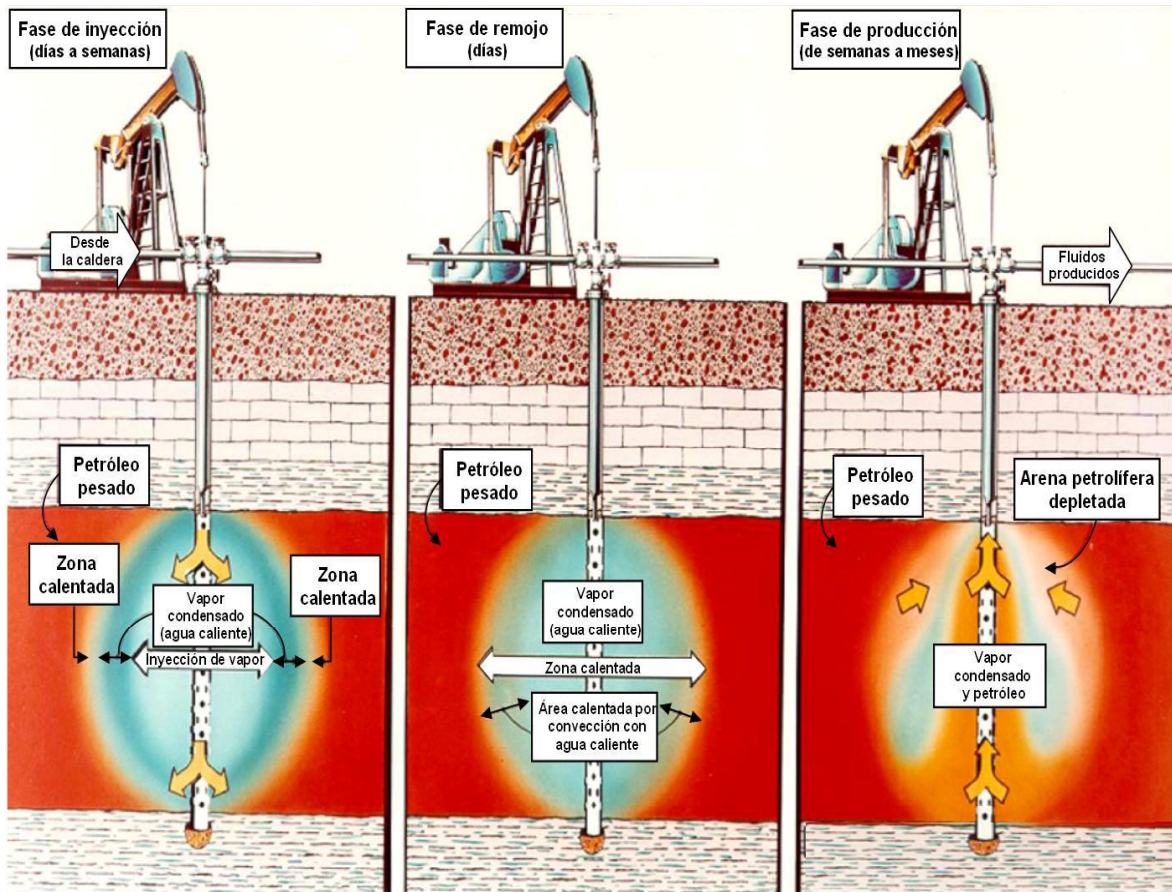


Figura 1.9 Representación esquemática de una inyección cíclica de vapor

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.

- b) 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.

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 viscoso¹³.

En la literatura técnica se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La *Figura 1.10* presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

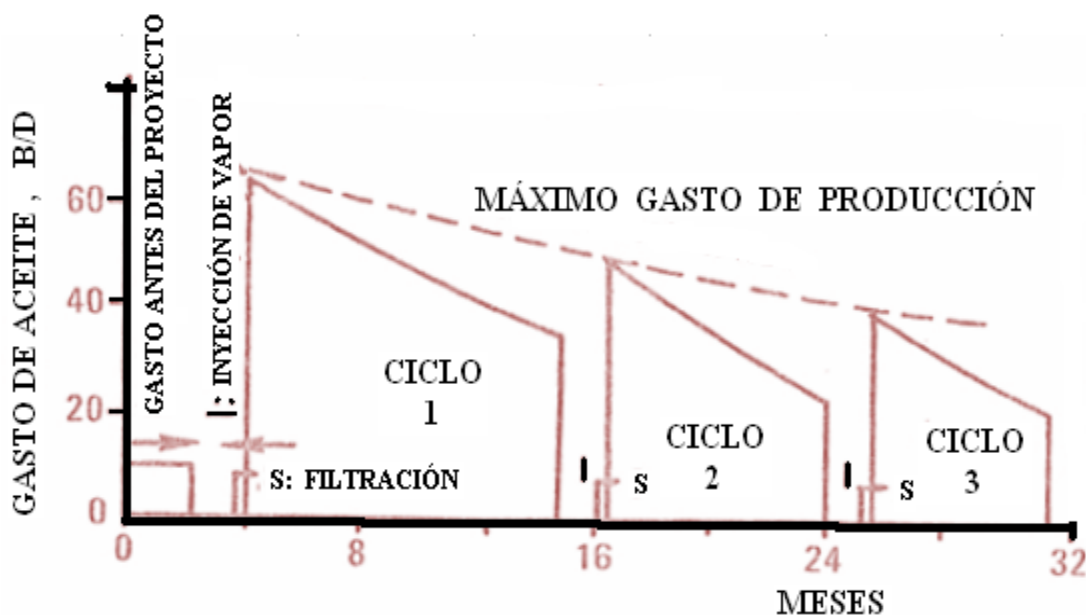


Figura 1.10 Respuestas típicas de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor

1.6 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.

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 arrido y la gran cantidad de energía térmica almacenada por unidad de masa del fluido inyectado¹⁴.

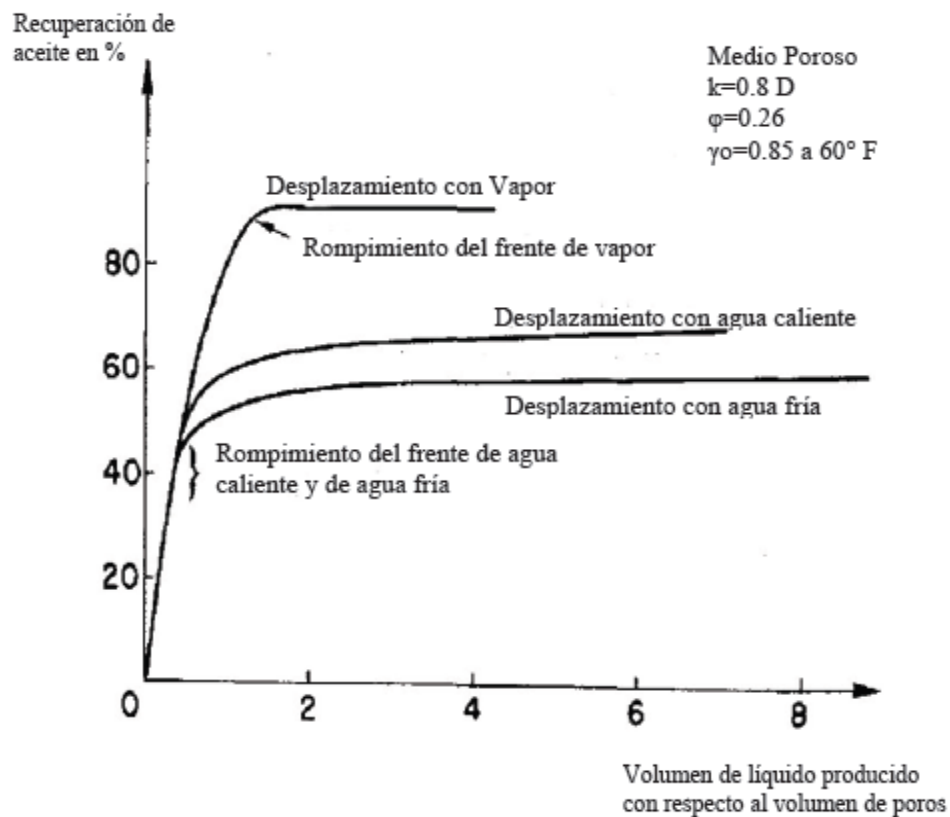


Figura 1.11 Comparación de la inyección de fluidos

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 espaciamento 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.

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.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS BÁSICOS

Ciertas propiedades térmicas de las rocas y fluidos se requieren a la hora de hacer cálculos para estudiar la inyección de vapor y/o agua caliente, o la combustión en sitio, en un yacimiento. A pesar que estas propiedades se consideran constantes para muchos de estos cálculos, realmente la mayoría de ellas varía con la temperatura.

Entre las propiedades térmicas de las rocas se incluyen: el calor específico, la conductividad térmica y la capacidad calorífica tanto para rocas secas como para rocas saturadas con agua, petróleo y/o gas. Las propiedades térmicas más importantes de los fluidos desde el punto de vista de recuperación térmica son: la viscosidad, la densidad, el calor específico y la conductividad térmica, esta última en menor grado.

El objetivo de este capítulo, es discutir estas propiedades y el efecto de la temperatura sobre ellas. También se listan valores y correlaciones de uso común para su estimación.

2.1 PROPIEDADES TERMICAS DE ROCAS Y FLUIDOS

Para la aplicación de los procesos térmicos de extracción se requiere el conocimiento de las propiedades de los fluidos y de las rocas y su variación con la temperatura.

2.1.1 MOVILIDAD

Es la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del fluido, por ejemplo

K_o / μ_o es la movilidad del petróleo

K_g / μ_g es la movilidad del gas

K_w / μ_w es la movilidad del agua

2.1.1.1 Razón de movilidad

Relación entre la movilidad de la fase desplazante y la fase desplazada, se define como la razón de movilidad de la fase desplazante a la movilidad de la fase desplazada.

$$M_{w,o} = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} \quad (2.1)$$

Esta relación es muy importante porque permitirá determinar la efectividad de un proceso para mejorar el desplazamiento del crudo pesado por la variación de su viscosidad¹⁵.

2.1.2 VISCOSIDAD DE LOS LÍQUIDOS

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión. La viscosidad tiene importancia primordial en los procesos de recuperación térmica, ya que ella determina la movilidad del fluido.

La viscosidad es probablemente la propiedad de los líquidos que ha sido más investigada y sobre este tópico se han publicado cientos de artículos. No obstante, al día de hoy no hay una sola teoría que permita calcular la viscosidad de un líquido a cualquier presión y temperatura. Por el contrario, hay cientos de “teorías de viscosidad”, cada una con una fórmula empírica. No hay ni siquiera acuerdo entre investigadores sobre si la viscosidad se debe a fuerzas atractivas o a fuerzas repelentes. Si bien es cierto que en la viscosidad están envueltas fuerzas interatómicas, se desconoce la naturaleza de estas fuerzas. Estudiaremos, por considerarlo de interés, dos métodos para predecir la viscosidad¹⁴:

2.1.2.1 Método Sauder

El trabajo de Sauder fue publicado en 1938 en el Journal of American Chemical Society. Sauder presentó la siguiente ecuación:

$$\log_{10} \mu = 10^{m\rho-2.9} - 1 \quad (2.2)$$

donde:

μ = viscosidad, en cp

ρ = densidad del líquido a la temperatura de interés, en gr/cm³

m = constante = I/M

M = peso molecular del líquido

I = constante, calculada a partir de unas constantes que reflejan la estructura atómica, de acuerdo a la siguiente tabla:

H	2,7
C	50,2
O	29,7
OH	57,1
Doble enlace	-15,5
Anillo de 6 C	-21,0
$\begin{array}{c} \text{R} \\ \uparrow \\ \text{R} \leftarrow \text{C} \rightarrow \text{R} \\ \downarrow \\ \text{R} \end{array}$	13,0
	R = grupo de alquilos

2.1.2.2 Método de Thomas

Publicado en 1946 en el Journal of American Chemical Society y es válido si

$$\frac{T}{T_c} \leq 0,7$$

Usa la siguiente ecuación:

$$\mu = 0,1167 \rho^{0,5} 10^a \quad (2.3)$$

donde:

μ = viscosidad, en cp

ρ = densidad del líquido a la temperatura de interés, en gr/cm³

$$a = \frac{B(1-T_r)}{T_r} ; T_r = \frac{T}{T_c}$$

T = temperatura absoluta, K

T_c = temperatura crítica, K

B = constante calculada según la tabla siguiente:

H	0,249
C	-0,462
O	0,054
Doble enlace	0,478

Nota: El error normal que se obtiene con estos dos métodos aquí presentados, es generalmente mayor que los calculados. Además, hay el problema que se requiere la determinación exacta de la densidad del líquido a la temperatura de interés, lo cual no siempre está disponible¹⁶.

2.1.3 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

En general, la viscosidad del petróleo disminuye con aumento de temperatura. La reducción es mayor cuanto más viscoso sea el petróleo considerado. En operaciones de recuperación térmica, existen tres métodos de uso común para correlacionar viscosidad y temperatura de petróleos crudos.

2.1.3.1 Ecuación de Andrade

Basándose en la relación lineal observada entre la viscosidad y el recíproco de la temperatura, Andrade propuso la siguiente ecuación:

$$\mu = ae^{\frac{b}{T^*}} \quad (2.4)$$

$$\text{ó} \quad \ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^*} \quad (2.5)$$

donde:

μ = viscosidad, en cp

T^* = temperatura, en grados absolutos, R(F+460) ó K(C+273.1)

a y b son constantes.

Dados dos valores de viscosidad, μ_1 y μ_2 a dos temperaturas T_1 y T_2 , las constantes a y b pueden ser determinadas, las cuales sustituidas en la ecuación (2.4) ó (2.5) resulta en una ecuación de la viscosidad en función de la temperatura, para el petróleo considerado.

La ecuación obtenida permite estimar μ en función de T en el rango de temperaturas entre el punto normal de ebullición y el punto de congelamiento del petróleo considerado. Si hay disponibles más de dos juegos de valores de μ - T , las constantes a y b pueden ser calculadas mediante ajuste por mínimos cuadrados. Un grafico de μ vs. $1/T^*$, sería una línea recta en coordenadas semilogarítmicas¹⁷.

2.1.4 VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL VAPOR

La viscosidad del agua y del vapor en función de temperatura puede estimarse mediante las siguientes ecuaciones presentadas por Gottfried¹⁸:

$$\mu_w = \frac{1.776 - T_s}{26.5T_s - 89} \quad (2.6)$$

donde:

μ = viscosidad del agua, en cp.

T_s = temperatura de saturación, en °F.

Para vapor seco y saturado, la viscosidad está dada por

$$\mu_s = (0.2T_s + 81.97) \times 10^{-4} \quad (2.7)$$

donde:

μ_s = viscosidad del vapor seco y saturado, en cp.

Para vapor húmedo, la viscosidad se puede estimar mediante:

$$\mu_{ws} = X_{st}\mu_s + (1 - X_{st})\mu_w \quad (2.8)$$

$$\text{ó} \quad \mu_{ws} = \mu_w - X_{st}(\mu_w - \mu_s) \quad (2.9)$$

donde, μ_{ws} es la viscosidad del vapor húmedo en cp, y X_{st} es la calidad del vapor en fracción.

La **Tabla 2.1** presenta variaciones de la viscosidad del agua con la temperatura¹⁹.

Tabla 2.1 Variación de la viscosidad del agua con la temperatura¹⁹

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cp)
50	1,308
60	1,124
70	0,978
80	0,861
90	0,764
100	0,684
150	0,432
160	0,400
170	0,372
180	0,347
190	0,325
200	0,305
210	0,287
220	0,271
248	0,232
284	0,196
302	0,184
320	0,174

2.1.5 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

Dada la gravedad °API de un petróleo, la gravedad específica del petróleo, γ_o , viene dada por:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{API + 131,5} \quad (2.10)$$

donde, γ_o es la gravedad específica del petróleo, adimensional. La densidad del petróleo en $\frac{lb}{pie^3}$ es $62.4 \times \gamma_o$, y en $\frac{kg}{m^3}$ es $1000 \times \gamma_o$, ambas a condiciones normales (60°F, 15°C ó 288°K).

La densidad del petróleo en función de la temperatura varia considerablemente por lo cual es recomendable determinarla experimentalmente.

La densidad del petróleo a cualquier otra temperatura está dada por¹⁸:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1.885}} \quad (2.11)$$

$$\frac{\rho}{\rho_{osc}} = 1,034125 - 0,0565 \times 10^{-2} T + 0,2375 \times 10^{-6} T^2 \quad (2.12)$$

donde, T es la temperatura en °F y ρ_{osc} la densidad del petróleo a condiciones normales.

2.1.5.1 Densidad del agua

La densidad del agua a la temperatura de saturación T, está dada por²⁰:

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023G} \quad (2.13)$$

$$\text{con:} \quad G = -6,6 + 0,0325 T + 0,000657 T^2 \quad (2.14)$$

donde: ρ_w esta en $\frac{lb}{pie^3}$ y T en °F.

Para el vapor, la densidad depende de la presión de saturación y de la calidad. Al igual que otras propiedades del vapor y algunas del agua

2.1.6 CALOR ESPECÍFICO

Se define como calor especifico de una sustancia, a la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia, específicamente de 60 °F – 61 °F. En general, depende de la temperatura aunque no muy marcadamente.

Gambill²¹, presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de líquidos, gases y rocas.

2.1.6.1 Hidrocarburos líquidos

$$c_o = \frac{0,388 + 0,00045T}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.15)$$

donde:

C_o : calor específico, $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

γ_o : gravedad específica del petróleo,

T: temperatura, $^{\circ}F$

2.1.6.2 Hidrocarburos gaseosos

$$c_g = 4 + 1,30 n + 0,012 n T (n \geq 3) \quad (2.16)$$

donde:

C_g : calor específico, $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F-mol}$

n: numero de átomos de carbono/mol

T: temperatura, $^{\circ}K$

2.1.6.3 Agua saturada

$$c_w = 1,0504 - 6,05 \times 10^{-4} + 1,79 \times 10^{-6} T^2 \quad (2.17)$$

donde:

C_w : calor específico, $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T: temperatura, F ($T \leq 500$ F)

2.1.6.4 Rocas

$$c_r = 0,18 + 0,00006 T \quad (2.18)$$

donde:

C_r : calor específico, $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T: temperatura, $^{\circ}F$

2.1.6.5 Capacidad calorífica de rocas saturadas

Una propiedad térmica de gran interés en el diseño de procesos térmicos con propósitos de recuperación secundaria, es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos, ya que de su valor depende cuanto calor se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene, en un determinado incremento.

La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas, está dada por:

$$M = (1 - \phi) \rho_r C_r + \phi (S_o \rho_o C_o + S_w \rho_w C_w + S_g \rho_g C_g) \quad (2.19)$$

donde:

M: capacidad calorífica, $\frac{BTU}{pie^3-\circ F}$

S: saturación de fluidos, fracción

C: calor específico, $\frac{BTU}{lb-\circ F}$

ρ : densidad, $\frac{lb}{pie^3}$

o, w, r, g : subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

2.1.7 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

La conductividad térmica, K_h , es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y temperatura. Se expresa por la Ley de Fourier, la cual establece que:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial x} \quad (2.20)$$

donde:

$\frac{Q_c}{A}$ = gasto de transferencia de calor en, $\frac{BTU}{pie^2}$

K_h = conductividad térmica, en $\frac{BTU}{h-pie-\circ F}$

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = gradiente de temperatura en $\circ F/pie$

Como puede observarse la Ley de Fourier es semejante a la Ley de Darcy:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (2.21)$$

Comparando estas dos leyes puede observarse que la conductividad térmica en la Ley de Fourier, hace el mismo rol que la movilidad, (μ/k) , en la Ley de Darcy.

Téngase en cuenta que:

$$1 \frac{\text{milicaloria}}{\text{seg} - \text{cm} - C} = 4.13 \frac{BTU}{hr - pie - F} \quad (2.22)$$

2.1.7.1 Conductividad térmica de líquidos y gases

La conductividad térmica de la mayoría de los líquidos, especialmente líquidos orgánicos, varía entre 0,05 y 0,2 BTU/hr×pie×°F y normalmente su valor disminuye con aumento de temperatura, siendo 0,08 un buen promedio. El agua es una excepción: la conductividad térmica sube al subir la temperatura, hasta 130 °C.

Para el agua, puede usarse la siguiente ecuación:

$$K_w = 0,004 T + 0,228 \quad (10 \text{ C} \leq T \leq 80 \text{ C}) \quad (2.23)$$

donde, T es la temperatura en °K

Una de las siguientes relaciones se puede utilizar para el cálculo de la conductividad térmica de líquidos^{22, 23}:

$$K_h = 0,5778 \left[0,0984 + 0,109 \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \right] \quad (2.24)$$

$$\text{ó} \quad K_h = 41,2 c_p \left(\frac{\gamma_o}{M} \right)^{1,33} \frac{T_b}{L_v} \quad (2.25)$$

donde:

K_h : conductividad térmica, $\frac{BTU}{h-pie-°F}$

C_p : calor específico, $\frac{BTU}{lb-°F}$

γ_o : gravedad específica del petróleo

T_b : temperatura de ebullición, °K

L_v : calor latente de vaporización a T_b , $\frac{BTU}{lb}$

M: peso molecular, $\frac{lb}{lb-mol}$

Para fracciones del petróleo y mezclas de hidrocarburos en general Cragoe²⁴ propone la siguiente relación:

$$K_h = \frac{0,0677[1,0 - 0,0003(T - 32)]}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.26)$$

donde:

K_h : conductividad térmica $\frac{BTU}{h-pie-°F}$

T: temperatura, °F y γ_0 : gravedad específica del hidrocarburo

Para gases a condiciones estándar de presión y temperatura, la conductividad térmica varía entre 0.002 y 0.025 $\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}$ siendo, 0.007 a 0.008 un buen promedio.

Gambill²¹, recomienda la siguiente relación para calcular la conductividad térmica de gases:

$$K_h = \mu \left(c_p + \frac{2.48}{M} \right) \quad (2.27)$$

donde:

μ : viscosidad del gas $\frac{lb}{pie-h} hr$ (1 cp = 2.4191 $\frac{lb}{pie-h} hr$)

M: peso molecular $\frac{lb}{lb-mol}$

Para vapor a altas temperaturas, se recomienda la siguiente relación²⁵:

$$K_h = 0,5778 \times 10^{-4} (176 + 0,587 T + 1,04 \times 10^{-3} T^2 - 4,51 \times 10^{-7} T^3) \quad (2.28)$$

donde:

K_h : conductividad térmica $\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}$

T: temperatura, °F

2.1.7.2 Conductividad térmica de rocas

La conductividad térmica de un medio poroso depende de un gran número de factores, algunos de los cuales son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con temperatura, mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante.

Entre las relaciones existentes para estimar la conductividad térmica de rocas, se tienen las siguientes ecuaciones:

a) Ecuación de Tikhomirov²⁶ para considerar el efecto de la temperatura:

$$K_h = 0,047 K_{h20c}^{4,98} T^{(0,17 \ln T - 1,61 \ln K_{h20c} + 0,12)} \quad (2.29)$$

donde:

K_h : conductividad térmica de la roca a temperatura T , $\frac{\text{microcalorías}}{\text{s-cm-}^\circ\text{K}}$

(multiplicar por 0.24175 para convertir a $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$)

T : temperatura, $^\circ\text{K}$

$K_{h20^\circ\text{C}}$: conductividad térmica a 20°C

b) Ecuación de Tikhomirov²⁶ para considerar el efecto de la densidad de la roca:

$$K_{h20^\circ\text{C}} = e^{\left(\frac{\rho_r - 1,60}{1,33}\right)} \quad (2.30)$$

donde, ρ_r es la densidad de la roca en $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$ y $K_{h20^\circ\text{C}}$ ya fue definida

c) Ecuación de Assad²⁷ para considerar el efecto de la saturación de fluido y tipo de fluido saturante:

$$K_h = K_1 \left(\frac{K_2}{K_1}\right)^m \quad (2.31)$$

donde:

K_h : conductividad térmica de la roca saturada de fluido, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$

K_1 : conductividad térmica de la roca seca, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$

K_2 : conductividad térmica del fluido saturante, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$

$m: \approx C \times \phi$

C : factor de correlación **Tabla 2.2**

Tabla 2.2 Correlación de valores calculados²⁷

ROCA	ϕ	K_1	m	C
Arenisca	0,196	5,7	0,460	2,3
Arenisca	0,400	2,2	0,395	1,0
Arena cienosa	0,430	2,3	0,385	0,9
Limonita	0,360	2,2	0,410	1,1
Caliza	0,186	4,8	0,325	1,7
Arena (Fina)	0,380	5,4	0,445	1,2
Arena (Gruesa)	0,340	5,4	0,410	1,2

- d) Ecuación Tikhomirov²⁶ para considerar el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura:

$$K_h = \frac{26,31}{T^{0,55}} e^{0,6(\rho_r + S_w)} \quad (2.31)$$

donde:

K_h : conductividad térmica de la roca a temperatura T , $\frac{\text{microcalorías}}{\text{s-cm-}^\circ\text{K}}$

(multiplicar por 0.24175 para convertir a $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$)

T : temperatura, $^\circ\text{K}$

- e) Ecuación Tikhomirov²⁶ para considerar el efecto combinado de la porosidad de la roca, saturación de líquido y temperatura:

$$K_h = \frac{6,36e^{0,6[2,65(1-\phi)+S_l]}}{(0,556T + 255,3)^{0,55}} \quad (2.32)$$

donde:

K_h : conductividad térmica de la roca, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$

S_l : saturación total de líquido, fracción.

T : temperatura, $^\circ\text{K}$.

ϕ : porosidad, fracción.

Valores típicos de conductividad térmica y otras propiedades de las rocas se muestran en la **Tabla 2.3**

2.1.8 DIFUSIVIDAD TÉRMICA

En la mayoría de las ecuaciones de transferencia de calor se utiliza más comúnmente el término de difusividad térmica que el de conductividad térmica. Por tanto es conveniente definir la difusividad térmica y usarla donde sea posible.

La difusividad térmica se designa con la letra α y se define como:

$$\alpha = \frac{K_h}{M} \quad (2.33)$$

donde:

α : difusividad térmica, $\frac{\text{pie}^2}{\text{h}}$

K_h : conductividad térmica de la roca, $\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}$

M: capacidad calorífica, $\frac{BTU}{pie^3-h}$

Tabla 2.3 Propiedades térmicas de las rocas²⁸ (los valores entre paréntesis son estimados)

ROCA	DENSIDAD $\frac{lb}{pie^3}$	CALOR ESPECIFICO $\frac{BTU}{lb-F}$	COND. TERMICA $\frac{BTU}{h-pie-F}$	DIF. TERMICA $\frac{pie^2}{h}$
Rocas secas				
Arenisca	130	0,183	0,507	0,0213
Arena cienosa	119	0,202	(0,400)	(0,0167)
Limolita	120	0,204	0,396	0,0162
Lutita	145	0,192	0,603	0,0216
Caliza	137	0,202	0,983	0,0355
Arena (Fina)	102	0,183	0,362	0,0194
Arena (Gruesa)	109	0,183	0,322	0,0161
Rocas saturadas de agua				
Arenisca	142	0,252	1,592	0,0445
Arena cienosa	132	0,288	(1,500)	(0,0394)
Limolita	132	0,276	(1,510)	(0,0414)
Lutita	149	0,213	0,975	0,0307
Caliza	149	0,266	2,050	0,0517
Arena (fina)	126	0,339	1,590	0,0372
Arena (gruesa)	130	0,315	1,775	0,0433

2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y VAPOR

El gran interés en el uso del agua caliente y del vapor en los procesos de recuperación térmica de aceite pesado, radica en las excelentes propiedades térmicas del agua, bien sea en su estado líquido o de vapor y en la abundancia de ella sobre la tierra. Un cabal entendimiento de las propiedades térmicas del agua, es por tanto, básico para la eficiente utilización de la energía calorífica en tales operaciones.

A continuación, se discutirán brevemente las propiedades del agua y del vapor y se presentarán, además, algunas correlaciones para su estimación.

2.2.1 TEMPERATURA DE SATURACIÓN DE AGUA

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición (vaporización) del agua a una determinada presión. También se le denomina punto de ebullición y aumenta al aumentar la presión.

Al igual que otras propiedades térmicas del agua, la temperatura de saturación puede obtenerse de valores tabulados en tablas de uso común. Sin embargo, en muchas ocasiones es más práctico el uso de ecuaciones sencillas para su estimación. Farouq Ali¹⁹ derivó la siguiente ecuación:

$$T_s = 115,1 p_s^{0,225} \quad (2.34)$$

donde:

T_s : temperatura de saturación, °F

p_s : presión de saturación, psia

El error de aproximación de la ecuación (2.34) es menor de 1% para presiones comprendidas entre 10 y 3000 psia

2.2.2 CALOR ESPECÍFICO DEL AGUA Y DEL VAPOR

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de sustancia en 1°F. Es evidente que entre mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide.

Excepto por el amoníaco líquido, el agua es el líquido con mayor calor específico ($1 \frac{BTU}{lb-°F}$ a 14,7 psia y 60 °F). Así, el agua es capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura. Para el vapor, el calor específico es mucho menor, del orden de $0,56 \frac{BTU}{lb-°F}$ y al igual que el del agua, varía muy poco con la temperatura, por lo que para propósitos prácticos puede considerarse constante²⁹.

2.2.3 CALOR SENSIBLE DEL AGUA

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor²⁹.

Considerando la entalpía (contenido de calor) del agua igual a cero a 32 °F (0°C) y suponiendo que el calor específico del agua no varía con la temperatura, el calor sensible puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$H_w = c_w (T_s - 32) \quad (2.35)$$

donde:

H_w : entalpía del agua saturada o calor sensible, en $\frac{BTU}{lb}$

T_s : temperatura de saturación, en °F

C_w : calor específico del agua, $1.0 \frac{BTU}{lb-°F}$

Puesto que la temperatura de saturación es función de la presión, es evidente que el calor sensible también lo será.

El valor del calor sensible se puede leer en las tablas de vapor o estimar mediante la ecuación:

$$H_w = 91,0 p^{0,2574} \quad (2.36)$$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0.3% en el rango de presiones entre 15 a 1000 psia.

2.2.4 CALOR LATENTE DE VAPORIZACIÓN

Es la cantidad de calor que debe suministrársele a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar al estado de vapor. Es el calor que lleva el vapor, y esta forma de energía disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema la energía del vapor saturado es menor²⁹.

El calor latente de vaporización del agua puede leerse de tablas de vapor o determinarse mediante la siguiente ecuación¹⁹:

$$L_v = 1318 p_s^{-0,08774} \quad (2.37)$$

donde:

L_v : calor latente de vaporización, en $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 1.9% en el rango de 15 a 1000 psia.

2.2.5 CALOR TOTAL O ENTALPÍA DEL VAPOR SECO Y SATURADO

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación²⁹ (constituye la entalpía del vapor seco y saturado). Dado que la entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, entonces el calor total también depende de la presión y viene dado por la ecuación siguiente:

$$H_s = H_w + L_v \quad (2.38)$$

donde:

H_s : entalpía del vapor seco y saturado, en $\frac{BTU}{lb}$

La entalpía del vapor seco y saturado puede leerse en tablas de vapor o estimarse mediante la siguiente ecuación¹⁹:

$$H_s = 1119 p_s^{0,01267} \quad (2.39)$$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0.3% en el rango de 15 a 1000 psia.

2.2.5.1 Entalpía disponible

Si el vapor a una presión p_s (temperatura T_s) es inyectado a un yacimiento de temperatura T_r , entonces la entalpía disponible para calentar el yacimiento viene dada por:

$$H_r = H_s - c_w (T_r - 32) \quad (2.40)$$

donde:

H_r : entalpía disponible, en $\frac{BTU}{lb}$

c_w : calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerado, en $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T_r : temperatura del yacimiento, en $^{\circ}F$

2.2.6 CALIDAD DEL VAPOR Y VAPOR HUMEDO

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina vapor húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad.

Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo.

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a baja presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la relación:

$$H_{ws} = H_w + X L_v \quad (2.41)$$

donde:

H_{ws} : calor total o entalpía del vapor húmedo, en $\frac{BTU}{lb}$

H_w : calor sensible del agua o entalpía del agua saturada, en $\frac{BTU}{lb}$

L_v : calor del vapor o calor latente de vaporización, en $\frac{BTU}{lb}$

X : calidad del vapor, fracción

Con la reducción de la calidad, la contribución del calor latente al contenido de calor del vapor húmedo se reduce. Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

Una calidad del vapor entre 80 y 90%, expresada en porcentaje, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida²⁹.

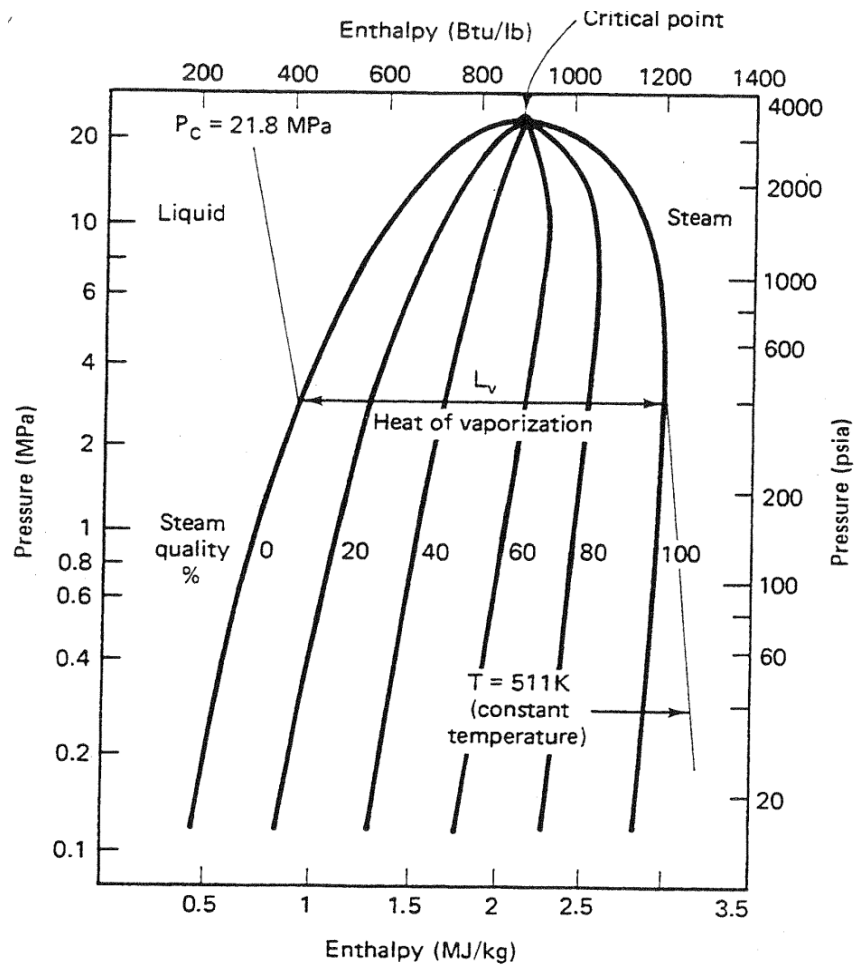


Figura 2.1 Diagrama para el agua Entalpia-Presión (adaptada del Bleakley, 1965)

En resumen, la envolvente de fases define la región del comportamiento de dos fases: curva de la presión de saturación, curva de presión de rocío. En la zona izquierda de la envolvente de fases, se tiene líquido súper calentado y vapor súper calentado. En la región bifásica P y T son interdependientes. Y la calidad del vapor representa la cantidad relativa de la masa total que es vapor. Las propiedades físicas de la **Figura 2.1** aparecen en la **Tabla 1 (REFERENCIAS)**. Un **líquido es saturado** si existe a la T y P a la que se genera el vapor. Un **vapor es saturado** cuando a la P y T exactamente el 100% de agua presente se convierte en vapor. **Calor latente L_v** : El calor es latente porque el proceso se hace a T constante. En un diagrama entalpia-presión, L_v es la diferencia en entalpia entre las curvas de saturación y de rocío a una presión dada. El L_v desaparece en el punto crítico del agua (21.8 MPa, 647K, 3162 psi/374°C). **Calor sensible** es la cantidad de calor que debe adicionarse a una masa dada de agua para elevar su T sin cambio de fase. Es calor sensible porque puede medirse.

2.2.7 VAPOR SOBRECALENTADO

Se sabe que a una presión dada el vapor tiene una temperatura de saturación definida. Sin embargo, es posible aumentar su temperatura por encima de la de saturación, agregando calor al vapor seco y saturado.

Bajo estas condiciones, el vapor se denomina vapor sobrecalentado.

En aplicaciones industriales el uso del vapor sobrecalentado es ventajoso; sin embargo, está en duda si tal tipo de vapor es de uso ventajoso en recuperación térmica, por lo menos mientras se utilicen los tipos de generadores disponibles en la actualidad.

Dado el bajo valor del calor específico del vapor sobrecalentado ($c_s \equiv 0.56 \frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$), la contribución al contenido total de calor de ciertos grados de sobrecalentamiento, no justifica el uso del vapor sobrecalentado en operaciones térmicas petroleras.

2.2.8 DETERMINACIÓN DE LA CALIDAD DE VAPOR

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 preciso. Entre los más utilizados se pueden mencionar los siguientes:

2.2.8.1 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 fase 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.

Cualquier método para medir el flujo de las dos fases puede resultar aceptable. Algunas instalaciones utilizan medidores de orificio en ambas líneas, sin embargo, un medidor de desplazamiento positivo o un medidor de turbina en el lado del líquido puede resultar satisfactorio, si se realizan las correcciones por temperatura.

Para calcular la calidad del vapor, el gasto de flujo másico del vapor se divide entre la suma de los gastos de flujo másico de las corrientes de agua y vapor. Si la unidad generadora de vapor opera bajo condiciones de flujo continuo (como generalmente lo hacen), la calidad puede hallarse dividiendo el gasto másico de vapor en el separador por el gasto másico de agua entrante. Algunos generadores comerciales tienen separadores a fin de determinar la calidad.

2.2.8.2 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 escamas en las calderas debido a la deposición 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 esta medición. 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.

Luego, la calidad del vapor viene dada por:

$$X = 100 - (\% \text{Cl}^- \text{ en el agua de alimentación} \div \% \text{Cl}^- \text{ en parte líquida}) \times 100 \quad (2.42)$$

2.2.8.3 Método de la conductividad eléctrica

La conductividad eléctrica del agua depende de la concentración de sales disueltas en ella. Determinando el incremento de la conductividad entre el agua de alimentación y la parte líquida del vapor a la descarga de la caldera, se puede determinar la calidad del vapor mediante la ecuación:

$$X = 100 - (\sigma \text{ en agua de alimentación} \div \sigma \text{ en la parte líquida del vapor}) \times 100 \quad (2.43)$$

donde, σ es la conductividad eléctrica.

Este método es similar al método de la determinación de los cloruros, excepto que se toman en cuenta todas las sales disueltas, en lugar de solamente los cloruros. 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 ó NaOH , los cuales tienen conductividades diferentes. Este error se corrige neutralizando la solución³⁰.

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 seguimiento continuo de la calidad³⁰.

2.2.8.4 Método del medidor de orificio

La calidad del vapor puede ser determinada por medio de un medidor de orificio si se conoce el gasto de flujo de vapor. Normalmente, las unidades generadoras de vapor son diseñadas para operar bajo condiciones de flujo continuo y el gasto de agua entrante puede determinarse por una simple medición.

El gasto de flujo q de un fluido de densidad ρ_f a través de una tubería de diámetro d y con un diferencial de presión h_w se puede calcular por medio de la ecuación:

$$q = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} \times 18,288 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} = 0,0997 d^2 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} \quad (2.44)$$

donde:

q = tasa de flujo del líquido, en $\frac{pie^3}{s}$.

d = diámetro interno de la tubería, en pulgadas

h_w = diferencial de presión, en pulgadas de agua

ρ_f = densidad del fluido, en $\frac{lb}{pie^3}$.

De la ecuación (2.43) se puede obtener la fórmula para el cálculo del gasto másico de flujo, W , multiplicando q por la densidad del fluido. Así:

$$W = 0,0997 d^2 \sqrt{\rho_f h_w} \quad (2.45)$$

donde, ahora:

W = gasto másico de flujo, en $\frac{lb}{s}$,

Esto sería el gasto “teórico”. Si se está circulando vapor seco por la tubería, la densidad del fluido sería ρ_s y en este caso se deben tener en cuenta varios factores adicionales al pasar el vapor por el orificio:

- el factor de expansión Y
- el coeficiente de descarga, K , que depende de la relación entre el diámetro del orificio y el de la tubería
- el factor del número de Reynolds, R

Considerando estos factores, Pryor³¹ aplicó dichos factores a la ecuación 3.17 para calcular el gasto de flujo equivalente de agua, si estuviera a 100% de calidad y obtuvo la fórmula:

$$q^* = C\sqrt{\rho_s}\sqrt{h_w} \quad (2.47)$$

donde:

q^* = gasto equivalente de flujo de vapor a 100% de calidad, en $\frac{gal}{min}$

C = constante del orificio

También estableció que la calidad del vapor, en fracción, se puede determinar (si se conoce el gasto de flujo equivalente de agua), por medio de la siguiente ecuación:

$$\sqrt{X} = \frac{q^*}{q} \quad (2.48)$$

donde:

q = gasto de flujo equivalente de agua, en $\frac{gal}{min}$.

Aún cuando las ecuaciones para estimar las propiedades del agua y del vapor presentadas en este capítulo son suficientemente precisas, para cálculos manuales a veces resulta más cómodo utilizar tablas de vapor³² y valores obtenidos a partir de las correlaciones de Ejoigu, G. C. y Fiori, M³³.

CAPÍTULO III

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor (también conocida como, remojo con vapor, inyección alternada de vapor y estimulación con vapor), es uno de los métodos de inyección de vapor más ampliamente usados en el presente tiempo. Esta popularidad deriva de la fácil aplicación de este método, de la baja inversión inicial y del rápido retorno de la misma. Los resultados del tratamiento son evidentes en pocas semanas, no siendo así, en los métodos del tipo desplazamiento para la recuperación de aceite, los cuales tardan meses antes de notarse un incremento en la producción.

La inyección cíclica de vapor, básicamente consiste en inyectar vapor a un pozo de aceite durante un determinado tiempo, generalmente de una a tres semanas; cerrar el pozo por un corto período de tiempo (3 a 5 días), y luego ponerlo en producción.

Una vez que el pozo es puesto en producción, este producirá a un gasto aumentado durante un cierto periodo de tiempo, que en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego declinará el gasto de producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo el gasto de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el aceite recuperado durante tales ciclos será cada vez menor.

Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para aceites pesados (8-15 °API), puede utilizarse también para yacimientos de cualquier tipo de crudo.

Existe poca duda en cuanto al hecho de que la inyección cíclica de vapor aumenta el gasto de producción aunque sea por un corto período de tiempo; sin embargo, no está claro si la inyección cíclica de vapor conduce a un aumento de la recuperación última del yacimiento. Además, se cree que la aplicación intensa de este proceso en un yacimiento, podría hacer imposible o ineficiente el uso futuro de métodos de desplazamiento para la recuperación de aceite, tales como inyección continua de vapor, combustión in situ, desplazamientos miscibles, etc.

Por lo tanto, es importante considerar todos los aspectos de la operación, como también los métodos alternativos de recuperación de petróleo antes de iniciar un proceso de inyección cíclica.

3.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN

Los mecanismos involucrados en la producción de hidrocarburos durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. Sin duda. La reducción de la viscosidad del hidrocarburo en la zona calentada cercana al pozo, afecta ampliamente el comportamiento de la 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.

Otro factor que contribuye en gran medida a la producción, es el drene 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.

3.2 REQUERIMIENTOS E INSTALACIONES PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

A continuación 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 producido³⁵. 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 proyecto³⁵.

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.

3.3 TRATAMIENTO DEL 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 la 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 más 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 necesarios³⁵.

1. 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)³⁶.
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% del 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).

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.

3.4 GENERADORES DE 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% 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.

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 3.1*, 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 3.2* 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.

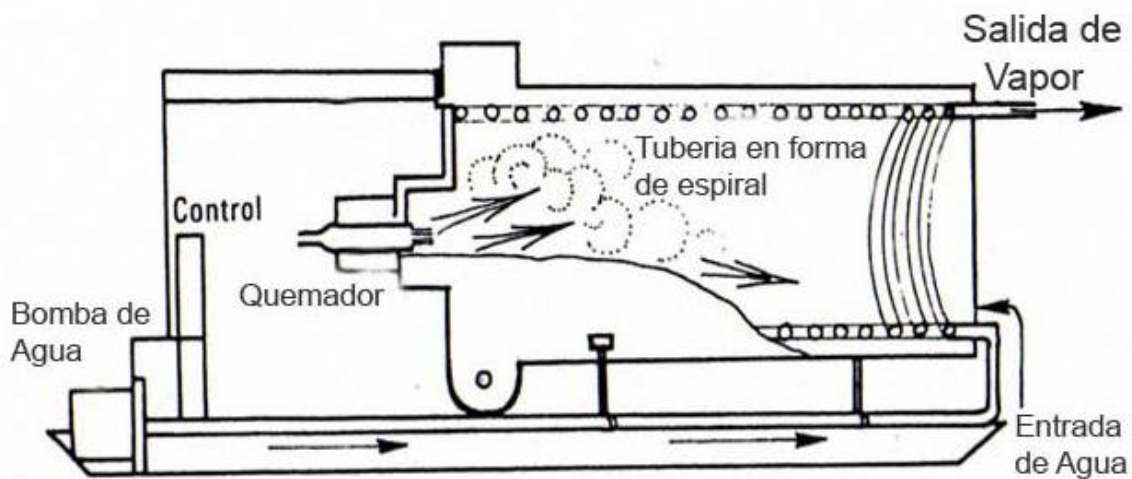


Figura 3.1 Generador de vapor con tubería en forma de espiral

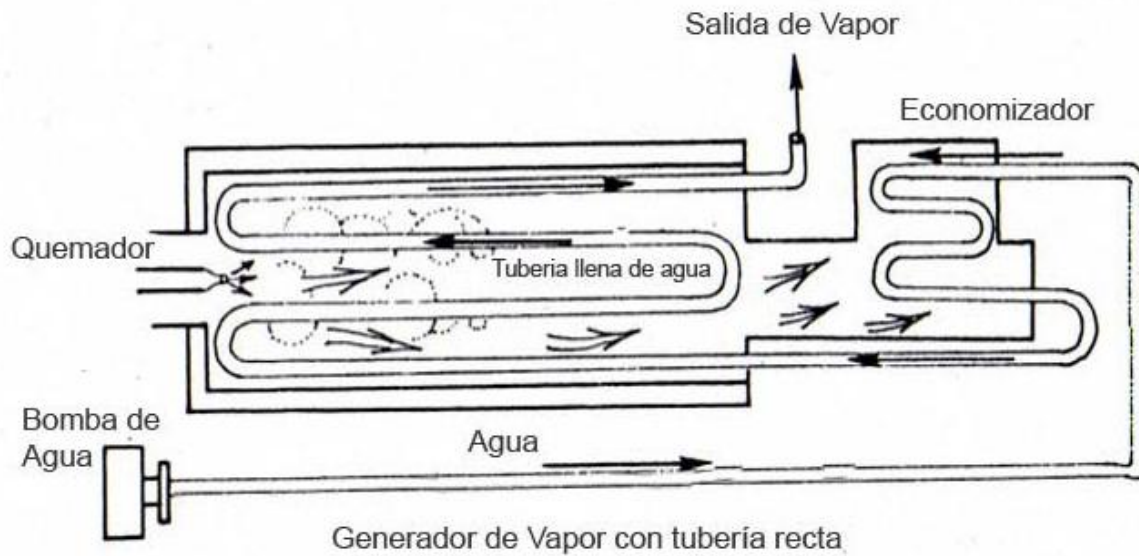


Figura 3.2 *Generador de vapor con tubería en línea*

Tabla 3.1 Una comparación entre los dos tipos de generadores³⁷

Tubería llena de agua	Espiral	Recta
VENTAJAS	No requiere precalentar agua Las espirales son fáciles de limpiar con una solución acida.	Firmemente construida y pocas posibilidad de daño Fácil remplazo de tuberías rectas.
DESVENTAJAS	Mas alta temperatura por unidad de área calentada y más posibilidades de daño Dificil de reparar	Mas material de refracción Más pesado Pérdida de velocidad por choque en los codos de ambos extremos de la tubería

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 podría 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”³⁸.

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.

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 siguiente³⁹:

- 1) Generar vapor con presiones en el rango de 300 a 2500 psia.
- 2) Usar agua fría con un contenido total de sólidos disueltos a 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.

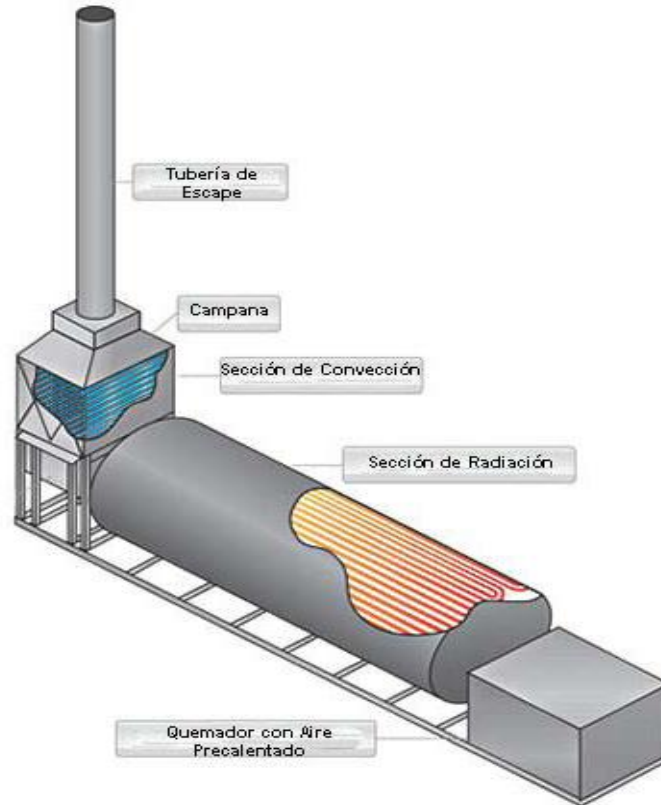


Figura 3.3 *Generador de vapor*

Otros componentes del equipo. Que deben ser desarrollados o modificados para cumplir con las especificaciones necesarias del proceso de inyección cíclica de vapor, incluyen lo siguiente³⁹:

- 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 vapores superficiales

3.4.1 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)⁴⁰, 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 son³⁷:

- 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 del mar).
- Aumentar la presión del yacimiento (alta presión para el desplazamiento con vapor cerca del pozo).

Existen dos enfoques básicos⁴¹:

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 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 3.4** 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)⁴².

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.

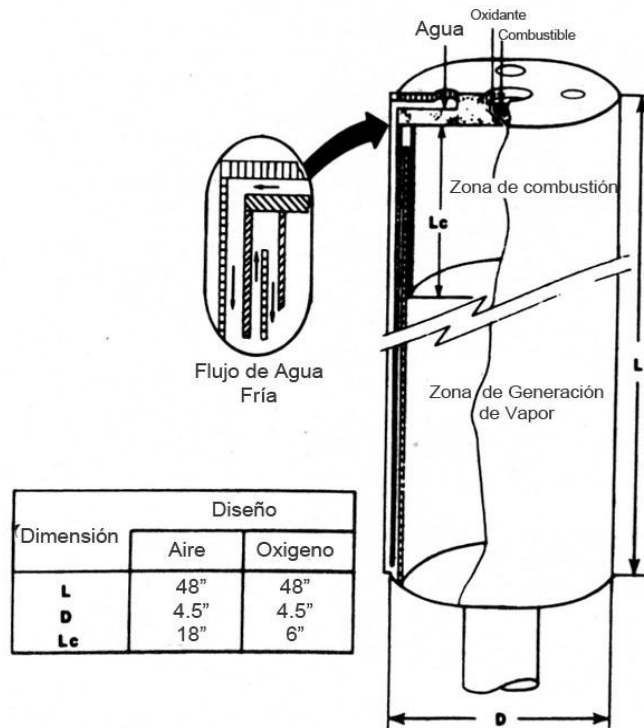


Figura 3.4 Generador de vapor de fondo, Marshall, 1982

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).

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.

3.5 TERMINACIÓN DE POZOS

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 son³⁸:

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

3.5.1 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.

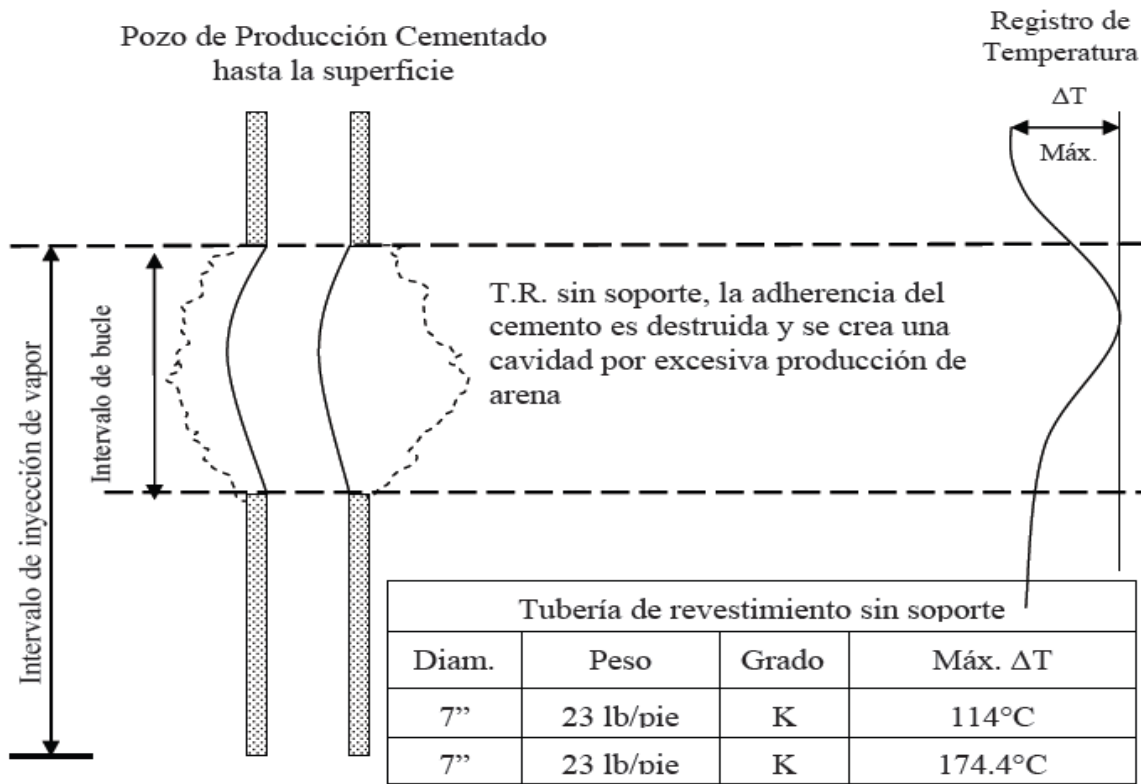


Figura 3.5 Efecto de bucle en T.R.

La tubería de revestimiento tiende a elongarse cuando se calienta. Para TR cementadas sólo del fondo, el efecto de bucleo es casi inevitable en las secciones donde la tubería no esté soportada, como se muestra en la **Figura 3.5**. 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 **Figura 3.6**. 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 une³⁵.

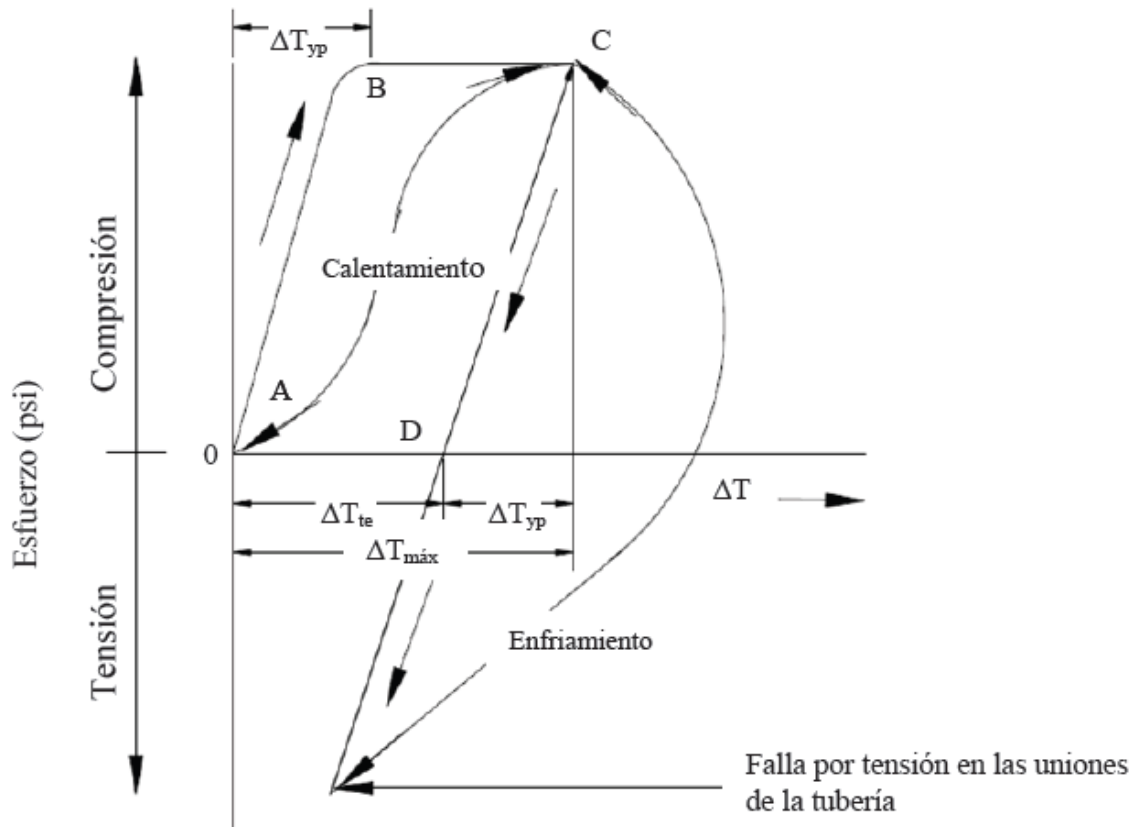


Figura 3.6 Ciclo de calentamiento enfriamiento

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 tubería³⁵.

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.

3.5.2 Cementaciones

La cementación de pozos térmicos difiere de los pozos convencionales en los siguientes aspectos³⁵:

- 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 considerar 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 está 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 más 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 está bien adherido a la tubería, o si existe suficiente fricción en 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.

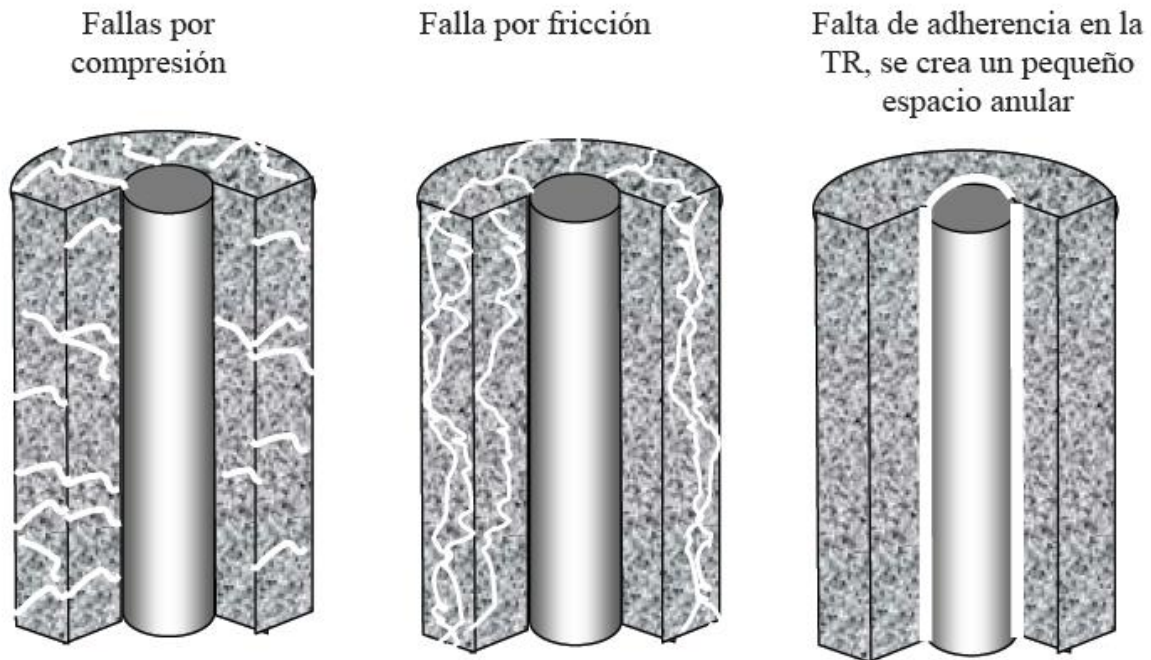


Figura 3.7 Fallas en el cemento por incremento de temperatura⁴³

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 uniforme³⁵.

3.5.3 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 vapor³⁵: (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.

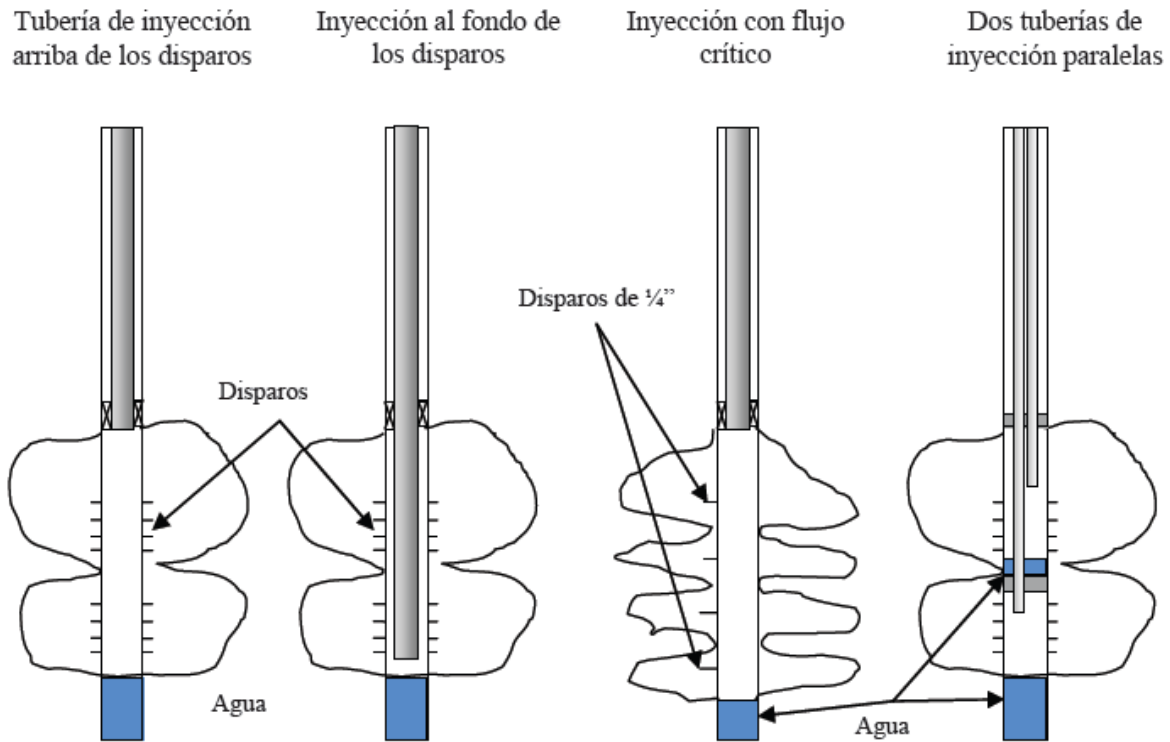


Figura 3.8 Terminación en pozos inyectores

3.5.4 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 3.8**.

Los más comunes son:(a) inyección con la tubería arriba de los disparos e inyección con la tubería al nivel de los disparos.

3.6 CONTROL DE PÉRDIDAS DE CALOR³⁷

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

3.6.1 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:

$$Q = Hm \quad (3.1)$$

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 3.2 menos la entalpía de el agua de alimentación. Además, las pérdidas de calor del vapor en el generador son:

$$Q_g = Q - (h_f + f_s H_{fg}) - F_{aalim} \quad (3.2)$$

3.6.2 Pérdidas de calor 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:

$$Q_l = AU_o\Delta T \quad (3.3)$$

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 % si las superficies de las tuberías son aisladas térmicamente y son altas si las tuberías están descubiertas y/o el clima es frío.

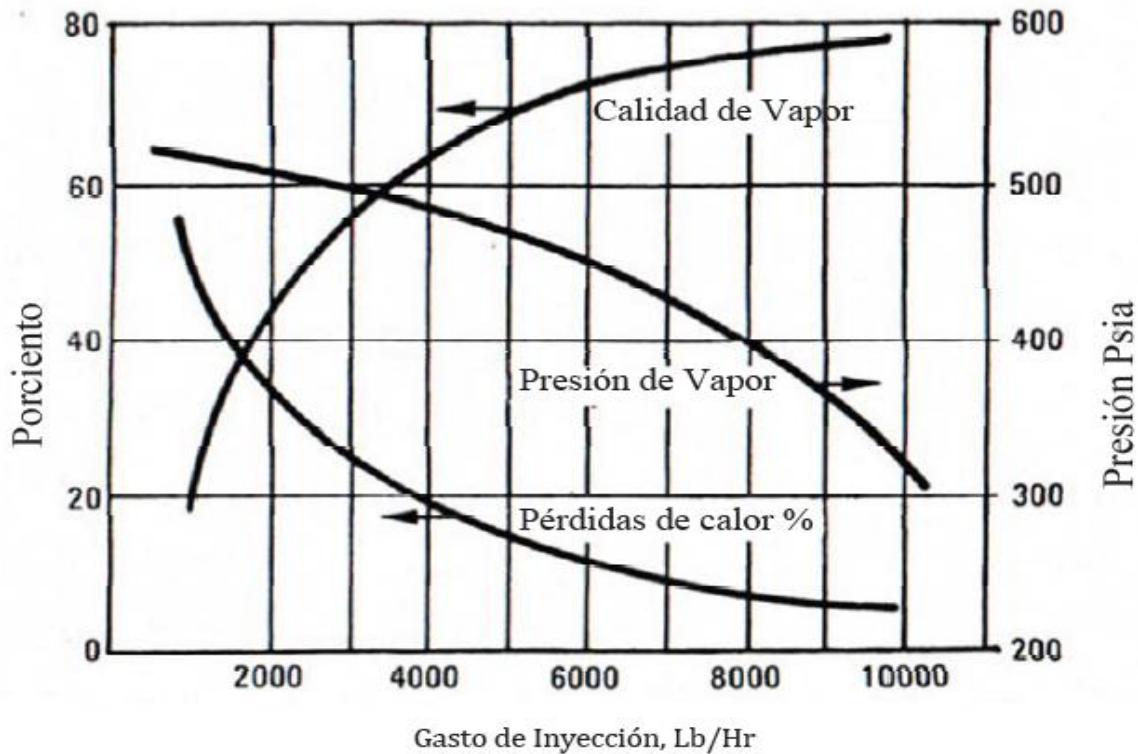
3.6.3 Pérdidas de calor en las formaciones adyacentes

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 y por la cantidad de vapor requerido para calentar el yacimiento.

3.6.4 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 3.9 Pérdidas de calor

La **Figura 3.9** 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 3.10 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)⁴⁴.

$$Q_w = \frac{2\pi r_1 U_T K_e}{k + r_1 U_T f(t_D)} \left[(T_o - b)Z - \frac{aZ^2}{2} \right] \quad (3.4)$$

donde:

r_1 =radio interior de la tubería, ft

U =Coeficiente de transferencia de calor total entre la tubería interior y la exterior,

$\text{Btu/día} \times \text{ft}^2 \times ^\circ\text{F}$

K_e =Conductividad térmica del la tierra, $\text{Btu/día} \times \text{ft} \times ^\circ\text{F}$

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

T_o = Temperatura de saturación del vapor a la presión prevaleciente, $^\circ\text{F}$

b = Temperatura geotérmica en la superficie, $^\circ\text{F}$

Z = profundidad de la formación, ft

α = gradiente geotérmico, $^\circ\text{F/ft}$

3.6.5 Aerogel

El aerogel es una sustancia coloidal similar al gel, en el cual el componente líquido es cambiado por un gas, obteniendo como resultado un sólido de muy baja densidad (3 mg/cm^3 ó 3 kg/m^3) y altamente poroso, con ciertas propiedades muy sorprendentes, como su enorme capacidad de aislante térmico. Este material está generalmente compuesto por un 90% a un 99,8% de aire, es mil veces menos denso que el vidrio y unas tres veces más denso que el aire.

El aerogel se puede fabricar a partir de muy diferentes materiales; las investigaciones de Kirstler consistían en aerogeles basados en sílice, circonio, alúmina, óxido de cromo, estaño y carbono.

Además, el material flexible ha sido aplicado como aislante para máquinas industriales y operaciones de refinería, transporte de gas natural licuado, depósitos y aparejos. También se puede utilizar para proyectos con arenas petroleras. El producto se instaló en tuberías de vapor a 3 Km. de alta presión en Canadá para el proyecto Devon Jackfish SAGD (steam assisted gravity drainage).

El valor por pulgada es de cuatro a seis veces mayor que el tipo de aislación convencional. Hay otros beneficios. Debido al perfil más pequeño en tuberías aisladas con el aerogel, utilizando el espacio adicional para futuros proyectos de expansión.

No existió un nuevo tipo de aislación en casi 20 años, por eso cuando se introdujo, todos se interesaron por él y fue muy bien recibido en la industria del petróleo y del gas.

3.6.6 Modelo de Marx y Langenheim⁴⁵

En base a las consideraciones anteriores, Marx y Langenheim⁴⁵, formularon un modelo matemático que puede utilizarse para calcular el área calentada, las pérdidas de calor y la distribución de temperatura durante la inyección de un fluido caliente en una arena petrolífera.

El modelo fue desarrollado para el caso de inyección de vapor húmedo, suponiendo que la distribución de temperatura es una función escalonada (desde la temperatura del vapor T_S , hasta la temperatura de la formación, T_R), tal como se muestra en la **Figura 3.11** Las pérdidas de calor se llevan a cabo hasta un punto donde se produce el cambio de la temperatura del vapor a la temperatura del yacimiento. A medida que se inyecta más fluido caliente, el área calentada aumenta en la dirección del flujo. Luego, el área a través de la cual se lleva a cabo la conducción de calor aumenta con tiempo. Tal como Marx y Langenheim⁴⁶ lo señalaron más tarde, la configuración de la zona calentada es general, aunque su formulación inicial (ver **Figura 3.11**) se discutió el caso de una zona cilíndrica que se expandía simétricamente.

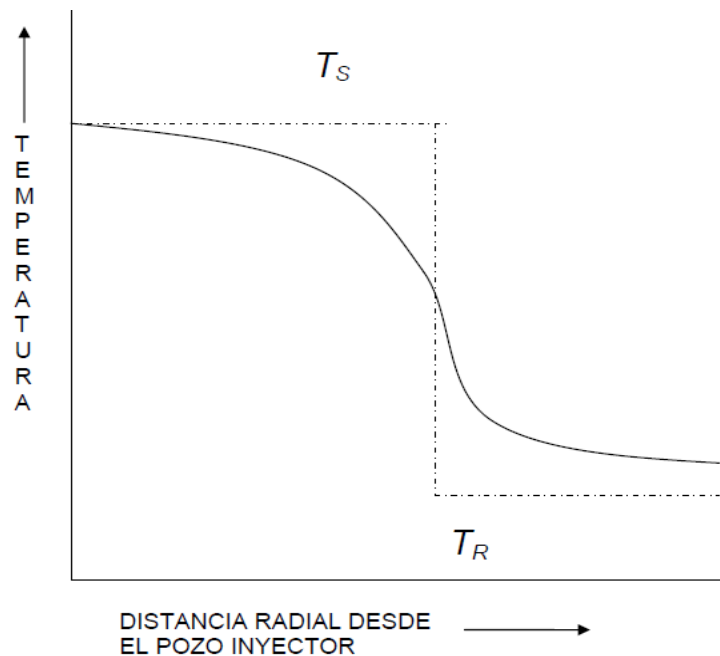


Figura 3.11 Comparación cualitativa entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y una aproximación idealizada

Bajo las consideraciones anteriores, un balance de calor para un tiempo t, luego de iniciada la inyección puede establecerse como:

$$\begin{aligned} \text{Gasto de inyeccion [t]} &= \text{Gasto de utilización de calor [t]} + \text{Gasto de pérdidas [t]} \\ Q_i &= Q_s + Q_{ob} \end{aligned} \quad (3.5)$$

La formulación matemática de cada uno de los términos constituye el balance anterior, se discute a continuación.

a) Gasto de inyección de calor al tiempo t

Considerando la inyección de vapor a un gasto igual a i_{st} B/D (agua equivalente) el gasto de inyección de calor BTU/hr viene dado por:

$$\begin{aligned} Q_i &= \left(\frac{350}{24}\right) i_{st} \{(H_w - H_R)X_{st} L_v\} \\ &= \left(\frac{350}{24}\right) i_{st} \{c_w(T_S - T_R)X_{st} L_v\} \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde X_{st} es la calidad de vapor, fracción H_w y H_R son las entalpías del agua saturada y del agua a la temperatura del yacimiento en $\frac{BTU}{lb}$, c_w es el calor específico promedio del agua en $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$, y T_S y T_R son las temperaturas del vapor y de la formación respectivamente en $^{\circ}F$.

b) Gasto de utilización de calor al tiempo t

Se refiere a la cantidad de calor por unidad de tiempo utilizada para calentar la formación, desde la temperatura del yacimiento T_R , hasta la temperatura del vapor T_S teniendo en cuenta que el área calentada aumenta con el tiempo, se tiene:

$$Q_s = \frac{[A(t+\Delta t) - A(t)] h_t M_S (T_S - T_R)}{\Delta t} \quad (3.7)$$

donde:

A(t), área calentada al tiempo t, pie²

$A(t + \Delta t)$, área calentada al tiempo $(t + \Delta t)$, pie^2

$A(t) h_t M_S (T_S - T_R)$, calor utilizado al tiempo t , BTU

$A(t + \Delta t) h_t M_S (T_S - T_R)$, calor utilizado al tiempo $(t + \Delta t)$, BTU

h_t , espesor de la formación, pie

M_S , capacidad calorífica de la roca $\frac{BTU}{pie^3 - ^\circ F}$

Donde al tomar el límite Δt tiende a cero, se obtiene:

$$Q_S = h_t M_S (T_S - T_R) \frac{\partial A}{\partial t} \quad (3.8)$$

c) Gasto de pérdidas de calor al tiempo t

Una de las suposiciones de este modelo, es que considera que no existen pérdidas de calor en la dirección radial, sino solamente en la dirección vertical hacia las capas supra y subyacentes (ver **Figura 3.12**). Así, el gasto de pérdidas de calor por conducción, Q_C , desde la formación hacia las capas supra y subyacentes, por unidad de área calentada y por unidad de tiempo $\frac{BTU}{pie^2 - h}$, viene dada por:

$$Q_C = -K_{hob} \left(\frac{\partial T}{\partial y} \right)_{y=0} \quad (3.9)$$

donde:

K_{hob} , conductividad térmica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{h - pie}$

Puesto que el gradiente de temperatura $\frac{\partial T}{\partial y}_{y=0}$ cambia con el tiempo, la distribución de temperatura hacia las formaciones adyacentes viene dada por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha_{ob} \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \quad 0 \leq t \leq \infty \quad (3.10)$$

con las condiciones de contorno e inicial:

$$\begin{aligned}
 T(y,0) &= T_R \\
 T(0,t) &= T_S \\
 T(\infty,t) &= T_R
 \end{aligned}
 \tag{3.11}$$

donde α_{ob} es la difusividad térmica de las capas adyacentes en pie^2/hr

La solución en de la ecuación diferencial (3.10) para las condiciones del contorno e inicial (3.11), se determina aplicando transformadas de Laplace⁴⁷, y es igual a:

$$T(y,t) = T_s - (T_s - T_r) \operatorname{erf}\left[\frac{y}{2\sqrt{\alpha_{ob}t}}\right]
 \tag{3.12}$$

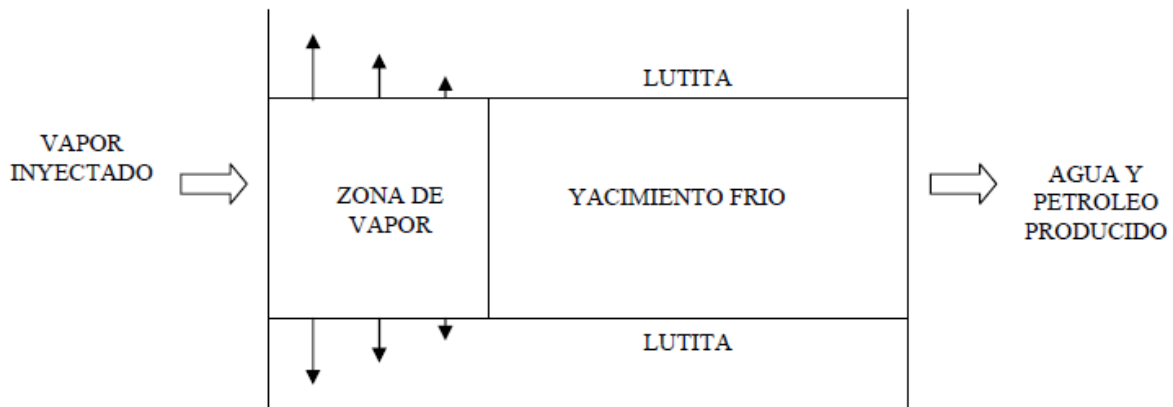


Figura 3.12 Pérdidas de calor hacia las capas supra y subyacentes⁴⁵

donde la función de error, $\operatorname{erf}(x)$ se define como:

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du
 \tag{3.13}$$

Luego;

$$\frac{\partial T}{\partial y} = -\frac{2}{\sqrt{\pi}} \frac{(T_s - T_r)}{2\sqrt{\alpha_{ob}t}} e^{-(y^2/4\alpha_{ob}t)}
 \tag{3.14}$$

y para $y = 0$:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial y}\right)_{y=0} = -\frac{(T_s - T_r)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}t}}
 \tag{3.15}$$

Así, sustituyendo (3.15) en (3.9) se obtiene el gasto de pérdidas de calor por unidad de área calentada y por unidad de tiempo, $\frac{BTU}{h-pie}$, expresada por:

$$Q_c = \frac{K_{hob}(T_s - T_r)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}t}} \tag{3.16}$$

Con el objeto de calcular las pérdidas de calor por unidad de tiempo, considérense una serie de áreas calentadas: $A_1(t_1)$, $A_2(t_2), \dots, A_n(t_n)$, las cuales se han formado a los tiempos: t_1, t_2, \dots, t_n . Entonces, se tiene que:

<u>Área</u>	<u>Calor perdido al tiempo</u>
$A_1(t_1)$	$(t_1 - 0)$
$A_2(t_2) - A_1(t_1)$	$(t_2 - t_1)$
.	.
.	.
$A_n(t_n) - A_{n-1}(t_{n-1})$	$(t_n - t_{n-1})$

Luego, si un elemento de área dA el cual se comenzó a formar al tiempo u , al tiempo $(t > u)$ habrá perdido calor durante el tiempo $(t-u)$. Así, el gasto de pérdidas de calor al tiempo t , viene dada por:

$$Q_{ob} = 2 \int_0^{A(t)} Q_c dA = 2 \int_0^{A(t)} \frac{K_{hob}(T_s - T_r)dA}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}(t-u)}} \tag{3.17}$$

donde el 2 es para tomar en cuenta las dos formaciones adyacentes.

Dado que el área A es una función de tiempo, entonces se puede escribir:

$$dA = \frac{dA}{du} du \tag{3.18}$$

y la ecuación (3.17) puede escribirse como:

$$Q_{ob} = 2 \int_0^{A(t)} \frac{K_{hob}(T_s - T_r)}{\sqrt{\pi\alpha_{ob}(t-u)}} \frac{dA}{du} du \tag{3.19}$$

Entonces, sustituyendo las expresiones respectivas en el balance dado por la ecuación (3.5) se tiene:

$$Q_i = h_t M_s (T_s - T_r) \frac{dA}{dt} + 2 \int_0^{A(t)} \frac{K_{hob} (T_s - T_r)}{\sqrt{\pi \alpha_{ob} (t-u)}} \frac{dA}{du} du \quad (3.20)$$

La ecuación (3.20) es una ecuación integro-diferencial, la cual se puede resolver usando transformadas de Laplace para calcular A(t), utilizando la condición inicial A(0)= 0. Con la finalidad de hacer esto, se designan las constantes:

$$C_1 = \frac{K_{hob} (T_s - T_r)}{\sqrt{\pi \alpha_{ob}}} \quad \text{y} \quad C_2 = h_t M_s (T_s - T_r) \quad (3.21)$$

Notando que la integral en la ecuación (3.20) es la convolución de $\frac{1}{\sqrt{(t-u)}}$ y $\frac{dA}{du}$, la transformada de Laplace de la ecuación (3.20) es fácil de obtener, y la ecuación para A, en términos de la variable transformada s, resulta:

$$A(s) = \frac{Q_i}{2C_1 \sqrt{\pi s^{3/2}} + C_2 s^2} \quad (3.22)$$

La transformada inversa puede obtenerse de tablas⁵, de donde se obtiene que:

$$L^{-1} [e^{a^2 t} \{ \frac{b}{a} \operatorname{erf}(a\sqrt{t}) - 1 \} + e^{b^2 t} \operatorname{erf}(b\sqrt{t})] = \frac{b^2 - a^2}{\sqrt{s(s-a^2)}(\sqrt{s+b})} \quad (3.23)$$

Y si se tiene en cuenta que:

$$\lim_{a \rightarrow 0} \frac{1}{a} \operatorname{erf}(a\sqrt{t}) = 2\sqrt{\frac{t}{\pi}} \quad (3.24)$$

el resultado final es:

$$A_s = \frac{Q_i M_s h_t F_1}{4K_{hob} M_{ob} (T_s - T_r)} \quad (3.25)$$

Siendo A_s, el área de la zona de vapor calentada a un tiempo t, en pie².

De manera análoga, el volumen de la zona de vapor V_s , pie^3 , viene dada por:

$$V_s = \frac{Q_i M_s h_t^2 F_1}{4K_{\text{hob}} M_{\text{ob}} (T_s - T_r)} \quad (3.26)$$

donde F_1 es una función del tiempo adimensional, t_D , dada por:

$$F_1 = e^{t_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) + 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 \quad (3.27)$$

$\operatorname{erfc}(x)$, es la función error complementaria, definida por:

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-t^2} dt \quad (3.28)$$

y t_D , el tiempo adimensional, dado por:

$$t_D = \frac{4K_{\text{hob}} M_{\text{ob}} t}{M_s^2 h_t^2} \quad (3.29)$$

siendo, M_{ob} la capacidad caloríficas de las capas supra y subyacentes en $\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3 \cdot ^\circ\text{F}}$, y t es el tiempo en horas. Normalmente, el tiempo en procesos de inyección viene expresado en años, así es necesario convertir este tiempo a horas para calcular t_D .

Muchas aproximaciones matemáticas del primer término de F_1 están disponibles en manuales de funciones matemáticas⁴⁸. Tales aproximaciones pueden ser usadas para obtener un valor exacto de F_1 . Van Lookeren⁴⁹ da la siguiente aproximación de F_1 la cual tiene un error máximo menor al 3%.

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85\sqrt{t_D}} \quad (3.30)$$

3.7 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°C⁵⁰.

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.

3.7.1 Bombeo mecánico

Es el sistema artificial más comúnmente usado en proyectos de inyección de vapor es el bombeo mecánico, 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.

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas de aplicación del bombeo mecánico

Bombeo Mecánico	
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Está diseñado para levantar aceites viscosos a altas temperaturas. • Es de fácil diseño y es un tanto flexible. • Es el sistema artificial más comúnmente usado en proyectos de inyección cíclica

VENTAJAS	<p>de vapor.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se inyecta diluyente a través del hueco de la varilla para mejorar su caída.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • No puede producir a altos gastos. • No es adaptable a grandes profundidades. • 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.

3.7.2 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 vapor⁵¹.

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 días⁵².

3.7.3 Bombeo de cavidades progresivas⁵⁰

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.

Tabla 3.3 Ventajas de aplicación del bombeo de cavidades progresivas

Bombeo de Cavidades Progresivas	
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Puede utilizarse en grandes profundidades y resiste el ataque de corrosión causado por H₂S . • Soportan una temperatura de hasta 350 °C, por lo que es ideal para trabajar en proyectos de inyección cíclica de vapor. • Se ha mejorado la resistencia del elastómero para poder usarlo en ambientes de alta temperatura. • Un elastómero está hecho de un material que puede extenderse repetidamente, al menos dos veces. • Otra característica importante es su bajo consumo de energía. • Además de que puede trabajar con crudos de baja o alta viscosidad. • Este sistema se probó en varios pozos con excelentes resultados superando incluso al sistema de BEC.

3.8 GEOLOGÍA DEL CAMPO PARA UN PROYECTO 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 aún 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) temprano³⁸.

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.

3.9 CONDICIONES GEOLÓGICAS QUE DETERMINAN EL ÉXITO DEL PROYECTO³⁸

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

3.9.1 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.

3.9.1.1 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.

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.

3.9.1.2 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 inyectores y los productores pueden ser colocados de tal forma que se aproveche preferencias naturales de movimiento de fluidos.

3.9.2 *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.

3.9.2.1 *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.

3.9.2.2 *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. 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.

CAPÍTULO IV

CÁLCULO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN

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 primario⁵³

Existen varios modelos matemáticos para predecir la recuperación de petróleo en un pozo sometido a inyección cíclica de vapor. Cada uno de estos modelos, se basa en uno u otro de los mecanismos que hacen que el pozo produzca luego de la inyección. El caso más frecuente es aquel donde el pozo se encuentra en un yacimiento con una energía (presión) pero que produce a un gasto muy bajo debido a la alta viscosidad del petróleo.

La manera más simple de calcular el recobro de petróleo mediante estimulación con vapor, consiste en calcular el radio calentado para una determinado gasto de inyección, calidad y presión del vapor, espesor de la formación y propiedades de las rocas y de los fluidos, utilizando algún modelo matemático para el calentamiento de la formación (el modelo de Marx y Langeheim⁵⁴ por ejemplo), y luego suponer que ocurre flujo radial a través de un sistema radial compuesto de dos elementos de flujo en serie.

El primer elemento de flujo se extiende desde el radio del pozo r_w , hasta el radio calentado por el vapor r_h , siendo la viscosidad del petróleo en esta zona, μ_{oh} (o sea, la viscosidad del petróleo a la temperatura del vapor en la zona calentada). El otro elemento de flujo se extiende desde el radio calentado r_h , hasta el radio de drenaje del pozo r_e , siendo la viscosidad del petróleo en esta zona μ_{oc} (o sea, la viscosidad del petróleo a la temperatura original del yacimiento).

Así, considerando condiciones de flujo radial (espesor uniforme, presión constante p_e en el radio externo r_e), el gasto de flujo de petróleo antes de la estimulación q_{oc} , viene dada por:

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (4.1)$$

Siendo p_w la presión en el pozo, psia, de radio r_w , pies.

Si la formación es ahora estimulada a una distancia radial r_h , tal que la viscosidad del petróleo en la zona calentada es disminuida a un valor μ_{oh} , entonces el sistema de flujo consiste de dos zonas radiales. Luego, aplicando el principio de conductividades en serie, el gasto de petróleo estimulada q_{oh} viene dada por:

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_e - p_w)}{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w} + \mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w}} \quad (4.2)$$

Así, la “razón de estimulación” q_{oh}/q_{oc} , viene dada por:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_h}{r_w} + \frac{\mu_{oc}}{\mu_{oh}} \ln \frac{r_e}{r_w}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} \ln \frac{r_e}{r_w} + \ln \frac{r_e}{r_h}} \quad (4.3)$$

La ecuación (4.3), solo dará la razón (q_{oh}/q_{oc}) para un instante dado, puesto que r_h , el radio calentado, al igual que la temperatura y por lo tanto la viscosidad del petróleo caliente μ_{oh} , cambian con el tiempo.

Si $\mu_{oc} \gg \mu_{oh}$, la ecuación (4.3) se puede escribir como:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_h}} \quad (4.4)$$

lo cual implica que la razón de estimulación (q_{oh}/q_{oc}) es solo función del radio calentado. Esto explica la necesidad de utilizar grandes volúmenes de vapor en formaciones con petróleos muy viscosos.

Es de hacer notar que en la derivación de la ecuación (4.2), se considero que todo el espesor de la formación fue afectado por la inyección de vapor. Si la inyección resulta en la remoción de una superficie impermeable de una porción del espesor del intervalo, la ecuación (4.2) debe multiplicarse por (h_h/h_t), siendo h_h el espesor afectado por la inyección de vapor y h_t el espesor total.

El tratamiento anterior es una versión altamente simplificada del problema complejo de la estimulación con vapor. En efecto, se supone que al final del periodo de inyección, la temperatura de la zona calentada a un tiempo ($t=0$) permanece a una temperatura igual a la temperatura del vapor T_s durante el periodo de producción, donde el pozo produce a un gasto constante q_{oh} .

En realidad, la zona calentada se deteriorara con tiempo debido a las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes (v_z), a la conducción radial de calor (v_r), y al calor perdido con los fluidos calientes producidos (δ). Esta situación se ilustra en la **Figura 4.1**.

Como resultado de las pérdidas de calor antes mencionadas, la temperatura de la zona calentada declinará a una temperatura promedio T_{avg} , a un tiempo ($t > 0$).

El modelo matemático presentado por Boberg y Lantz⁵⁵ básicamente refina el procedimiento anterior considerando estos factores adicionales. El resultado final es la predicción de q_{oh} en función de tiempo.

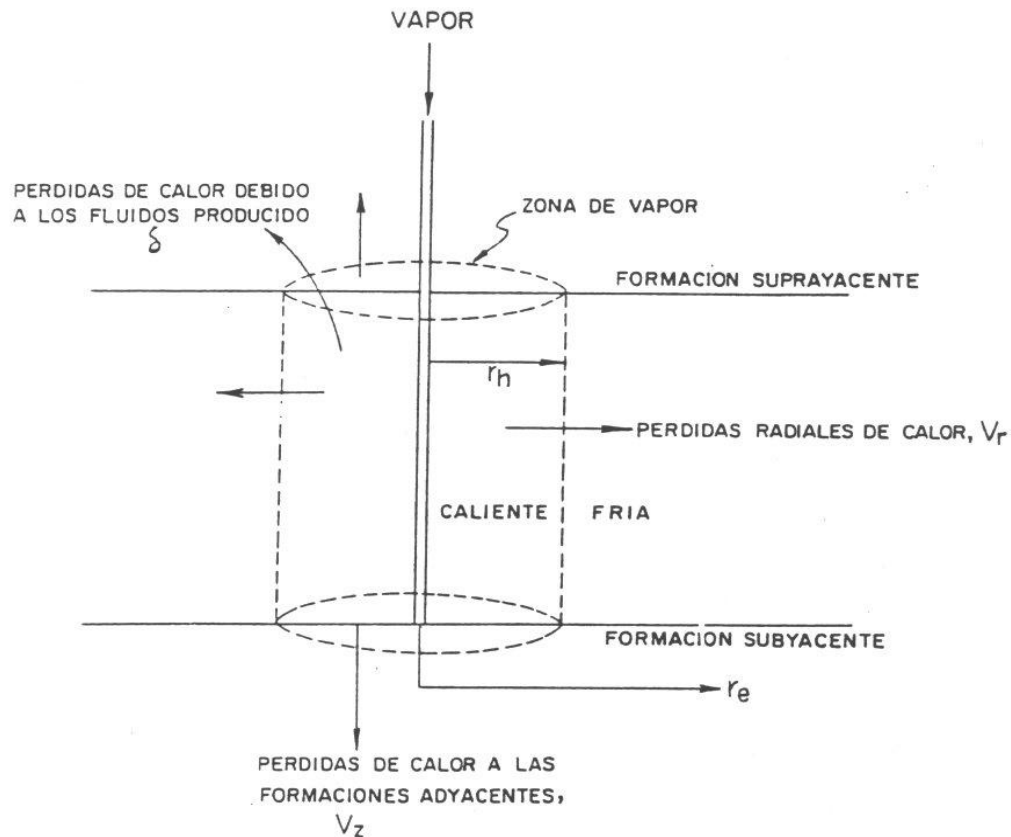


Figura 4.1 Zona de vapor y pérdidas de calor supuestas en el modelo de Boberg y Lantz⁵⁵.

4.1. MODELO DE BOBERG Y LANTZ⁵⁵

Esencialmente consiste de un balance de calor, el cual suministra una temperatura promedio (T_{avg}) para el área calentada en función del tiempo. Esta temperatura promedio es utilizada para calcular la viscosidad del petróleo caliente (μ_{oh}), la cual se requiere para calcular el gasto estimulado (q_{oh}) en función de tiempo.

A continuación, se presenta el procedimiento de cálculo para el caso de una sola arena. Boberg y Lantz, adicionalmente han considerado el caso de arenas múltiples.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Dados los datos requeridos calcular la calidad promedio en la cara de la formación.
2. Usando el método de Marx y Langenheim⁵⁴ calcular el radio de la zona calentada (r_h) al final del periodo de inyección ($t=0$), considerando que la zona calentada tiene forma cilíndrica.
3. La temperatura promedio (T_{avg}) de la región calentada o regiones calentadas, en el caso de yacimientos con arenas múltiples después de terminada la inyección de vapor viene dada por:

$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r)\{v_r v_z (1 - \delta) - \delta\} \quad (4.5)$$

suponiendo enfriamiento por conducción de la zona calentada. Los términos v_r y v_z en la ecuación (4.5) son las soluciones unitarias de la ecuación de calor en la dirección radial y vertical respectivamente. Para el caso de una sola arena, v_r y v_z pueden evaluarse mediante las siguientes ecuaciones⁵⁶

$$v_r = 0.180304 - 0.41269x + 0.18217x^2 + 0.149516x^3 + 0.024183x^4 \quad (4.6)$$

$$x = \log\left(\frac{K_{hob} t}{M_{ob} r_h^2}\right) \quad (4.7)$$

$$v_z = 0.474884 - 0.56832y - 0.239719y^2 - 0.035737y^3 \quad (4.8)$$

$$y = \log\left(\frac{4K_{hob} t}{M_{ob} \bar{h}^2}\right) \quad (4.9)$$

siendo,
$$\bar{h} = \frac{h_t t_D}{F_1} \quad (4.10)$$

donde:

F_1 : función de Marx y Langenheim (Ec. 3.27)

K_{hob} : conductividad térmica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{h-pie^2-^{\circ}F}$

M_{ob} : capacidad calorífica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{pie^3-^{\circ}F}$

t : tiempo de inyección, horas

t_D : tiempo adimensional (Ec. 3.29)

h_t : espesor total de la formación, pies.

\bar{h} : espesor aumentado de la formación, pies.

La **Figura 4.2** presenta soluciones para v_r y v_z vs el parámetro x e y , la cual puede utilizarse en vez de las ecuaciones anteriormente presentadas.

Para el caso de arenas múltiples, las soluciones dadas por Boberg y Lantz deben evaluarse numéricamente. Los términos T_R y T_S , se refieren a las temperaturas del yacimiento y del vapor, respectivamente. Al igual que T_{avg} se expresan en $^{\circ}F$.

El término δ es una cantidad adimensional dependiente del tiempo, la cual representa la energía removida por medio de los fluidos producidos, y está definido por:

$$\delta = \frac{1}{2} \int_0^t \frac{H_f}{\pi r_h^2 \bar{h} M_S (T_S - T_R)} dt \quad (4.11)$$

donde:

M_S : capacidad calorífica de la roca-yacimiento, $\frac{BTU}{pie^3-F}$

r_h : radio de la región calentada, pies.

H_f : gasto de calor removido con los fluidos producidos, BTU/día, evaluada por:

$$H_f = q_{oh} (H_{o,g} + H_{w,s}) \quad (4.12)$$

siendo q_{oh} el gasto de petróleo estimulado, B/D, $H_{o,g}$ y $H_{w,s}$ representan el calor removido por el petróleo y el gas, y el calor removido por el agua y el vapor.

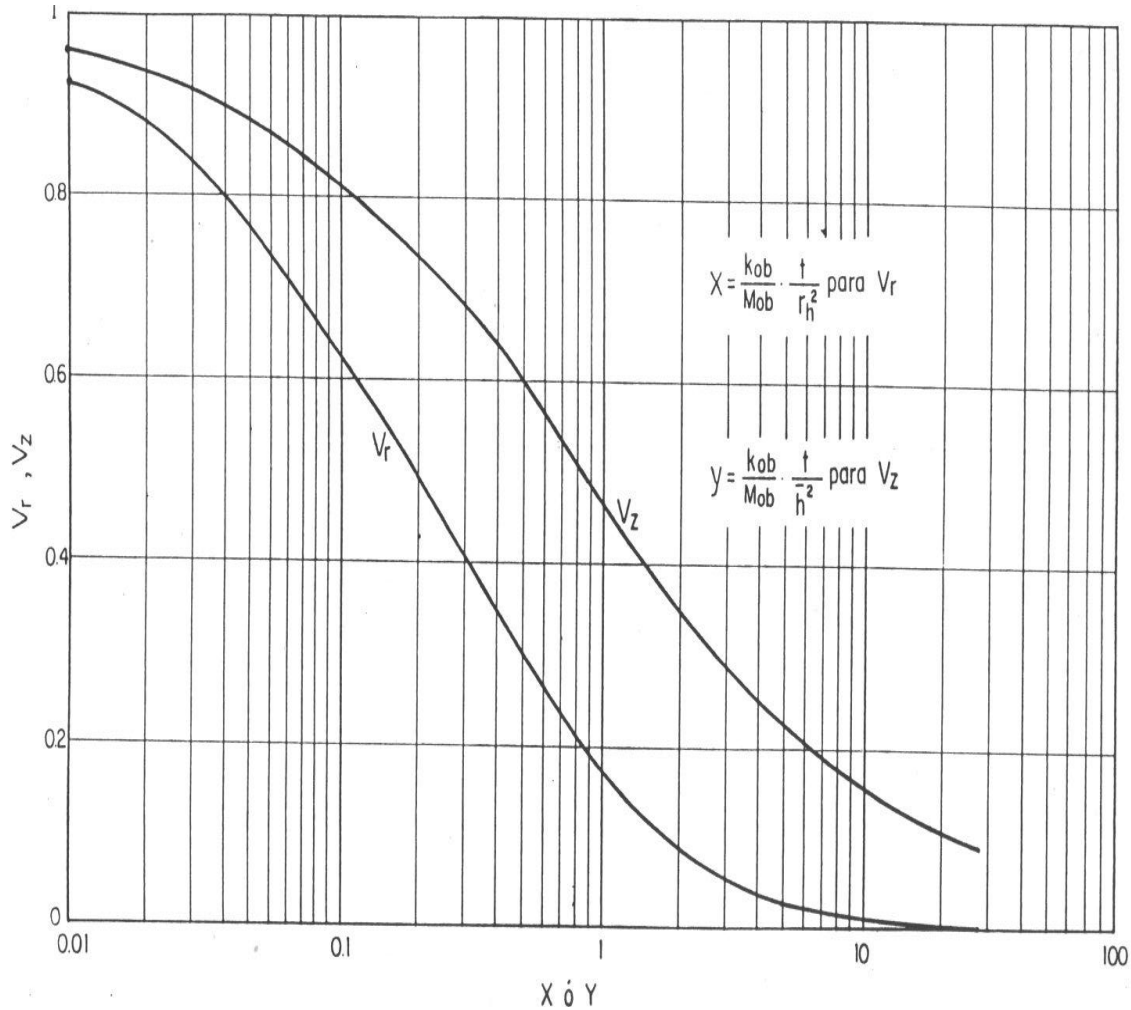


Figura 4.2 Soluciones para v_r y v_z (caso de una sola arena)

El calor removido de la formación por el petróleo y el gas producido, se estima mediante;

$$H_{o,g} = (5.615\rho_o c_o + R_g c_g)(T_{avg} + T_R) \tag{4.13}$$

donde:

R_g : razón gas/petróleo total producido, PCN/BN. R_g está basada en el gas seco. Por tanto, el gas debe corregirse si este contiene vapor de agua.

ρ_o : densidad del petróleo a condiciones normales, lb/pie³

c_o : calor específico del petróleo en el intervalo de temperatura, $T_R \rightarrow T_{avg}$, $\frac{BTU}{lb-\text{°F}}$

c_g : calor específico del gas en el intervalo de temperatura, $T_R \rightarrow T_{avg}$, $\frac{BTU}{lb-\text{°F}}$

El calor sensible y latente removido de la formación por el agua y el vapor producidos, se estima mediante:

$$H_{W,S} = 5.615\rho_w(R_w(H_w - H_R) + R_s L_v) \quad (4.14)$$

donde:

ρ_w : densidad del agua a condiciones normales, $62.4 \frac{lb}{pie^3}$.

H_w : entalpía del agua a T_{avg} , BTU/lb

H_R : entalpía del agua a T_R , BTU/lb.

L_v : calor latente de vaporización a T_{avg} , BTU/lb.

R_w : razón agua/petróleo producido, BN/BN

R_s : agua producida en estado de vapor por BN de petróleo producido, BN de vapor de agua (como liquido condensado a 60 °F)/BN de petróleo. Se determina por:

$$R_s = \frac{1}{5,615} \frac{\rho_g R_g}{P_w} \frac{P_s}{P_w - P_s} \approx 1.6 \times 10^{-4} R_r \left(\frac{P_s}{P_w - P_s} \right) \quad (4.15)$$

con las siguientes condiciones:

- Si $p_s > p_w$, entonces toda el agua es producida como vapor y $R_s = R_w$.
- Si $p_s < p_w$, entonces R_s se calcula por la ecuación (4.15). Sin embargo, R_s no debe exceder a R_w .
- p_w : presión en el fondo del pozo, psia.
- p_s : presión de saturación del vapor a T_{avg} , psia.

La ecuación (4.5) para determinar T_{avg} , debe resolverse de una manera iterativa puesto que δ es una función de T_{avg} . Cuando el valor de δ es próximo a la unidad puede resultar que la ecuación (4.5) de valores de T_{avg} menores que T_R . Puesto que esta condición es físicamente imposible, cuando esto ocurra, se debe hacer $T_{avg} = T_R$.

4. Una vez determinada la temperatura promedio (T_{avg}) mediante las ecuaciones anteriores, se determina μ_{oh} a T_{avg} y finalmente se calcula q_{oh} de la ecuación (4.2). Dado que inicialmente, la presión en el límite exterior (p_e) se consideró constante,

en el caso que la presión en el límite exterior (p_e) decline, la razón de estimulación vendrá dada por:

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{1}{C_1 + \frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} C_2} \quad (4.16)$$

donde:

$$C_1 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + \frac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}} \quad y \quad C_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right) - \frac{r_h^2}{2r_e^2}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}} \quad (4.17)$$

El efecto de daño (“skin effect”) de la formación, previo a la estimulación, puede tomarse en cuenta utilizando un radio efectivo del pozo en las ecuaciones anteriores, definido por:

$$r_w = \bar{r}_w e^{-S} \quad (4.18)$$

siendo \bar{r}_w el radio nominal (o actual) del pozo, pies, y S el factor de daño (adimensional). Si el daño alrededor del pozo tiene como consecuencia la reducción de la permeabilidad a un valor k_d (darcy) hasta un radio r_d , el valor de S se puede obtener de:

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad (4.19)$$

En algunos casos, los depósitos de asfáltenos pueden originar altos factores de daño. Así, este y daños similares se pueden reducir por calentamiento, de tal manera que el valor de S se reduce a S_r después de la estimulación, por lo que C_1 y C_2 vienen dadas por:

$$C_1 = \frac{S_r + \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right)}{S + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad y \quad C_2 = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_h}\right)}{S + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (4.20)$$

para el caso de p_e constante. Una forma similar puede obtenerse para el caso de p_e declinando. El procedimiento antes descrito puede ser usado para predecir el gasto de producción como función del tiempo, dando una curva similar a la mostrada en la **Figura 4.2**

5. Los cálculos para los ciclos siguientes al primero se realizan de una manera similar, con la diferencia de que se debe tomar en cuenta el calor residual en el yacimiento

durante el ciclo precedente. La energía remanente existente en la arena petrolífera se puede calcular por:

$$\text{Calor remanente} = \pi r_h^2 M_s h (T_{avg} - T_R) \quad (7.21)$$

Una forma aproximada de tomar en cuenta esta energía, es sumándola al calor inyectado durante el ciclo siguiente, suponiendo que el yacimiento se encuentra a la temperatura original T_R . Esto sin embargo, supone que las capas supra y subyacentes se encuentran a la temperatura original del yacimiento. Como consecuencia, las pérdidas de calor calculadas serán mayores que las pérdidas de calor verdaderas.

Una limitación del modelo de Boberg y Lantz, es que considera constantes las saturaciones de fluidos en el yacimiento, por lo que los resultados para los ciclos siguientes al primero son algo irreales.

Para ilustrar el modelo de Boberg y Lantz, a continuación se presenta el siguiente ejemplo.

EJEMPLO 1

En un proyecto de inyección cíclica de vapor se inyectaron 1370 B/D de vapor (equivalente en agua) a una presión de 1600 psia y 80% de calidad en la cara de la arena productora. El espesor de la arena es de 55 pies, la permeabilidad es de 2.5 darcy y el tiempo de inyección fue de 35 días. Calcular el gasto de producción estimulada a los 10 días de terminada la inyección. La viscosidad del petróleo es de 156,210.4 cp a 60 °F y 220.13 cp a 200 °F. La densidad del petróleo es 60 lbs/pie³, la densidad del agua es 62.4 lbs/pie³, el calor específico del petróleo es $0.5 \frac{\text{BTU}}{\text{lb-}^\circ\text{F}}$ el calor específico del gas es $0.01 \frac{\text{BTU}}{\text{PCN-F}}$ el calor específico del agua $1.0 \frac{\text{BTU}}{\text{lb-F}}$ la relación gas/petróleo es $0.0 \frac{\text{PCN}}{\text{BN}}$ y la relación agua/petróleo es 1.0 BN/BN. La presión en el fondo del pozo es 87 psia, la presión en el límite exterior es 400 psia y la temperatura original del yacimiento es 70 °F. La conductividad térmica y la difusividad térmica de las capas supra y subyacentes son $1.4 \frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-F}}$ y $0.04 \frac{\text{pie}^2}{\text{h}}$ respectivamente, y la capacidad calorífica de la arena es $35 \frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3-^\circ\text{F}}$.

El radio de drenaje es igual a 70 pies y el radio del pozo es de 0.333 pies.

Considere presión constante en el límite exterior del área de drenaje.

SOLUCION:

a- Cálculo de T_s y L_v a 1600 psia. (Tabla de vapor¹⁹).

$$T_s = 604.19 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ y } L_v = 540.13 \frac{\text{lb}}{\text{BTU}}$$

b- Cálculo de tasa de inyección de calor Q_i . (Ec. 3.6)

$$Q_i = \left(\frac{350 \times 1.370}{24} \right) \{ (1.0)(604.19 - 70) + (0.8)(540.13) \} = 19,305,749 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

c- Cálculo del tiempo adimensional t_D . (Ec. 3.29)

$$t_D = \frac{4 \times 1.4 \times 35 \times (34 \times 24)}{35^2 \times 55^2} = 0.0444$$

d- Cálculo de F_1 (Ec. 3.30)

$$F_1 = \frac{0.0444}{1 + 0.85\sqrt{0.0444}} = 0.0377$$

e.- Cálculo del área de la zona de vapor calentada a un tiempo t , A_s . (Ec. 3.25)

$$A_s = \frac{(19,305,749)(35)(55)(0.0377)}{(4)(1.4)(35)(604.19 - 70)} = 13,381 \text{ pie}^2$$

en consecuencia

$$r_h = \sqrt{\frac{A_s}{\pi}} = \sqrt{\frac{13,381}{\pi}} = 65.26 \text{ pie}$$

f- Suponiendo que la temperatura del yacimiento es igual a T_{avg} para iniciar los cálculos.

$$T_{avg} = \frac{(604.19 + 70)}{2} = 337.10 \text{ } ^\circ\text{F}$$

g- Cálculo de las constantes a y b, Ecuación de Andrade (Ec. 2.5)

$$\ln(156,210.4) = \ln a + \frac{b}{60+460} \quad (1)$$

$$\ln(220.13) = \ln a + \frac{b}{200+460} \quad (2)$$

al resolver este sistema de ecuaciones, se obtiene:

$$a = 5.66417 \times 10^{-9} \quad y \quad b = 1.60929 \times 10^4$$

h- Cálculo de μ_{oh} a T_{avg} y μ_{oc} a T_R (Ec. 2.4).

$$\mu_{oh} = (5.66417 \times 10^{-9}) e^{\left(\frac{1.60929 \times 10^4}{797.1}\right)} = 3.321 cp$$

$$\mu_{oc} = (5.66417 \times 10^{-9}) e^{\left(\frac{1.60929 \times 10^4}{530}\right)} = 87.104 cp$$

i- Cálculo de q_{oc} (Ec. 4.1).

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1.127)(55)(2.5)(400 - 87)}{(87104) \ln\left(\frac{70}{0.33}\right)} = 0.654 \frac{B}{D}$$

j- Cálculo de q_{oh} (Ec. 4.2).

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1.127)(55)(2.5)(400 - 87)}{(87.104) \ln\left(\frac{70}{65.26}\right) + (3.32) \ln\left(\frac{65.26}{0.333}\right)} = 49.76 \frac{B}{D}$$

k - Cálculo de v_r (Ec. 4.6) y v_z (Ec. 4.7).

$$\bar{h} = \frac{(55)(0.0444)}{0.0377} = 64.8 \text{ pies}$$

$$x = \log \left(\frac{(1.4)(10)(24)}{(35)(64)(26^2)} \right) = -2.65 \quad y = \log \left(\frac{(4)(1.4)(10)(24)}{(35)(64)(8^2)} \right) = -2.04$$

$$v_r = 0.180304 - 0.41269(-2.65) + 0.18217(-2.65)^2 + 0.149516(-2.65)^3 \\ + 0.024183(-2.65)^4 = 0.963$$

$$v_z = 0.474884 - 0.56832(-2.04) - 0.239719(-2.04)^2 - 0.035737(-2.04)^3 = 0.94$$

l - Cálculo de $H_{o,g}$ (Ec. 4.13)

$$H_{o,g} = \{(5.615(60)(0.5) + (0)(0.01)\}(337.10 - 70) = 44,993 \frac{BTU}{BN}$$

m- Cálculo de R_s (Ec. 4.15).a

$$P_s = \left(\frac{337.10}{115.10} \right)^{\frac{1}{0.225}} = 118,2 \text{ psia}$$

Dado que: $p_s > p_w$, entonces $R_s = R_w = 1.0 \text{ BN/BN}$

n- Cálculo de $H_{w,s}$ (Ec. 4.14)

$$H_w = (1.0)(337.10 - 32) = 305.1 \frac{BTU}{lb} \quad H_r = (1.0)(70 - 32) = 38 \frac{BTU}{lb}$$

$$L_v = 1,318 \times (118.6)^{-0.08774} = 866.8 \frac{BTU}{d}$$

$$H_{w,s} = \{(5.615)(62.4) + (1.0)(866.8)\} = 397,298 \frac{BTU}{BN}$$

o- Cálculo de δ (Ec. 4.11)

$$H_f = (49.7)(44,993 + 397,298) = 22,008,418 \frac{BTU}{BN} \\ \delta = \frac{1}{2\pi} \frac{(22,008,418)(10)}{(65.6)^2(64.8)(35)(604.19 - 70)} = 6.79063 \times 10^{-3}$$

p- Cálculo de T_{avg} (Ec. 4.5)

$$T_{avg} = 70 + (604 - 70)\{(0.963)(0.94)(1 - 6.79063 \times 10^{-3}) - 6.79063 \times 10^{-3}\}$$

$$= 546.65 F$$

Dado que la diferencia entre el valor de T_{avg} supuesto (337.10 F) y el valor de T_{avg} calculado (546.65 F) difieren de una tolerancia de aproximación ($\approx 0.1 F$), los cálculos deben repetirse tomando como T_{avg} supuesto el valor de T_{avg} calculado.

A continuación se presentan los resultados de las siguientes iteraciones:

VALORES SUPUESTOS	VALORES CALCULADOS					
T_{avg}	T_{avg}	q_{oh}	μ_{oh}	$H_{o,h}$	$H_{w,s}$	δ
337.10	546.65	49.76	3.321	44,993	397,298	0.00679
546.65	545.74	49.90	0.050	80,291	418,538	0.00768

4.2 MÉTODO PREDICTIVO PARA EL PROCESO DE RECUPERACIÓN DE ACEITE PESADO

Con base en el ejercicio anterior interpretaremos y utilizaremos los resultados para formular un método capaz de determinar a grosso modo la factibilidad de aplicar la inyección cíclica de vapor, aplicando la ecuación de Andrade generando la isoterma **Figura 4.3** así conoceremos el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura en el radio de drene calentado. Con eso obtenemos una visión muy general pero de gran ayuda.

Se presenta el siguiente ejemplo para ilustrar el uso de la ecuación de Andrade.

EJEMPLO 2

La viscosidad de un petróleo es 156210 cp a 60 °F y de 220.13 cp a 200 °F. Estimar la viscosidad del mismo a 400 °F.

SOLUCION

Ecuación de Andrade:

$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^*}$$

$$\ln 156210 = \ln a + \frac{b}{60+460} \quad (1)$$

$$\ln 220.13 = \ln a + \frac{b}{200+460} \quad (2)$$

de la ecuación (2):

$$\ln a = \ln 220.13 - \frac{b}{660} \quad (3)$$

sustituyendo (3) en (1) y efectuando operaciones, se tiene que

$$b = 5.6642E^{-9}$$

sustituyendo el valor de b en (3):

$$\ln a = -18.9890$$

entonces,

$$\ln \mu = -18.9890 + \frac{5.6642E^{-9}}{T^*}$$

de donde, la viscosidad a 400 °F es:

$$\ln \mu = -18.9890 + \frac{5.6642E^{-9}}{400}$$

O sea,

$$\mu = 0.7587 \text{ cp}$$

Con este resultado nos podemos dar cuenta hasta qué punto se puede reducir la viscosidad y por lo tanto incrementando la movilidad del aceite durante la fase de producción del pozo alcanzando gastos de producción comerciales.

Esto implica una disminución de cinco órdenes de magnitud en la viscosidad como se ilustra en la **Figura 4.3**

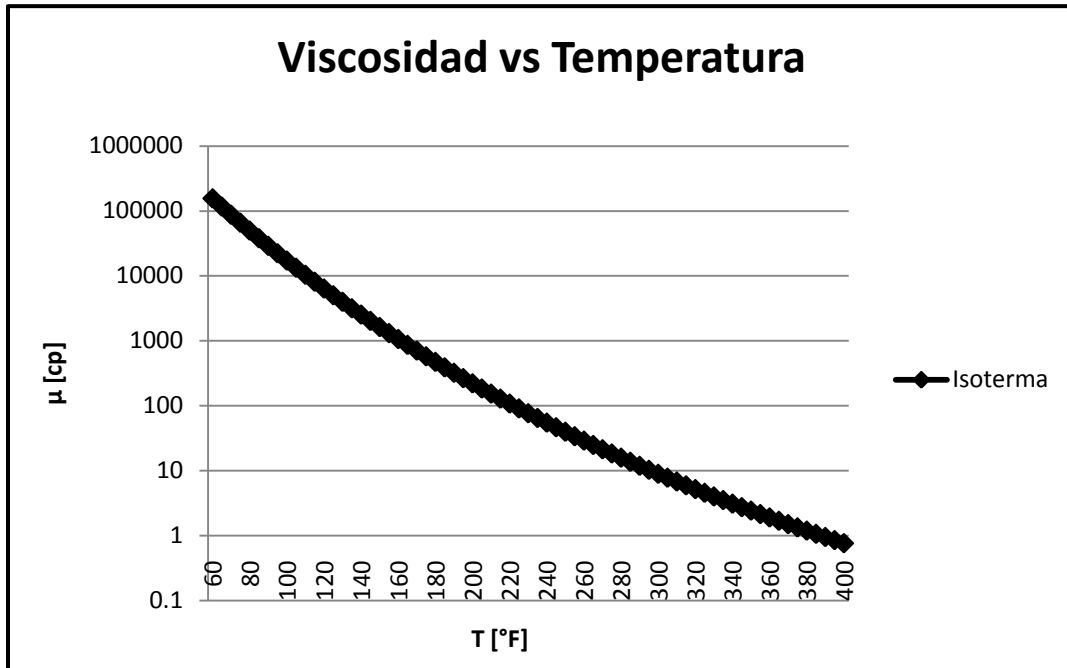


Figura 4.3 Viscosidad en contra de la temperatura

Obteniendo estos valores podemos calcular el gasto para diferentes temperaturas, utilizamos la (Ec.4.2) para crear la curva de comportamiento del gasto de aceite en contra de la viscosidad **Figura 4.4** y así conocer cuál será el gasto antes de la inyección de vapor (70 °F) y después la inyección (400°F).

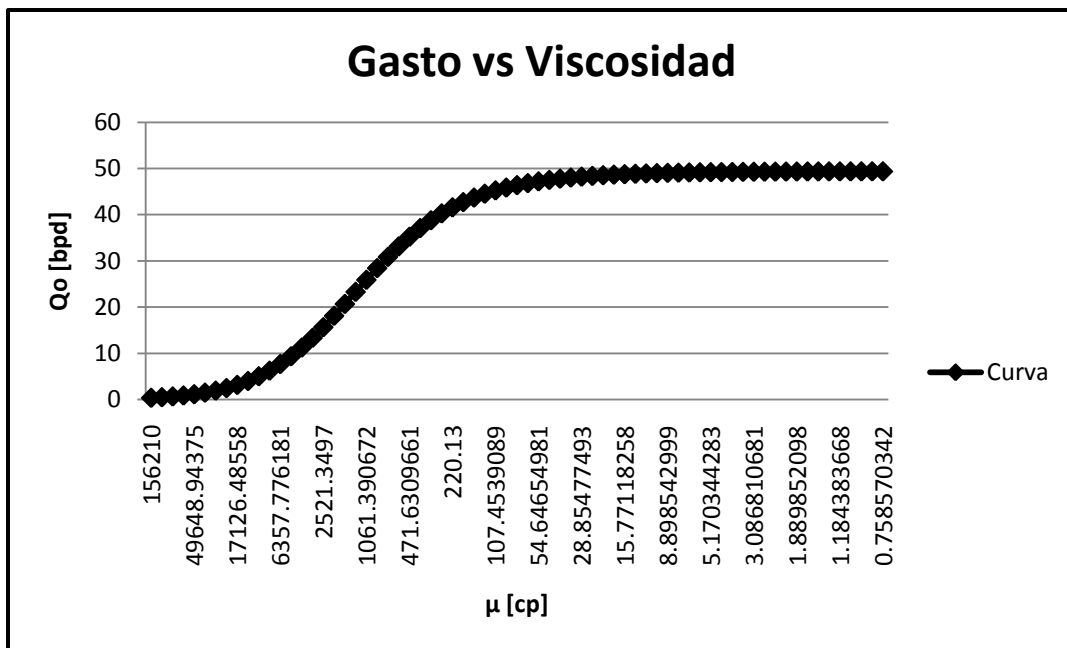


Figura 4.4 Gasto en contra de la viscosidad

En conclusión la **Figura 4.5** nos afirma que la inyección cíclica de vapor es un método térmico muy útil para la recuperación de aceites pesados, este se debe primordialmente a la reducción de la viscosidad. La **Figura 4.5** nos muestra la recuperación de aceite que puede tener el pozo a diferentes viscosidades.

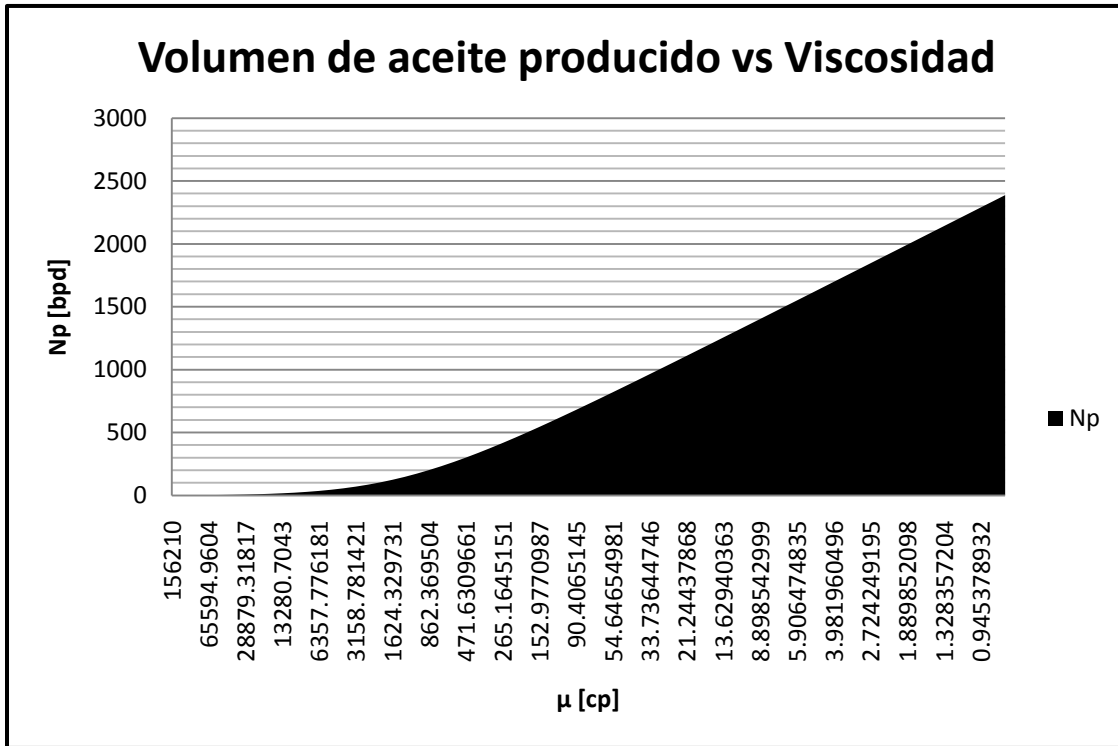


Figura 4.5 Volumen de aceite producido en contra de la viscosidad

4.2.1 Relación entre número capilar y saturación residual de crudo

Una baja tensión interfacial es esencial para la recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en lo que se llama el Numero Capilar. El numero capilar (Nc), es representado como una relación que se ha definido para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial y la restricción al pasaje a través de un capilar

$$Nc = \frac{v \times \mu}{\sigma} \tag{7.22}$$

donde:

v: Velocidad del fluido (pie/seg²)

μ : Viscosidad (cp)

σ : Tensión interfacial (dinas/cm)

4.2.2 Saturación de aceite residual

La saturación residual de petróleo remanente en la zona de vapor, después del paso del vapor, S_{or} , es frecuentemente usada en cálculos de recuperación térmica. Esta es principalmente una función de la viscosidad original del petróleo μ_o y de la temperatura prevaleciente. Los valores que se obtienen pueden ser ajustados con la siguiente ecuación:

$$S_{or} = \frac{1.0}{T} 54 + 0.01004787 \ln \mu_o - 0.14881 \quad (7.23)$$

Otra forma de describir las fuerzas viscosas es a través de la velocidad que tendrá un fluido a través de una garganta poral y la viscosidad del fluido. Lo que se llama avance frontal. En la **Figura 4.6** utilizaremos los valores obtenidos anteriormente para realizar este analisis. Podemos observar que la saturación de aceite remanente comenzara a disminuir a medida que el número capilar aumente.

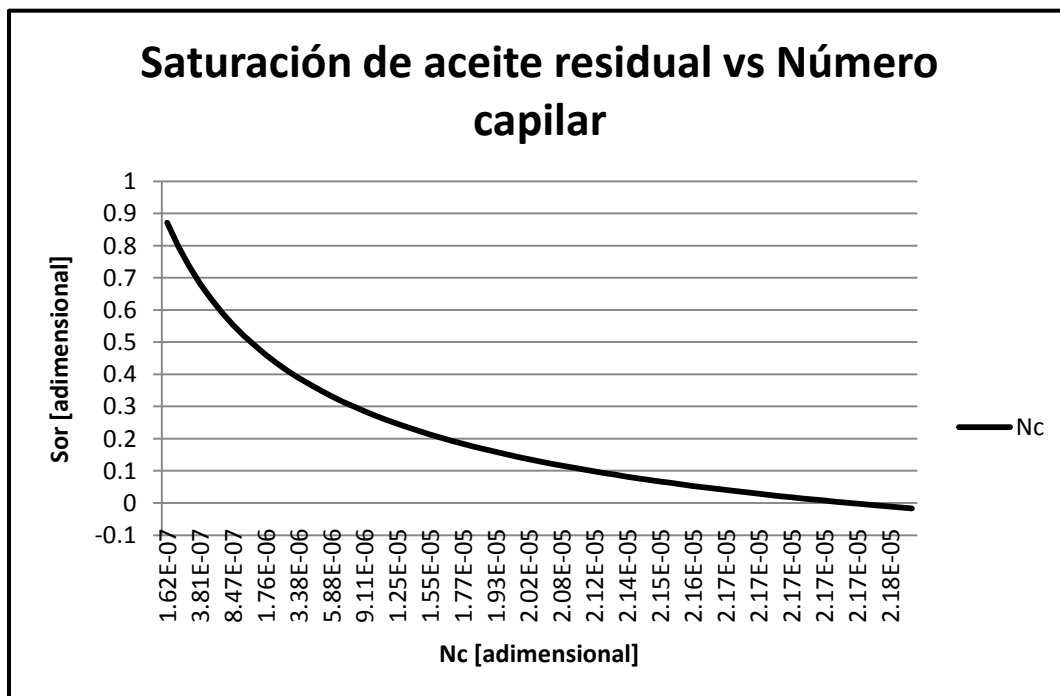


Figura 4.6 Saturación de aceite residual en contra del número capilar

Para poder recuperar cantidades significativas de crudo, el número capilar debe crecer 3 o 4 órdenes de magnitud. Si nos referimos a la ecuación de la **Figura 4.6**, el número capilar N_c es directamente proporcional al producto de la viscosidad μ y la velocidad v e inversamente proporcional a la tensión interfacial σ . Los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación; sin embargo la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación puede reducirse fácilmente en términos de 1000 a 10,000 veces por el agregado de tensoactivos especiales.

Un número capilar típico es 10^{-7} . Se necesita una reducción de 100 a 1000 veces de la tensión interfacial para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del N_c a partir de la adición de agentes químicos al agua de inyección. Con esto vemos que podríamos aumentar la velocidad de inyección o aumentar la viscosidad (por ejemplo agregando grandes cantidades de forma limitada para no dañar la formación).⁵⁷

4.3 OTROS MODELOS PARA PREDECIR LA RECUPERACION DE PETROLEO EN INYECCION CICLICA DE VAPOR

Entre los modelos desarrollados para predecir el comportamiento de pozos sometidos a inyección cíclica de vapor, cabe mencionar los siguientes:

4.3.1 Modelos de Davidson, Miller Y Muller⁵⁸, y de Martin⁵⁹

Son algo más complicados que el modelo de Boberg y Lantz, y básicamente se diferencian de aquel en que estos modelos consideran que el vapor inyectado suple parte de la energía requerida para producir el petróleo.

4.3.2 Modelos de Seba y Perry⁶⁰, y de Kuo, Shain y Phocas⁶¹

Al igual que Boberg y Towson⁶² consideran el caso de estimulación con vapor en yacimientos donde el principal mecanismo de producción es drenaje por gravedad.

4.3.3 Modelos de Closmann, Ratliff y Truitt⁶³

Simula la inyección cíclica de vapor en yacimientos que producen mediante empuje por gas en solución. Incluye la distribución del vapor y de la viscosidad del petróleo en yacimiento, y la especificación del intervalo de inyección. Desprecia al drenaje por gravedad

4.3.4 Modelo de Swaan⁶⁴

Simula la estimulación con vapor, tanto en yacimientos con empuje por gas en solución como por drenaje por gravedad. El modelo considera una solución analítica para la distribución de temperatura y una solución numérica para la ecuación de difusividad, puesto que considera flujo en una sola fase.

4.4 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA SELECCIÓN DEL YACIMIENTO EN UN PROYECTO DE INYECCION CICLICA DE VAPOR

Es difícil establecer criterios que garanticen un buen proyecto de estimulación cíclica en un yacimiento dado. La mayoría de los criterios de diseño corrientemente conocidos para proyectos de estimulación con vapor, están basados en experiencias ganadas en el campo. Existen pocos casos donde se utilizó la teoría para diseñar el proyecto.

Petróleo en sitio: Se cree comúnmente que debe ser del orden de 1200 Bls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.

Permeabilidad: Debe ser lo suficientemente alta como para permitir una inyección rápida del vapor y un gasto alta de flujo de petróleo hacia el pozo.

Viscosidad del petróleo: El mayor éxito se obtiene cuando esta es del orden de 4000 cp a condiciones del yacimiento, aunque existen proyectos exitosos donde la viscosidad es baja, del orden de 200 cp. La gravedad del petróleo es conveniente en el rango de 8 a 15 °API.

Profundidad: La máxima profundidad práctica es 3000 pies, aún cuando es preferible valores de profundidad menores, ya que las pérdidas de calor en el pozo son menores y las presiones de inyección requeridas serán también menores.

Gasto de inyección: Debe ser tan alta como sea posible, con la finalidad de inyectar el calor requerido (del orden de 10-50 MM BTU/pie de espesor por ciclo) en el menor tiempo posible. De esta forma se disipa menos calor.

Presión del yacimiento: Es conveniente que sea moderadamente alta, aunque existen proyectos exitosos donde la presión del yacimiento es baja, del orden de 40 psi.

Espesor de la arena: debe ser mayor de 20 pies.

Tiempo de remojo: puede ser de 1 a 4 días, aunque se han utilizado periodos mucho más largos.

La producción estimulada se puede extender hasta 24 meses, aunque en algunos casos dura muy poco.

El tiempo de inyección es normalmente de 3 semanas, y el número de ciclos es generalmente 3, aunque como se mencionó antes, se han reportado casos de hasta 22 ciclos.

La cantidad de vapor a ser inyectado es una variable difícil sobre la cual decidir. Posiblemente la mejor guía se obtiene en base al radio calentado que se desea obtener.

La **Tabla 4.1** resume los criterios generales de diseño para la selección del yacimiento en un proyecto de estimulación con vapor.

Tabla 4.1 Criterios para la Selección del Yacimiento en un Proyecto de Estimulación con Vapor⁶⁵

Espesor de la arena, pies	≥ 30
Profundidad, pies	< 3.000
Porosidad, %	> 30
Permeabilidad, md	1000 – 2000
Tiempo de remojo, días	1-4
Tiempo de inyección, días	14-21
Numero de ciclos	3-5

Saturación de Petróleo, $\frac{bl}{acre-pie}$	1200
Calidad del vapor, %	80-85
Gravedad, °API	< 15
Viscosidad del petróleo (cond. de yac.), cp	< 4.000
Presión de inyección, psi	< 1400
Longitud de los ciclos, meses	~6
Inyección de vapor / ciclos, bls	7000
$\frac{kh}{\mu}$, $\frac{md-pie}{cp}$	< 200

4.5 DESVENTAJAS DE LA ESTIMULACION CON VAPOR

La inyección cíclica de vapor es básicamente un proceso de estimulación, y como tal, no conduce a un incremento en la recuperación última del yacimiento. En general, se cree que en yacimientos de crudos pesados, donde la recuperación primaria es del orden del 10% del petróleo in situ, la recuperación por estimulación con vapor, incluyendo la primaria, será del orden del 15 al 20%⁶⁶⁻⁶⁷. Resultados de un proyecto de estimulación a gran escala desarrollado en Venezuela, mostró que la recuperación de petróleo después de dos años de operación, aumento de 18% (recuperación primaria) a 24% (total).⁶⁸

Tal vez una de las principales desventajas de la estimulación con vapor, es que solo una parte (30-35%) del agua inyectada como vapor es producida cuando el pozo se abre a producción.

Esto implica que una gran cantidad de agua inyectada se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores. Tales regiones de alta saturación de agua, pueden hacer que la aplicación futura de procesos de recuperación del

tipo desplazamiento, resulten difíciles o ineficientes, ya que la eficiencia areal de barrido será afectada adversamente. La **Figura 4.7.**, ilustra áreas con altas saturación de agua en la vecindad del pozo estimulado.

La estimulación con vapor puede ser indeseable en áreas donde ocurra un hundimiento activo de la tierra (subsistencia). En algunos yacimientos, alrededor del 35.5% del petróleo producido ha sido atribuido a la compactación de la roca yacimiento y al hundimiento de la superficie que la acompaña.

La compactación de la roca-yacimiento se puede prevenir mediante la aplicación de procesos de recuperación del tipo desplazamiento, donde el yacimiento se mantiene a una alta presión. Esto ha sido posible en el caso del campo Wilmington en California⁶⁹. Además, la compactación podría causar cambios en la estructura y propiedades de la roca, los cuales serán desfavorables desde el punto de vista de recuperación.

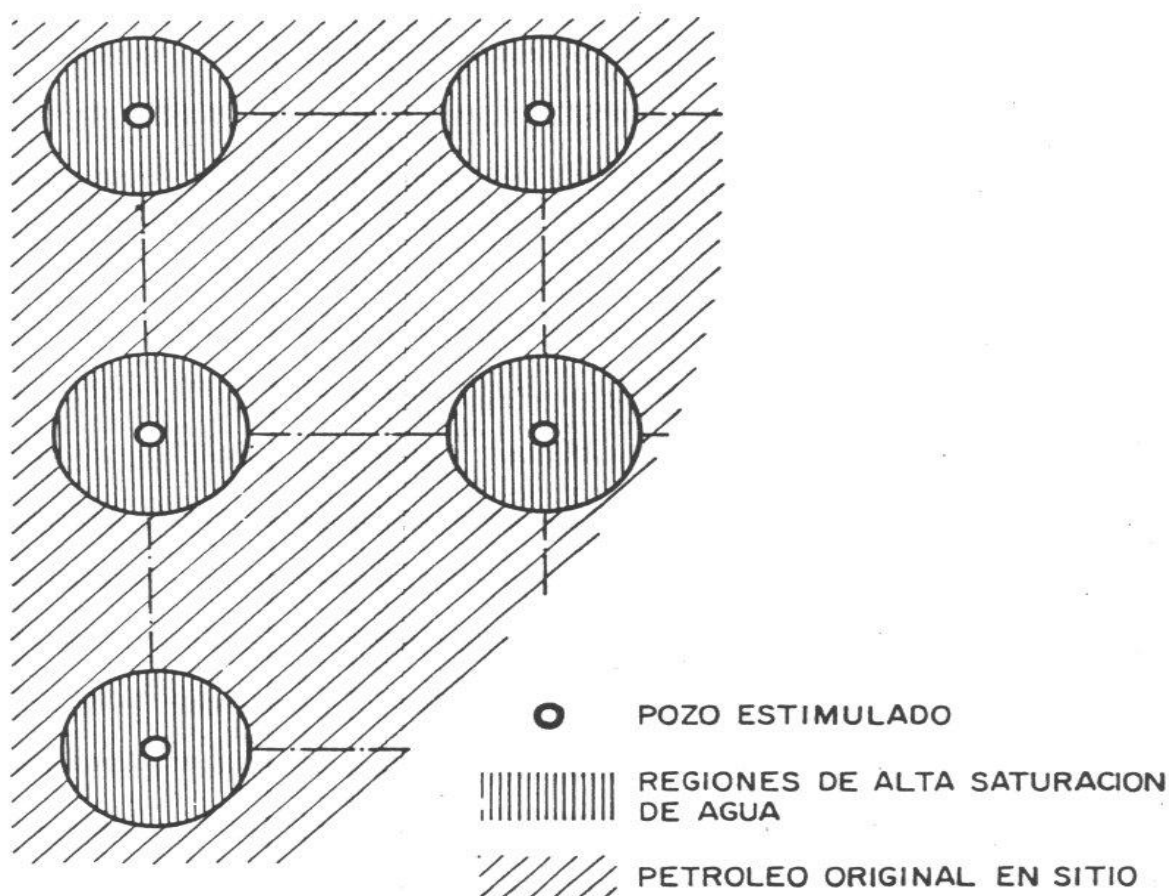


Figura 4.7 Áreas de alta saturación de agua en la vecindad de los pozos estimulados.⁷⁰

Otra consideración en la estimulación con vapor es la expansión de las arcillas sensibles al agua fresca, puesto que al ponerse en contacto con el vapor pueden dañar la permeabilidad del yacimiento.

En resumen, se puede decir que aunque la inyección cíclica de vapor es económicamente atractiva, es importante estudiar cuidadosamente los diferentes aspectos del proceso, desde el punto de vista de recuperación final.

Mientras que en muchos yacimientos la inyección cíclica de vapor puede ser un método de recuperación efectivo, en algunos casos puede ser más ventajoso usar un proceso de recuperación del tipo desplazamiento.

4.6 FACTORES IGNORADOS POR BOBERG Y LANTZ⁷¹

Cualquier cálculo de recuperación de aceite a escala campo únicamente basado en el modelo de Boberg y Lantz con los procedimientos discutidos en este capítulo fueron seriamente sobrestimados para la verdadera recuperación: tanto los descuidos en cálculos de una dimensión en problemas de el barrido volumétrico que sean al menos tan importantes como la eficiencia de desplazamiento y los cálculos de flujo fraccional, son importantes para establecer un sistema para el avance de nuestro estudio.

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.

4.6.1 Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de recuperación total de cualquier proceso de desplazamiento de fluidos está dada por el producto de:

- Eficiencia de desplazamiento macroscópico o desplazamiento volumétrico, E_v ,
- Eficiencia de desplazamiento microscópico, E_d .

Es decir: $E = E_v \times E_d$

La eficiencia de desplazamiento microscópica es una medida de que bien el fluido desplazante moviliza el petróleo una vez que están en contacto. La eficiencia de desplazamiento macroscópico es una medida de que bien el fluido desplazante se ha contactado con las partes del yacimiento que contienen hidrocarburos.

Definición⁷²

Si nosotros consideramos constante la densidad del aceite, la definición de eficiencia de desplazamiento por aceite se convierte en:

$$E_D = \frac{\text{Acumulacion de aceite desplazado}}{\text{Acumulacion de aceite contactado por el agente desplazante}}$$

E_D es delimitada entre 0 y 1¹. El gasto para que E_D se acerque a 1 es afectado por las condiciones iniciales, el agente desplazado y la cantidad de agente desplazado. Fluido, roca, y las propiedades roca-fluido también afectan la E_D . Si el desplazamiento es cada que el agente desplazante se pone en contacto con todo el petróleo inicial presente en el medio, la eficiencia de barrido volumétrico será de 1, y E_D vendría siendo la eficiencia de recuperación E_R .

La eficiencia de desplazamiento microscópico es afectada por los siguientes factores:

- Fuerzas de tensión superficial e interfacial
- Mojabilidad
- Presión Capilar
- Permeabilidad Relativa

La eficiencia de desplazamiento macroscópico es afectada por los siguientes factores:

- Heterogeneidad y anisotropía

- Movilidad de la fase desplazante comparada con la movilidad de los fluidos desplazados
 - Arreglo físico de los pozos de producción e inyección
 - Tipo de roca matriz en la cual se encuentran el petróleo y el gas
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, TR , 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.⁷¹

4.6.2 Flujo fraccional⁷³

La ecuación de flujo fraccional es una relación muy importante debido a que hace posible la determinación de los gastos relativos al flujo en un medio poroso.

La ecuación de flujo fraccional es un proceso de desplazamiento de fluidos inmiscibles de inyección de agua se define como el gasto de agua dividido por el gasto total durante el proceso.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (7.25)$$

donde:

f_w : Flujo fraccional de agua

q_w : Gasto de agua y q_t : Gasto de hidrocarburo

Incorpora todos los factores que afecta la eficiencia de desplazamiento de un proyecto de inyección de agua; esto es, propiedades del fluido, propiedades de la roca, gasto de flujo, gradiente de presión, y propiedades estructurales del yacimiento. Se tiene la siguiente expresión matemática.

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \times \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - (\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (7.26)$$

Si se expresa en unidades de campo y en valores de permeabilidades relativas se tiene:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o q_t} \times \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (7.27)$$

donde:

q_o : Gasto de flujo de petróleo a las condiciones de yacimiento, bbl/día

q_w : Gasto de flujo de agua a las condiciones de yacimiento, bbl/día

μ_o : Viscosidad del petróleo, cp

μ_w : Viscosidad del agua, cp

k_w k_o : Permeabilidades efectivas de agua y petróleo a la saturación de agua, md

A: Área de la sección transversal del yacimiento, pies²

α : Ángulo de inclinación del yacimiento

Existen muchas situaciones donde se obtiene poca información disponible para evaluar el gradiente de presión capilar. En otros casos, el efecto de la presión capilar es despreciable².

La ecuación de flujo fraccionas se reduce a la siguiente forma:

$$f_w = \frac{1 - \frac{7.83 \times 10^{-6} k_o A (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha}{\mu_o q t}}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (7.28)$$

Si se asume que los efectos de la gravedad son despreciables:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (7.29)$$

4.6.3 Efecto de la presión capilar

Sería deseable en una inyección de agua disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar. Esto puede obtenerse alterando la mojabilidad de la roca o disminuyendo o eliminando, la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Los métodos de recuperación mejorada que permiten disminuir la presión capilar son los métodos químicos.⁷⁴

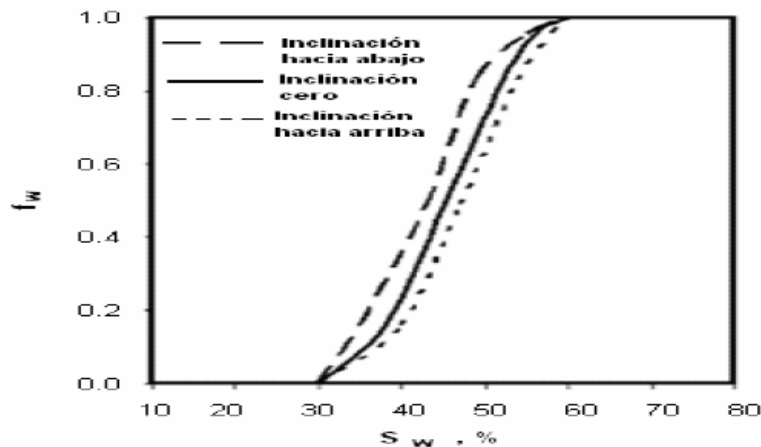


Figura 4.8 Efecto del ángulo de inclinación en el flujo fraccional

4.6.4 Ecuación de avance frontal

La ecuación de avance frontal nos permite conocer la distribución de la saturación de los fluidos como una función de la posición y del tiempo, durante un proceso de desplazamiento de dos fases inmiscibles en sistemas lineales, la cual fue presentada por Buckley y Leverett.

$$(v)_{Sw} = \left(\frac{dx}{dt}\right)_{Sw} = \frac{5.615 \times q_t}{A \times \phi} \left(\frac{dfw}{dSw}\right)_{Sw} = \frac{5.615 \times q_{iny}}{A \times \phi} \left(\frac{dfw}{dSw}\right)_{Sw} \quad (7.30)$$

donde:

$(v)_{Sw}$: Velocidad del frente de saturación

A: Sección transversal

ϕ : Porosidad

q_t : Gasto total de flujo

q_{iny} : Gasto de inyección de agua

$\left(\frac{dfw}{dSw}\right)_{Sw}$: Pendiente de la curva de fw vs Sw a una determinada Sw

Para determinar la distancia del frente de saturación a un determinado tiempo se procede a integrar la ecuación de avance frontal.

$$\int_0^x dx = \frac{5.615 \times q_t}{A \times \phi} \left(\frac{dfw}{dSw}\right) \int_0^t dt \quad (7.31)$$

Y se tiene la ecuación que permite obtener la posición del frente de saturación como una función del tiempo.

$$x = \frac{5.615 \times q_t \times t}{A \times \phi} \left(\frac{dfw}{dSw}\right) \quad (7.32)$$

4.7 PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, CAMPO SAMAEL

En México se tienen importantes reservas de aceite viscoso, un ejemplo de ello es el Campo Samael el cual tiene las siguientes propiedades:

DATOS DEL YACIMIENTO	
Volumen original de aceite	535 MMB
Reserva total	129 MMB
Densidad del aceite	5 – 10 °API
Viscosidad del aceite a 45 °C	2000 – 23000 cp
Presión del yacimiento	97 Kg/cm ²
Temperatura de yacimiento	45°C

Se inicia la Prueba Piloto de Inyección Cíclica de Vapor en dicho campo, con el objeto de determinar la viabilidad técnico-económica de explotarlo con procesos térmicos. Se determinó perforar 8 pozos. Primero se evaluará la producción en frío por un periodo de seis meses utilizando como sistema artificial el Bombeo Mecánico o el de Cavidades Progresivas. Posteriormente se realizará la inyección cíclica de vapor de tipo convencional.

DATOS DE LA PRUEBA	
Pozos horizontales	2
Pozos verticales	4
Pozos desviados	1
Q de vapor inyectado por pozo	10 Ton/hr
Presión de inyección	2500 psi
Temperatura del vapor	350 °C
Calidad del vapor	80 %

Con una duración mínima de 18 meses para evaluar al menos dos ciclos de inyección.

Cinco ya concluyeron su etapa de producción en frío y se les inyectó el primer ciclo de vapor. La producción en frío por pozo ha sido de 70 a 320 BPD y al inyectarles vapor se incrementó en más de 1000 BPD por pozo. Estos resultados muestran que la inyección cíclica de vapor es un método adecuado para explotar el campo Samael.

Los 7 pozos perforados son los siguientes: 4 verticales (Sam-916, Sam-948, Sam-922 y Sam-901), 1 desviado (Sam-915) y dos horizontales (Sam-913H y Sam-915H). Los cuatro

verticales y el Sam-913H ya concluyeron su etapa que se tenía programada para producirlos en frío, la cual, tuvo una duración promedio de 5.5 meses, se les inyectó el primer ciclo de vapor y actualmente están en su etapa de producción en caliente⁷⁵.

4.7.1 Descripción del método térmico utilizado

El proceso de vapor es más ampliamente utilizado, porque permite obtener resultados rápidamente para evaluar la eficiencia del vapor en la recuperación del aceite, es la inyección alterna o cíclica de vapor.

Un pozo puede ser sometido a varios ciclos de inyección, mínimo 3, que dependerán de las condiciones mecánicas del pozo y de la producción.

Los principales mecanismos que actúan en este proceso son: reducción de la viscosidad del aceite por incremento de temperatura, vaporización instantánea del agua, generación de gases no condensables, imbibición de agua caliente en zonas de baja permeabilidad, flujo de crudo caliente por gravedad, empuje de crudo por expansión de fluidos y compactación de la formación⁷⁶.

4.7.2 Propiedades de la roca y los fluidos

Durante la perforación de los pozos se programó la recuperación de núcleos de tal manera que se muestrearan todas las arenas perforadas. Los datos se enlistan a continuación:

PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS	
Saturación de agua	0.18-0.30
Porosidad	0.20-0.38
Densidad de la roca	2.635 g/cm ³
Permeabilidad	1-6 Darcy
Profundidad	600-1000 metros
Espesor neto	120-150 metros
Salinidad	5000-15000 ppm

En lo que respecta a las propiedades de los fluidos se tomó muestra de fondo del pozo Sam-916 y se realizó análisis PVT. Las principales propiedades son las siguientes:

PROPIEDADES DE ANALISIS PVT	
Presión de saturación	36.4 Kg/cm ²
Relación gas-aceite	9.49 m ³ /m ³
Factor de volumen del aceite, Bo	1.037
Compresibilidad x 10 ⁻⁶	106.23 Kg/cm ²
Viscosidad @ T y P yacimiento	1249 cp
Densidad @ T y P yacimiento	0.973 gr/cm ³

La viscosidad del aceite varía para cada pozo, el efecto de la temperatura sobre el aceite muerto para cada uno de ellos se muestra en la **Figura 4.9**. Como puede observarse, existe una reducción drástica de la viscosidad del aceite al incrementar la temperatura, en todos los casos, con llevar la temperatura a 100°C, la viscosidad se reduce en 2 órdenes de magnitud.

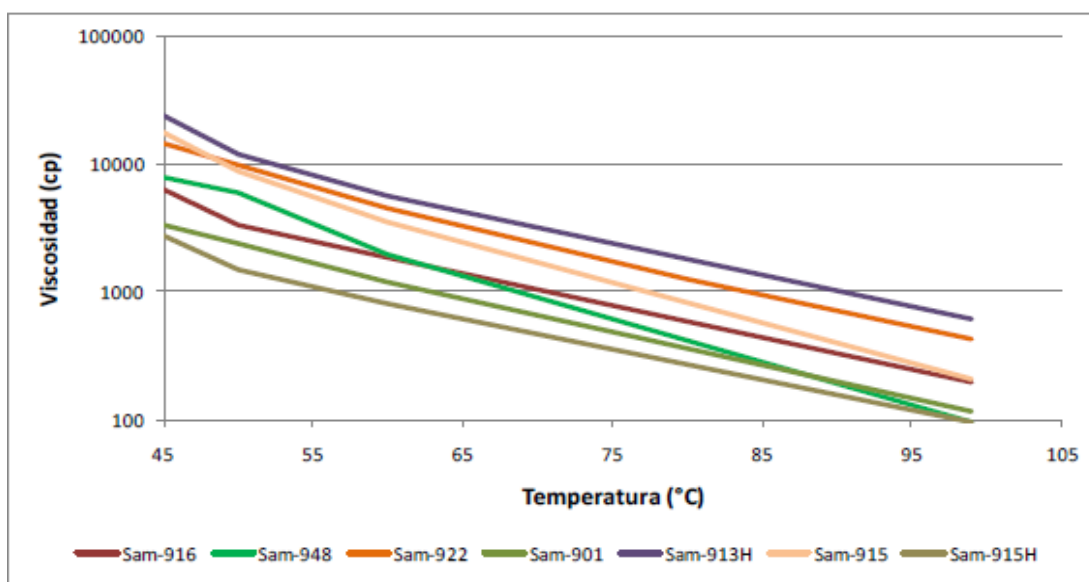


Figura 4.9 Comportamiento de la viscosidad con la temperatura

4.7.3 Selección del área piloto

Para la selección del área, se consideraron varios factores: área donde se tiene la mayor cantidad de información, se tienen más de seis arenas impregnadas, el espesor de la arena impregnado es mayor de 10 metros, se requiere el mínimo de infraestructura superficial y los servicios auxiliares están cercanos.

En la **Figura 4.10** se presenta el área piloto seleccionada, la cual se localiza en el área central del campo, cubre una extensión de 4.62 Km² y actualmente existen 30 pozos perforados con objetivos más profundos.

Además en esta área se tienen disponibles las fuentes de suministro de agua y gas natural, requeridas para la generación de vapor⁷⁷.

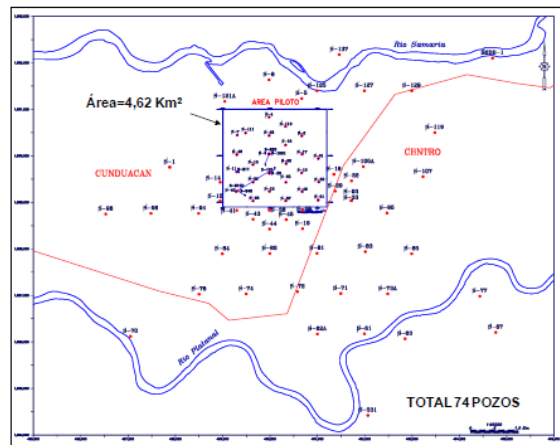


Figura 4.10 Área seleccionada para la prueba piloto

4.7.4 Diseño, perforación y terminación de los pozos

Después de analizar varias opciones, resultó que la mejor opción es la perforación de 8 pozos, 4 verticales, 1 direccional y tres horizontales, con el objeto de probar diferentes geometrías de pozos y analizar más del 60% de las arenas, la ubicación de estos pozos se presenta en la **Figura 4.11**.

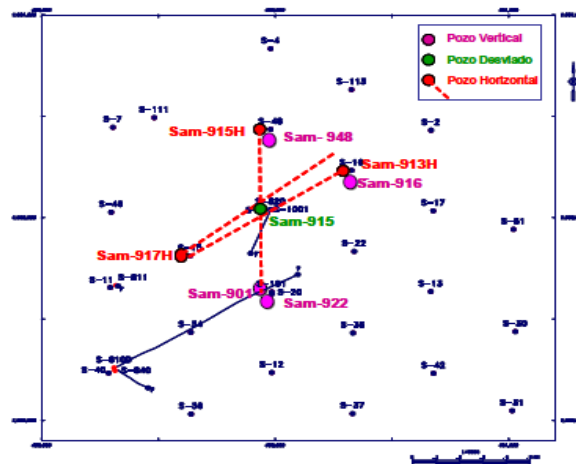


Figura 4.12 Ubicación de los pozos de la prueba piloto

El esquema tipo del pozo vertical y del horizontal. Por las altas temperaturas que se alcanzarán durante las etapas de inyección de vapor y de producción en caliente es necesario tener una buena cementación hasta superficie con cemento térmico, y colocar juntas de expansión que absorban los esfuerzos mecánicos generados por la expansión térmica a lo largo de la tubería.

Con el objeto de disminuir las pérdidas de calor durante la inyección, por radiación y convección, a lo largo del pozo y mantener en lo posible la calidad del vapor que llega a la formación, se utilizó aparejo térmico con tubería aislada al vacío, lo cual además brinda una protección adicional al cemento y evita el calentamiento de los acuíferos presentes en la zona⁷⁷.

4.7.5 Equipo de generación de vapor

Las variables más importantes que se requieren para seleccionar el generador de vapor son: la presión a la cual se inyectará el vapor y las fuentes disponibles para el suministro de agua y combustible.

Se utilizó un generador portátil operado con gas combustible que reuniera las siguientes características: paquete portátil, automático y de un solo paso, con una capacidad de 25 MMBtu/hora, presión máxima de trabajo de 2500 psi, y temperatura de 350 °C, para manejar un gasto máximo de 240 ton vapor/día (10 Ton/hr), equivalente a 1500 barriles/día de agua.

En lo que respecta al agua de alimentación está debe reunir ciertas características principalmente la eliminación de la dureza (Calcio, Magnesio, Bario), para evitar las incrustaciones que causarían fallas.

Bajo este esquema se determinó que se suministraría agua de pozos de captación ubicados cerca del área piloto con una composición menor de 75 ppm de sílice, 6 ppm de fierro y turbidez menor de 6ml/L.

En las **Figuras 4.12** se presentan la unidad de tratamiento de agua y el generador de vapor utilizados en la prueba piloto⁷².



Figura 4.12 Unidad de tratamiento de agua y generador de vapor

4.7.6 Instalaciones superficiales

Para el caso de la prueba piloto, desde un principio se instalaron los sistemas artificiales de producción. El arreglo de producción con BM tipo Rotaflex y BCP se presenta en la **Figura 4.13**.

Las instalaciones requeridas para la etapa de inyección son mínimas dado que, por tratarse de un generador portátil se instala a escasos 10 metros del pozo solamente con un juego de uniones giratorias que absorben la expansión de la tubería provocada por el calor.



Figura 4.13 Esquema de producción en frío con inyección con diluyente; BM y BCP

El esquema propuesto para el manejo en superficie está constituido principalmente por los siguientes equipos y accesorios: ensamble de estrangulamiento de tres vías, presa de quema, tanque de almacenamiento con capacidad 500 barriles y presa metálica.

A partir de este momento, los fluidos calientes producidos a una temperatura superior a los 200°C, pasan al ensamble de estrangulamiento donde el flujo es controlado por medio de un estrangulador, una vez controlado el flujo y la temperatura, se procede a derivar el mismo por una de las vías del ensamble de estrangulamiento hacia la línea de descarga. Las líneas utilizadas están acondicionadas con marcos de expansión y válvulas para alta temperatura.

Cuando el pozo deja de ser fluyente, se instala el sistema artificial de bombeo mecánico tipo Rotaflex. El sistema de manejo tiene contemplado como flexibilidad operativa una presa metálica con capacidad de 300 barriles para recibir la producción adicional⁷⁷.

4.7.7 Ejecución y resultados

En los siguientes apartados se presentan los resultados de la etapa de producción en frío y posteriormente las etapas de inyección y producción en caliente.

a) Etapa de producción en frío

En la **Tabla 4.2**, se presenta un resumen de los resultados de los 5 pozos que ya concluyeron su etapa de producción en frío⁷⁸.

Tabla 4.2 Resultados de la producción en frío

Pozo	Espesor [m]	Densidad °API	Viscosidad [cp]	Qob [bl/día]	Qon [bl/día]	Np [bls]
Sam – 901	38	9	4,505	323	278	59,299
Sam – 916	51	9	6,329	147	125	2,568
Sam – 922	30	8	13,818	94	78	13,111
Sam – 948	41	9	8,638	80	67	10,162
Sam – 913H	326 Long	5.5	23.234	305	268	30,764
Total						115,904

b) Etapa de inyección

Las principales variables que se monitorearon a tiempo real son: gasto de agua, consumo de gas combustible, calidad del vapor, presión del vapor y temperatura del vapor.

En la **Tabla 4.3**, se presentan los resultados del primer ciclo de inyección⁷⁸.

Tabla 4.3 Resultados de la etapa de inyección

Pozo	Días de Inyección	Consumo de gas MMPC	Toneladas Inyectadas	Ton/pie Inyectadas	Energía Transferida (MMBTU)	Remojo Días
Sam – 916	11	6	2,477	15	5,440	8
Sam – 948	21	14	4,955	37	10,892	10
Sam – 922	24	11	3,930	40	9,103	14
Sam – 913H	38	25	8,730		20,026	18
Sam – 901	34	22	8,096	65	18,534	8
Total		78	28,188		63,996	

En total en el primer ciclo, se han inyectado 28,188 toneladas de vapor en los 5 pozos y se han consumido 78 MMPC de gas⁷⁸.

c) Etapa de producción en caliente

Después de que los pozos fueron sujetos al primer ciclo de inyección su producción de aceite se incrementó de manera significativa, como se puede observar en la **Tabla 4.4**.

En el caso de la producción en frío no fue posible establecer las ventajas de utilizar un pozo horizontal en lugar de un vertical pero si se esperaba que en caliente fuera superior la producción, pero no fue así. Con base, en la producción que se estaba obtenido en los pozos verticales, se esperaba que en este pozo se alcanzaran hasta 3,000 B sin embargo, su producción fue similar a los pozos verticales⁷⁸.

Tabla 4.4 Comparación de la producción en frío con la producción caliente

Pozo	Q en frío bl/día	Np frío bls	Q en caliente ½" bl/día	Np caliente bls	RPV B/Ton	Días Operando en caliente	NP total
Sam – 916	125	2,568	996	51,494	21	153	54,062
Sam – 948	67	10,162	1,233	107,177	22	107	117,339
Sam – 922	78	13,111	1,657	50,864	13	77	63,975
Sam – 913H	268	30,764	920	45,099	5	35	75,863
Sam – 901	278	59,299	1,052	9,130	1	9	68,429
Total		115,904		263,764			379,668

4.7.8 Balance Económico

Por su conceptualización de prueba piloto no está obligada a ser rentable sin embargo, siempre es deseable que por lo menos sea autofinanciables. Para la perforación de los pozos se han invertido \$ 253 MMP lo que representa el 90 % de la inversión. Los gastos de operación que consideran: los sistemas artificiales, el gas combustible y el mejorador de flujo ascienden a 27 MMP en los 3 años que durará la prueba.

Se han producido 380 MB de aceite, el cual se envía a la Batería donde se mezcla con la producción del Mesozoico. Con base a la información publicada en la página oficial de Pemex el precio del barril de la mezcla mexicana es de 69.68 dólar/B lo que implica un ingreso de \$ 330 MMP, considerando el tipo de cambio de 12.48 pesos/dólar. Bajo estas consideraciones la prueba piloto no solo será financiable también será rentable⁷⁷.

Por lo tanto, tomando en cuenta los resultados satisfactorios obtenidos a la fecha en la prueba piloto, las posibilidades de llevar a cabo un proyecto integral son factibles.

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

Conclusiones

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.
- 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.
- Otro factor que contribuye en gran medida a la producción, es el drene 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.
- 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.
- 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.
- 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

Conclusiones

el de cavidades progresivas es posible aumentar la producción, ya que es recomendable para crudos pesados.

- 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.
- Los resultados indican que es posible la producción de este tipo de aceite en frío, los parámetros clave son: disparar con pistolas de agujero grande para tener la mayor área de flujo posible, terminar los pozos con Linner ranurado para tener un control adecuado de la producción de arena e implantar los sistemas artificiales desde un inicio.
- Se ha producido aceite extrapesado en frío con densidad de 5 a 9 °API y viscosidad de, 505 a 23,234 cp, utilizando sistemas artificiales.
- En un proceso de IAV la inversión es baja y se puede recuperar rápidamente, pero es indispensable reducir costos de perforación
- Con base en los resultados obtenidos se puede establecer de manera preliminar que la estrategia de explotación del campo Samael será la producción en frío para establecer la línea base y posteriormente la IAV (3 a 5 ciclos) y de ser posible, programar la Inyección Continua de Vapor.
- La presión y la profundidad no deben de ser mayores al punto crítico del agua
- Con la Inyección Alterna de Vapor se incrementara la producción de aceite del área piloto en más del 30%
- El balance económico indica que la prueba piloto de inyección de vapor no sólo es autofinanciable sino que es rentable.

RECOMENDACIONES

- 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.
- 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 reducir las tuberías aisladas térmicamente, que aunque pueden ser más costosas, justifican la inversión aumentando la eficacia del proyecto, además de reducir el consumo de combustible.
- La ejecución de la prueba piloto de inyección alterna de vapor del campo Samael, permitirá adquirir la suficiente información para determinar el mejor esquema de explotación del campo. También permitirá evaluar el potencial de aplicación de esta tecnología para explotar el aceite pesado.

NOMENCLATURA

°API Grados API (Unidad de densidad utilizada en la industria petrolera)

a : coeficiente de expansión lineal, F^{-1}

a : gradiente geotérmico, F/ft

A : área, ft^2

b : ancho, espesor, ft

B : factor volumétrico de formación, BY/BN

c : compresibilidad, psi^{-1}

c : calor específico, BTU/ lb-F

C_o: calor específico, BTU/ lb-F

c_s : calor específico del vapor sobrecalentado, BTU/lb-F

c_w: calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerado, BTU/lb-F

d : diámetro, ft

CO₂ : dióxido de Carbono

d_e : distancia entre el pozo inyector y el pozo productor, ft

d_h : diámetro exterior, ft

d_h : diámetro del hoyo, ft

D : profundidad, ft

E : eficiencia, fracción

E_v : eficiencia de desplazamiento volumétrico

E_D : eficiencia de desplazamiento microscópico

f : factor de fricción, adimensional

f(t) : función transitoria de calor, adimensional

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

F : factor de corrección adimensional

f_w : flujo fraccional

g : constante de aceleración debida a la gravedad, ft/seg^2

g_c : factor de conversión (32.17 lbf-ft/lbf- seg^2)

G : velocidad de masa o flujo de masa, lb/h-ft

h : espesor, ft

h_h : espesor afectado por el vapor, ft

Nomenclatura

h_n : espesor neto, ft

h_t : espesor total, ft

h_c : coeficiente de transferencia de calor por convección, BTU/h-pie²-F

h_{cr} : coeficiente de transferencia de calor por convección y radiación, BTU/h-pie²-F

h_f : coeficiente de película (“film coefficient”) de transferencia de calor o coeficiente de condensación, BTU/h-ft²-F

h_h : coeficiente de transferencia de calor por radiación, BTU/h-ft²-F

\bar{h} : espesor aumentado de la formación, ft

$H_{o,g}$: calor removido por el petróleo y el gas

$H_{w,s}$: calor removido por el agua y el vapor

H_f : tasa de calor removida por los fluidos producidos, BTU/D

H_l : factor “hola-up” del líquido, adimensional

H_r : entalpía disponible, BTU/lb

H_w : entalpía del agua saturada, BTU/lb

H_s : entalpía del vapor seco y saturado, BTU/lb

i_{st} : tasa de inyección de vapor, B/D

k : permeabilidad absoluta, darcy

k_g : permeabilidad efectiva al gas, darcy

k_o : permeabilidad efectiva al petróleo, darcy

K_{hob} : conductividad térmica de las capas supra y subyacentes, BTU/día-ft-F

K_e : Conductividad térmica del la tierra, BTU/día-ft-F

k_w : permeabilidad efectiva al agua, darcy

K_1 : conductividad térmica de la roca seca, BTU/h-ft-F

K_2 : conductividad térmica del fluido saturante, BTU/h-ft-F

K_h : conductividad térmica BTU/h-ft-F

L : distancia, longitud, ft

L_v : calor latente de vaporización, BTU/lb

m : masa, lb

M : capacidad calorífica, BTU/ft³ -F

M : peso molecular, lb/lb-mol

M_s : capacidad calorífica de la formación, BTU/ft³ -F

N_2 : nitrógeno

N_c : numero capialr

N_p : producción acumulada de petróleo, bl

Nomenclatura

OSR : razón petróleo producido / vapor inyectado, acumulada, fracción

OSR(t) : razón petróleo producido/vapor inyectado, instantánea, fracción

p : presión, psia

p_e : presión en el límite exterior, psia

p_i : presión del pozo de inyección, psia

p_s : presión de saturación, psia

p_w : presión del pozo de producción, psia

q : gasto de flujo, gasto de producción, B/D

q_o : gasto de producción de petróleo, B/D

q_t : gasto de petróleo

q_{oc} : gasto de producción de petróleo antes de la estimulación, B/D

q_{oh} : gasto de producción de petróleo después de la estimulación, B/D

q_w : gasto de producción de agua, B/D

Q : tasa de flujo de calor o tasa de inyección de calor, BTU/D

Q : tasa de pérdidas de calor, BTU/h

Q_i : gasto de inyección, bl

Q_s : gasto de utilización de calor, BTU/h-ft

Q_{ov} : gasto de perdidas, BTU/h-ft

r : radio, ft

r_d : radio de drene, ft

r_e : radio externo, ft

r_w : radio del pozo, ft

r_h : radio de la zona calentada, ft

R_e : número de Reynolds, adimensional

R_g : razón gas-petróleo, ft³/bl

R_s : razón gas en solución-petróleo, ft³/bl

R_w : razón agua-petróleo, BN/BN

S : efecto de daño, adimensional

S : saturación, fracción

S_l : saturación de líquido, fracción

S_{or} : saturación residual de petróleo, fracción

S_{orst} : saturación residual de petróleo en la zona de vapor, fracción

t : tiempo, días

t_D : tiempo adimensional

Nomenclatura

T : temperatura, F

T* : temperatura absoluta, R

T_a : temperatura ambiente, F

T_{avg} : temperatura promedio, F

T_b : temperatura de ebullición, F

T_c : temperatura crítica, K

T_e : temperatura de la tierra, F

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

T_r : temperatura del yacimiento, F

T_s : temperatura de saturación, F

T_{surf} : temperatura superficial, F

u : flujo o tasa de flujo por unidad de área, ft³/ft²-dia

U : coeficiente de transferencia de calor total, BTU/h-ft²-F

U_o : coeficiente de transferencia de calor total, Btu/hr-ft²-°F (generalmente es un promedio de todos los coeficientes de transferencia de los materiales de las tuberías).

v : volumen específico, ft³/lb

v : velocidad del fluido

v_a : velocidad del aire (viento), milla/h

v_r : solución unitaria

v_z : solución unitaria

(v)_{sw} : Velocidad del frente de saturación

V_s : volumen de la zona de vapor, ft³

V : volumen, ft³

V_p : volumen poroso, ft³

V_s : volumen de la zona de vapor, ft³

w : gasto másico de flujo, lb/d

X_D : distancia adimensional

X_{st} : calidad del vapor, fracción

Z : factor de compresibilidad, adimensional

α : Ángulo de inclinación del yacimiento

α : difusividad térmica, ft²/h

β : coeficiente de expansión volumétrica, F⁻¹

γ : gravedad específica, adimensional

Δ H : calor de combustión, BTU/lb

Nomenclatura

Δp : caída de presión, psia

Δp_s : Caída de presión en un pozo considerando el efecto del daño

Δr : distancia radial, ft

Δt : incremento de tiempo, días

λ : movilidad (k/μ), darcy/cp

ε : emisividad, adimensional

δ : pérdidas de calor debida a los fluidos producidos, adimensional

σ : constante de Stefan-Boltzmann, BTU/h-ft²-R⁴

σ : conductividad eléctrica.

σ : tensión interfacial, dinas/cm

μ : viscosidad, cp

μ_g : viscosidad del gas, cp

μ_o : viscosidad del aceite, cp

μ_s : viscosidad del vapor seco y saturado, cp

μ_{ws} : viscosidad del vapor húmedo, cp

μ_w : viscosidad del agua, cp

μ_{oc} : viscosidad del petróleo antes de la estimulación, cp

μ_{oh} : viscosidad del petróleo después de la estimulación, cp

v : flujo de aire adimensional usado en combustión

ν : viscosidad cinemática, m²/s

ρ : densidad, lb/ ft³

ρ_w : densidad del agua, lb/ ft³

ρ_{osc} : densidad del petróleo a condiciones normales, lb/ ft³

ϕ : porosidad, fracción

REFERENCIAS

Capítulo I

1. Loreto M. E.: Apuntes de Recuperación Mejorada Tesis de Licenciatura, UNAM, 2004.
2. Taber J.J, y Martin F.D.: “Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery”. October 1983. New Mexico Inst. Of Mining & Technology. SPE 12069.
3. Amy H. y Batzle M.; “Heavy Oils: A Worldwide Overview”. June 2006.
http://crusher.mines.edu/pdf/TLE_Hinkle-Final.pdf
4. Schoer, D.M.: (Texaco Inc); Frazier, T.L. Source: Proc 90 Calif. Reg. Meet, 1990, 20026” Operational Review of a Large-Scale Saturated Steam Delivery System”.
5. Pemex Exploración y Producción, “Reservas de Hidrocarburos 2009”.
6. Farouq Ali, “Practical Heavy Oil Recovery”, 1997.
7. Finol A. S. P.: Notas Sobre la Recuperación Térmica Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Maracaibo-Venezuela Enero 1978.
8. Méndez A. y Joaquín T.: “Recuperación Secundaria de Hidrocarburos”, Tesis de Licenciatura, UNAM 1976.
9. Burguer J., Sourieau P., Combarous M.: “Thermal Methods of Oil Recovery” Institut Français Du Pétrole Publications, Paris 1985.
10. Pinto C. AC., Branco CC, de Matos JS, Vieira PM, da Silva Guedes S, Pedroso CJ, Decnop Coelho AC y Ceciliano MM: “Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience,” Artículo OTC 15283, Presentado en la Conferencia de Tecnología Marina, Houston, 5 al 8 de mayo de 2003.
11. Robles J: “Application of Advanced Heavy Oil Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela,” Artículo SPE 69848, Presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Termales y Petróleo Pesado de la SPE, Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, 12 al 14 de marzo de 2001.
12. Butler R. M.: “Thermal Recovery of Heavy Oil and Bitumen”, New Jersey, Prentice Hall 1991, 528 p.
13. Green, Don W, Wilhite, G. Paul, SPE series “Enhanced Oil Recovery” 1998.

Referencias

14. Latil, Marcel, "Enhanced Oil Recovery", Francia, 1980, 236 p.

Capítulo II

15. Prats M. "Thermal Recovery" (Monograph, Volume 7) SPE 9780895203144: Books.
16. Alvarado D. y Banzer C., "Recuperación Térmica", Instituto de Investigaciones Petroleras-LUZ, 1998.
17. Andrade, E. N. da C.: "Nature", 125, 309 (1930).
18. Gottfried, B.S.: "A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems", SPE J. (Sept. 1965), 196.
19. Farouq Ali, S.M.: "Oil Recovery by Steam Injection" Producers Publishing Company, Inc., Bradford, Pennsylvania, (1970).
20. Farouq Ali S.M., and Meldau, R.F.: Practical Heavy Oil Recovery Course, University of Alberta, Canada (1987).
21. Gambill, W.R.: "You Can Predict Heat Capacities", Chemical Engineering (June, 1957).
22. Mukhamedzyanov, G.K., and Usmanov, A.G.: "Thermal Conductivity of Higher Saturated Hydrocarbons", (Teploprovodnost Vysshikh Predelnykh Uglevodorodov), Neft i Gaz, No. 4, 78 (1967).
23. Palmer, G.: "Thermal Conductivity of Liquids", Ind. and Eng. Chem., 40: 89 (1948).
24. Cragoe, C.S.: "Changes in the Viscosity of Liquids with Temperature, Pressure, and Composition", Proc. World Pet. Congress, 2 (1933), 529-541.
25. Vargaftik, N.B., and Ziminia, N.K.: "Thermal Conductivity of Steam at High Temperatures", Teploenergetika, 11 (12): 84 (1964).
26. Tikhomirov, V.M.: "Thermal Conductivity of Rock Samples, and Its Relation to Liquid Saturation, Density, and Temperature", (in Russian), Neftyanoe Khozaistvo, 46 (4): 36 (April, 1968).
27. Asaad, V.: "A Study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks", Ph.D. Thesis, U. of California (1955).

Referencias

28. Somerton, W.H.: “Some Thermal Characteristics of Porous Rocks”, Trans. AIME, 213 (1958) 375.
29. Jones, J.: “Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oils, Pressure Depleted, Gravity Drainage Reservoirs” SPE paper 6544 presented at the 1977 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, April 13-15.
30. Welder, B. Q.: “Automation Does Well in Steam Injection”, Oil & Gas Journal, (Nov. 15, 1965).
31. Pryor, J. A.: “Orifice Meter Measures Steam Quality”, Oil & Gas Journal (May 30, 1966) 86-88.
32. Keenan, J. H., and Keyes, F. G.: “Thermodynamic Properties of Steam”, John Wiley & Sons, Inc., First Edition, 1964.
33. Ejiogu, G.C., and Fiori, M.: “High-Pressure Saturated Steam Correlations”, J.P.T., (Dec. 1978) 1585-1590.

Capítulo III

34. Bousaid, I.S., Texaco Inc. “Hot-Water and Steamflood Studies Using Kern River Oil”, Artículo SPE 21543-MS, Presentado en el Symposium Operaciones Térmicas Bakersfield, CA, 6 al 8 de febrero de 1991.
35. Donalson, Erle C. y Chilingarian, George V., “Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations”, Holland, 1989, 604 p.
36. API, 1983, “Recommended Practice for Installation and Operations of Wet Steam Generators”, American Petroleum Institute, Washington, D. C. (Referencia tomada de Donalson 1989).
37. Carcoana, Aurel, “Applied Enhanced Oil Recovery”, New Jersey, Prentice Hall 1992, 292 p.
38. Hong, K. C. “Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery”, Estados Unidos de Norteamérica, 1994, 518p, cap 5.
39. George V. Chilingar, John O. Robertson, S. Kumar, T. A. Bertness, “Surface Operations in Petroleum Production”, 1989.
40. Eson, Rod L., “Downhole Steam Generator –Field Test”, SPE 10745, 1982.

Referencias

41. Butler “Thermal Recovery of Heavy Oil and Bitumen”, Prentice Hall (1991). Cap 8.
42. Marshall, Billy W. “Operational Experiences of a Downhole Steam Generator”, SPE 10744, 1982.
43. Sadin, S., Sonny, I. Nuruddin, M. F., “A New Approach for Optimizing Cement Design to Eliminate Microannulus in Steam Injection Wells”, IPTC 12407, 2008.
44. Willhite, G. P., “Overall Heat Transfer Coefficients in Steam Injection and Hot Water Wells”, JPT 1967. (Referencia tomada de Carcoana 1992).
45. Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: “Reservoir Heating by Hot Fluid Injection,” Trans. AIME (1959) 216, 312.315.
46. Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: “Authors Reply to H.J. Ramey, Jr.,” Trans. AIME (1959) 216, 365.
47. Carslaw, H.S. and Jaeger, J.C.:”Conduction of Heat in Solids,” Oxford University Press, p. 59 (1959).
48. Abramowitz, M. and Stegun, I.A.: “Handbook of Mathematical Functions,” National Bureau of Standards Applied Mathematics, Series 55, p. 1024 (November, 1964).
49. Van Lookeren, J.: “Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs,” SPE 6788, presented at the 52nd. Annual Fall Meeting of Soc. Pet. Engrs., Denver, Colorado, October, 9-12, 1977.
50. Beauquin JL y Ndinemenu F.: 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
51. González R., Brunings C., Toussaint L., “ESP’s in Cyclic Steam Injections Wells”, SPE 39084, 1996.
52. F. Gaviria, SPE, SUNCOR, and R. Santos. “Pushing the Boundaries of Artificial Lift Applications: SAGD ESP Installation in Canada,” SPE 2007

Capítulo IV

53. Farouq Ali, S. M. “Oil Recovery by Steam Injection”, Producers Publ. Corp., Bradford, 1970

Referencias

54. Marx, J. W. and Langenheim, R. H. : “ Reservoir Heating by Hot Fluid Injection”, Trans. AIME (1.959), 312.
55. Boberg, T. C. and Lantz, R. B.: “Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well”, J. Pet. Tech., Dec. 1.966, pp. 1613-1623.
56. Van Poolen, H. K. and Associated: “Fundamentals of Enhanced Oil Recovery”, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1981.
57. <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2008/02/el-uso-de-surfactantes-en-proyectos-de.html>
58. Seba, R. D. and Perry, G. E.: “A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs”, J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 87-94; Trans. AIME, 249.
59. Kuo, C. H., Shain, S. A. and Phocas, D. M.: “A Gravity Drainage Model for the Steam Soak Process”, Soc. Pet. Eng. J., June 1970.
60. Closmann, P. J., Ratliff, N. W. and Truitt, N. E.,: “ A Steam Soak Model for Depletion Type Reservoirs”, J. Pet. Tech., (June 1970) 757-770, Trans. AIME, 246.
61. De Swaan, O. A.: “Improved Numerical Model of Steam Soak Process”, Oil & Gas J., (Jan, 1972), pp. 58-62.
62. Boberg, T. C. and Towson, D. E.: “Gravity Drainage in Thermally Stimulated Wells“, J. Can. Pet. Tech., (Oct.-Dec., 1967) 130-135.
63. Rochon, J. A.: “Steam Stimulation No Great Bonanza”, Oil & Gas J., 56 (June 1966).
64. Gray, E. T.: “Independent Petroleum Monthly”, (June 1966).
65. Farouq Ali, S.M. And Meldau, R. F.: Practical Heavy Oil Recovery Course, University of Alberta, Canada, (1987).
66. De Haan, H. J. y Van Lookeren, J.: “Early Results of the First Large Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela”, J. Pet. Tech., (Jan. 1969) 95-100.
67. Allen, D. R.: ”Physical Changes of Reservoir Properties Caused by Subsidence and Represuring Operations, Wilmington Field, California”, Paper No. SPE 1811, presented at the Annual Fall Meeting of the SPE of AIME, Houston, Texas, (October, 1967).

Referencias

68. Farouq Ali, S. M.: “Well Stimulation by Downhole Thermal Methods”, Prod. Monthly (Oct. 1973).
69. Nelson, T. W., and McNeil, J. S., Jr.: “Oil Recovery by Thermal Methods”, Part I, Pet. Eng. (Feb. 1959) B27-32.
70. Farouq Alí, S.M.: “Steam Stimulation - An Evaluation”, Producers Monthly, 31(10), 2 October 1967.
71. Butler “Thermal Recovery of Heavy Oil and Bitumen”, Prentice Hall, (1991).
72. Carrillo L. B.: Eficiencia de desplazamiento en el recobro de petróleo Universidad de Perú.
73. Maiquiza P. K. O.: “Estudio de la Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en Yacimiento de Crudos Pesados de un Campo del Oriente Ecuatoriano”. Quito febrero del 2008
74. Ahmed T, “Reservoir Engineering Handbook”, 2001
75. Pemex Exploración y Producción, “Diseño de la Prueba Piloto de Inyección de Vapor para el Campo Samaria Neógeno”, Informe final, noviembre 2008.
76. Pemex Exploración y Producción, “Proyecto de delimitación y caracterización inicial del campo Samaria Neógeno”, Informe final, diciembre 2006.
77. Reportes técnicos de avances de la implementación de la Prueba Piloto de Inyección de Vapor
78. Arteaga C. M., Aguilar R. A. y Alva A. G.:”Explotación de aceite pesado por Inyección alterna de Vapor”, Revista Horizonte Sur No. 50, octubre-diciembre 2009.

TABLAS

1. Larry W. L.: “Enhanced Oil Recovery” Universidad de Texas, Prentice Hall; New Jersey 07458

Referencias

TABLAS DE REFERENCIA

TABLE 11-1 THERMODYNAMIC PROPERTIES OF SATURATED WATER (ABRIDGED FROM KEENAN ET AL., 1969)

Temp. (°F)	Abs. pressure (psia) P	Specific ¹ volume (ft ³ /lb)		Specific ² enthalpy (Btu/lb)	
		Liquid	Vapor	Liquid	Vapor
32	0.08854	0.01602	3306	0.00	1075.8
35	.09995	.01602	2947	3.02	1077.1
40	.12170	.01602	2444	8.05	1079.3
45	.14752	.01602	2036.4	13.06	1081.5
50	.17811	.01603	1703.2	18.07	1083.7
60	.2563	.01604	1206.7	28.06	1088.0
70	.3631	.01606	867.9	38.04	1092.3
80	.5069	.01608	633.1	48.02	1096.6
90	.6982	.01610	468.0	57.99	1100.9
100	.9492	.01613	350.4	67.97	1105.2
110	1.2748	.01617	265.4	77.94	1109.5
120	1.6924	.01620	203.27	87.92	1113.7
130	2.2225	.01625	157.34	97.90	1117.9
140	2.8886	.01629	123.01	107.89	1122.0
150	3.718	.01634	97.07	117.89	1126.1
160	4.741	.01639	77.29	127.89	1130.2
170	5.992	.01645	62.06	137.90	1134.2
180	7.510	.01651	50.23	147.92	1138.1
190	9.339	.01657	40.96	157.95	1142.0
200	11.526	.01663	33.64	167.99	1145.9
210	14.123	.01670	27.82	178.05	1149.7
220	17.186	.01677	23.15	188.13	1153.4
230	20.780	.01684	19.382	198.23	1157.0
240	24.969	.01692	16.323	208.34	1160.5
250	29.825	.01700	13.821	216.48	1164.0
260	35.429	.01709	11.763	228.64	1167.3
270	41.858	.01717	10.061	238.84	1170.6
280	49.203	.01726	8.645	249.06	1173.8
290	57.556	.01735	7.461	259.31	1176.8

TABLE 11-1 CONTINUED

Temp. (°F)	Abs. pressure (psia) P	Specific ¹ volume (ft ³ /lb)		Specific ² enthalpy (Btu/lb)	
		Liquid	Vapor	Liquid	Vapor
300	67.013	.01745	6.466	269.59	1179.7
310	77.68	.01755	5.626	279.92	1182.5
320	89.66	.01765	4.914	290.28	1185.2
330	103.06	.01776	4.307	300.68	1187.7
340	118.01	.01787	3.788	311.13	1190.1
350	134.63	.01799	3.342	321.63	1192.3
360	153.04	.01811	2.957	332.18	1194.4
370	173.37	.01823	2.625	342.79	1196.3
380	195.77	.01836	2.335	353.45	1198.1
390	220.37	.01850	2.0836	364.17	1199.6
400	247.31	.01864	1.8633	374.97	1201.0
410	276.75	.01878	1.6700	385.83	1202.1
420	308.83	.01894	1.5000	396.77	1203.1
430	343.72	.01910	1.3499	407.79	1203.8
440	381.59	.01926	1.2171	418.90	1204.3
450	422.6	.0194	1.0993	430.1	1204.6
460	466.9	.0196	0.9944	441.4	1204.6
470	514.7	.0198	.9009	452.8	1204.3
480	566.1	.0200	.8172	464.4	1203.7
490	621.4	.0202	.7423	476.0	1202.8
500	680.8	.0204	.6749	487.8	1201.7
520	812.4	.0209	.5594	511.9	1198.2
540	962.5	.0215	.4649	536.6	1193.2
560	1133.1	.0221	.3868	562.2	1186.4
580	1325.8	.0228	.3217	588.9	1177.3
600	1542.9	.0236	.2668	617.0	1165.5
620	1786.6	.0247	.2201	646.7	1150.3
640	2059.7	.0260	.1798	678.6	1130.5
660	2365.4	.0278	.1442	714.2	1104.4
680	2708.1	.0305	.1115	757.3	1067.2
700	3093.7	.0369	.0761	823.3	995.4
705.4	3206.2	.0503	.0503	902.7	902.7

¹ 1 ft³/lb = 0.062 m³/kg

² 1 Btu/lb = 2.2 kJ/kg