

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**“ESTUDIO DEL EFECTO TÉRMICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA FRÍA EN  
YACIMIENTOS DE PETRÓLEO (COMPARACIÓN ENTRE LOS  
SIMULADORES ECLIPSE 500 Y STARS)”**

Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al el título de  
Ingeniero de Petróleo por los  
bachilleres:

De Oliveira Coelho, Roberto  
Méndez Flórez, Sergio Augusto

Caracas, Junio del 2004

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**“ESTUDIO DEL EFECTO TÉRMICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA FRÍA EN  
YACIMIENTOS DE PETRÓLEO (COMPARACIÓN ENTRE LOS  
SIMULADORES ECLIPSE 500 Y STARS)”**

TUTOR ACADEMICO: Msc. Pedro Vaca González

Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la ilustre Universidad Central de  
Venezuela para optar al el título de  
Ingeniero de Petróleo por los  
bachilleres:

De Oliveira Coelho, Roberto  
Méndez Flórez, Sergio Augusto

Caracas, Junio del 2004

DEDICATORIA

A un ser muy especial en mi vida que, aunque no se encuentra presente físicamente, lo recuerdo todos los días y es en quien busco fuerzas para poder seguir adelante, **mi Papá**. A mi **Mamá** por ser parte de mí en toda mi vida, ayudándome, comprendiéndome en todo momento.

A DIOS, por haberme dado la vida y junto a ella una familia maravillosa de la cual siempre estaré agradecido.

Mi hermana **Tere**, mi segunda madre, siempre atenta escuchando todo lo que me pasa, preocupándose y ayudándome. Mi cuñado, por estar pendiente sólo cuando llego tarde. Mis sobrinos, aunque rebeldes, todos son diferentes y de carácter especial: Jessica, una chica madura, Andrea la más pequeña y tierna, Juan Carlos siempre esperando las cosas a última hora, José Miguel el más pequeño y sin embargo el más inteligente.

A mi hermano **Augusto** y su esposa **Patricia**, a quien debo parte de este gran sueño, por haber estado siempre pendientes, por confiar en mí en todo momento. **Luis** y **Manuel** por pensar en mí y darme también un voto de confianza.

A todos aquellos de que una u otra forma hicieron que este sueño se hiciera realidad, un sueño mío, pero compartido con todo ustedes por el resto de mi vida, los quiero mucho y siempre les estaré agradecidos de todo corazón.

*Roberto*

---

---

**DEDICATORIA**

*Este trabajo se lo dedico a la persona más grande de este mundo... "**mi mamá**"... quien siempre ha estado conmigo y ha velado por mi bienestar en todo momento. La admiro por su perseverancia en todas las cosas que hace.*

*También se lo dedico a **mi papá**, que aunque no estés conmigo en este momento, sé que estarías contento porque alcancé la meta que yo tanto quería.*

Sergio

---

---

## AGRADECIMIENTOS

Un día todos empezamos un sueño y otro día muy distinto esos sueños se hacen realidad. Todo esto es gracias a todas las personas que me han rodeado durante la realización de mi carrera.

A mi familia, por darme apoyo en todo momento que lo necesité, ayudándome a solucionar cualquier problema que se me presentase.

A mis amigos de toda la vida, Maryuli, Dayana, Iván, Yelitza, Dalila, Diomar, Gustavo, Carlos, Francisco, Luis, Lisbeth, Verónica, Adriana, Gabriela, María Eugenia, Nadya, Jenny, Nuny, Willians, Nathaly, por esos momentos de felicidad y tristeza a lo largo de la carrera. También con mis amigos de la sala de simulación, Héctor, Bárbara, Analis, Jorge, Lamuño, Mauricio.

A Sergio, mi compañero de tesis, más que compañero también amigo durante gran parte de mis estudios.

A la UCV, la casa que vence las sombras, por haberme dado la oportunidad de poder hacer mis estudios y ser un profesional.

A los profesores de la escuela de Petróleo, por hacerme crecer como persona, entendiendo los valores de ética y profesionalismo que debemos tener en nuestra vida.

A todos los que por alguna u otra razón están presentes en mi vida, puedo asegurar que todos han sido parte de este gran sueño, los quiero mucho.

Roberto

---

---

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi mamá, quien me ha enseñado a ser dedicado en mis estudios, me ha proporcionado su apoyo en cada momento que lo he necesitado y también porque sé que puedo contar con ella en cualquier momento.

A mi papá, que durante su vida me enseñó a tener personalidad, disciplina y porque compartió mis alegrías y mis tristezas.

A mis hermanos, César, Marcela y Elaine que de una u otra manera me ayudaron a la realización de este trabajo

Al profesor Pedro Vaca, por darme la oportunidad de realizar este tema de tesis y porque fue una de las pocas personas que de manera desinteresada estuvo siempre dispuesto a ayudarme cuando lo necesité.

A los profesores de la Escuela de Petróleo, que me enseñaron a creer en mí y a enfrentarme a los problemas que se me presentan en la vida de una manera objetiva.

A los mejores amigos que he tenido, Adriana, Carlos (Pestannnn), Dalila, Dayana, Diomar, Fermín, Francisco, Gabriela (chepina), Gustavo, Iván, Jenny (aaaa Jenny), Lisbeth, Luis Lucas, Maryuli, Maru Maru, Mary Gaby, María Eugenia P, Miguel, Nadya, Nuny, Nathaly (la catira), Rigoberto, Verónica, Yelitza, los cuales han compartido cada momento de mi vida. También quiero agradecerles a mis amigos de la sala de simulación, Analis, Barbara, Richard, Mauricio, Jorge y Lamuño que me ayudaron a hacer más llevaderos los días.

A Roberto, que aparte de ser mi compañero de tesis también forma parte de mis mejores amigos que han compartido cada momento de mi vida

A Mildred, por ser la persona más especial para mí...

---

---

De Oliveira Coelho, Roberto  
Méndez Flórez, Sergio Augusto

**“ESTUDIO DEL EFECTO TÉRMICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA FRÍA EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO (COMPARACIÓN ENTRE LOS SIMULADORES ECLIPSE 500 Y STARS)”**

Tutor académico: Msc. Pedro Vaca González.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2004, 133 páginas.

Palabras Claves: Simulación, Inyección de agua, Opción térmica, Efectos térmicos.

Al realizar estudios de simulación para modelar procesos de inyección de agua, normalmente no se toman en cuenta de manera apropiada, los efectos térmicos que ocurren en los alrededores del pozo inyector. Por tal motivo, de una u otra manera, se pone en riesgo el recobro óptimo de petróleo, ya que se aplicarían políticas de explotación y desarrollo que no son las más apropiadas. De esto nos podemos dar cuenta al constatar la escasez de estudios que se enfoquen de manera específica en los efectos que conlleva la inyección de agua fría en yacimientos de petróleo.

El objetivo primordial de este Trabajo Especial de Grado es simular con un modelo conceptual y con la ayuda de la opción térmica del Simulador ECLIPSE 500<sup>®</sup>, la disminución de temperatura que puede ocurrir en los alrededores del pozo inyector, producto de la inyección de agua a una temperatura menor que la del yacimiento. De esta manera se podrá evaluar el efecto que este choque térmico puede ocasionar tanto en las propiedades de la roca como de los fluidos, tomando como punto de referencia el simulador STARS<sup>®</sup>. Para el alcance de los objetivos se realizaron diferentes sensibilidades a los parámetros que afectan o son afectados por este efecto, como lo son la permeabilidad, la temperatura de inyección y la de yacimiento, la viscosidad, entre otros.

---

---

## ÍNDICE

	<b>Página</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	VIII
<b>ÍNDICE DE GRÁFICAS</b> .....	XI
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	XIII
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	XV
<b>TRODUCCIÓN</b> .....	- 1 -
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INYECCIÓN DE AGUA</b>	
1.1.- Antecedentes.....	- 4 -
1.2.- Factores que controlan la recuperación de petróleo.....	- 5 -
1.2.1.- Geometría del yacimiento.....	- 5 -
1.2.2.- Litología.....	- 5 -
1.2.3.- Profundidad del yacimiento.....	- 6 -
1.3.- Patrones básicos de flujo.....	- 6 -
1.4.- Efecto de la temperatura del agua de inyección sobre el índice de inyectividad.....	- 8 -
1.5.- Efectos de la inyección de agua en yacimientos estratificados.....	- 12 -
1.5.1.- Inyección de agua proporcional a su permeabilidad física y espesor.....	- 13 -
1.5.2.- Inyección de agua bajo una presión determinada sobre la cara del pozo.....	- 13 -
1.6.- Fracturamiento inducido por cambios de temperaturas de inyección de agua.....	- 14 -
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA</b>	
2.1.- Simulación de yacimientos.....	- 19 -
2.2.- Modelo de simulación.....	- 22 -
2.3.- Formulación del modelo de simulación (opción térmica).....	- 23 -

---

---

2.4.-	Uso de la opción térmica del simulador ECLIPSE .....	- 26 -
2.5.-	Uso del simulador STARS .....	- 32 -
2.6.-	Controles de salidas de las secciones .....	- 34 -

### **CAPÍTULO III**

#### **METODOLOGÍA**

3.1.-	Revisión Bibliográfica .....	- 37 -
3.2.-	Manejo del Simulador ECLIPSE .....	- 38 -
3.3.-	Construcción del Caso Base	
3.3.1.-	Construcción del Caso Base para el simulador ECLIPSE 500 .....	- 38 -
3.3.2.-	Construcción de la malla.....	- 38 -
3.3.3.-	Propiedades de la roca.....	- 39 -
3.3.4.-	Propiedades de los fluidos.....	- 40 -
3.3.5.-	Construcción del Caso Base para el Simulador STARS.....	- 45 -
3.4.-	Sensibilidades del Caso Base .....	- 47 -
3.5.-	Análisis de resultados .....	- 50 -
3.6.-	Conclusiones y recomendaciones .....	- 50 -

### **CAPÍTULO IV**

#### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

4.1.-	Comparación del Caso Base con el caso donde se varían las temperaturas de inyección de agua .....	- 52 -
4.2.-	Comparación del Caso Base con el caso donde se varían las temperaturas de yacimiento.....	- 61 -
4.3.-	Comparación del Caso Base con el caso donde se varían las viscosidades del petróleo .....	- 71 -
4.4.-	Comparación del Caso Base con el caso donde se varían las permeabilidades de la roca tanto vertical (Kz) como areal (Kx, Ky).....	- 77 -

---

---

4.5.- Comparación del Caso Base con el caso donde se varían propiedades de la roca e inyectando agua a una temperatura de 60 F.....	- 81 -
4.6.- Comparación del Caso Base con el caso inclinado .....	- 84 -
4.7.- Comparación del Caso Base entre los simuladores ECLIPSE y el STARS .....	- 88

**CAPITULO V**

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**CAPÍTULO VI**

<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	- 96 -
---------------------------	--------

<b>Apéndice A</b> .....	- 98 -
-------------------------	--------

<b>Apéndice B</b> .....	- 99 -
-------------------------	--------

<b>Apéndice C</b> .....	- 102 -
-------------------------	---------

---

---

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Página

Gráfica 4.1.- Comportamiento de la viscosidad para diferentes celdas  
ubicadas en la capa cinco del modelo simulado vs tiempo en años..... - 54 -

Gráfica 4.2.- Temperatura en la zona refinada para cada capa vs tiempo en  
años..... - 56 -

Gráfica 4.3.- Registro de temperatura del pozo observador vs tiempo en  
(d-m-a)..... - 57 -

Gráfica 4.4.- Índice de inyectividad para diferentes temperaturas de inyección  
vs tiempo en años..... - 58 -

Gráfica 4.5.- Factor de recobro para los casos donde se inyecta agua a  
diferentes temperaturas vs tiempo en años..... - 60 -

Gráfica 4.6.- Flujo fraccional y corte de agua para los yacimientos con  
distintas temperaturas ..... - 61 -

Gráfica 4.7.- Temperatura de la zona refinada vs tiempo en años ..... - 63 -

Gráfica 4.8.- Viscosidad del petróleo para diferentes temperatura de  
yacimiento vs tiempo en años..... - 65 -

Gráfica 4.9.- Volumen de agua total inyectado vs tiempo en años ..... - 66 -

Gráfica 4.10.- Índice de inyectividad para diferentes temperaturas del modelo  
de simulación vs tiempo en años..... - 68 -

Gráfica 4.11.- Factor de recobro para diferentes temperaturas del modelo de  
simulación vs tiempo en años..... - 69 -

Gráfica 4.12.- Factor de recobro inyectando agua a 60 F y a la temperatura del  
yacimiento vs tiempo en años..... - 70 -

Gráfica 4.13.- Factor de recobro para distintas viscosidades de petróleo vs  
tiempo en años ..... - 73 -

Gráfica 4.14.- Corte de agua (caso donde se inyecta agua a una temperatura  
de 60 F)vs tiempo en años ..... - 74 -

Gráfica 4.15.- Factor de recobro para distintas viscosidades de petróleo vs  
tiempo en años ..... - 75 -

**Página**

Gráfica 4.16.- Factor de recobro para distintas viscosidades de petróleo (inyectando agua a una temperatura de 150 F) vs tiempo en años.....	- 76 -
Gráfica 4.17.- Producción total petróleo variando la permeabilidad vertical (“Kz”) vs tiempo en años.....	- 79 -
Gráfica 4.18.- Producción de petróleo total variando la permeabilidad areal (“Kx” y “Ky”) vs tiempo en años .....	- 80 -
Gráfica 4.19.- Temperatura de la zona refinada para diferentes valores de conductividad térmica y capacidad calorífica de la roca vs tiempo en años .....	- 82 -
Gráfica 4.20.- Comportamiento del factor de recobro para diferentes valores de conductividad térmica así como de capacidad calorífica de la roca vs tiempo en años .....	- 83 -
Gráfica 4.21.- Viscosidad en la celda (14,14) variando conductividad térmica de la roca así como capacidad calorífica de la roca vs tiempo en años	- 84 -
Gráfica 4.22.- Temperatura para diferentes celdas ubicadas buzamiento abajo y arriba vs años .....	- 86 -
Gráfica 4.23.- Temperatura para diferentes celdas ubicadas buzamiento abajo y arriba (capacidad calorífica y conductividad térmica de la roca igual a 5 Btu/ft/dia/F y 5 Btu/ft <sup>3</sup> /F respectivamente) vs años. ....	- 87 -
Gráfica 4.24.- Temperatura para diferentes celdas ubicadas buzamiento abajo y arriba (yacimiento inclinado 17,74 <sup>o</sup> ) vs tiempo en años .....	- 88 -
Gráfica 4.25.- Temperatura del refinamiento para el simulador STARS .....	- 89 -
Gráfica 4.26.- Diferencia de agua inyectada acumulada entre capas del yacimiento vs tiempo en años.....	- 90 -
Gráfica 4.27.- Viscosidad en la capa 4 para el simulador STARS vs tiempo en años.....	- 91 -
Gráfica 4.28.- Tasa de inyección de agua para los simuladores ECLIPSE y STARS vs tiempo en años.....	- 92 -

---

---

**ÍNDICE DE FIGURAS**

	<b>Página</b>
Figura 1.1.- Arreglos de Pozos .....	- 7 -
Figura 1.2.- Modelo lineal .....	- 9 -
Figura 1.3.- Comportamiento del índice de inyectividad con respecto al tiempo .....	- 11 -
Figura 1.4.- Fracturamiento Térmico.....	- 15 -
Figura 1.5.- Efecto de la temperatura de inyección en la caída de presión	- 16 -
Figura 3.1.- Malla tridimensional .....	- 21 -
Figura 2.2.- “Data Manager Module” .....	- 27 -
Figura 2.3.- “Case Definition Manager” .....	- 27 -
Figura 2.4.- “Data Manager Module- Grid Section” .....	- 28 -
Figura 2.5.- “Data Manager Module-Grid Section-Grid Keyword Section” ..	- 29 -
Figura 2.6.- “Data Manager Module-PVT Section-PVT Keywords” .....	- 30 -
Figura 2.7.- “Data Manager Module-Initialisation Section” .....	- 31 -
Figura 3.1.- Esquema empleado para la realización del estudio.....	- 37 -
Figura 3.2.- Malla tridimensional .....	- 39 -
Figura 3.3.- Densidad de los fluidos.....	- 40 -
Figura 3.4.- Ubicación de los pozos.....	- 42 -
Figura 3.5.- Datos de entrada para la especificación de los pozos.....	- 43 -
Figura 3.6.- Datos de entrada para la completación de los pozos .....	- 43 -
Figura 3.7.- Datos de entrada para controlar los pozos productores .....	- 44 -
Figura 3.8.- Datos de entrada para controlar el pozo inyector .....	- 45 -
Figura 3.9.- Datos de entrada de la temperatura de inyección .....	- 45 -
Figura 3.10.- Sección inicial de STARS .....	- 47 -
Figura 4.1.- Vista 3D y sección transversal del modelo utilizado .....	- 52 -
Figura 4.2.- Perfil de viscosidad del petróleo para diferentes temperaturas de inyección.....	- 53 -
Figura 4.3.- Perfil de temperatura para diferentes temperaturas de yacimientos .....	- 64 -

---



---

**Página**

Figura 4.3.- Perfil de temperatura para los casos en que se tiene “Kz”= 100,  
30, 10 y 0 md ..... - 78 -

Figura 4.4.- Vista 3D y sección transversal del modelo utilizado ..... - 85 -

## **ÍNDICE DE TABLAS**

	<b>Página</b>
Tabla 1.1.- Características de los arreglos de pozos .....	- 6 -
Tabla 2.2 Comando de archivos salidas del simulador ECLIPSE.....	- 33 -
Tabla 3.1.- Dimensiones de la celda.....	- 39 -
Tabla 3.2.- Sensibilidades Realizadas al Caso Base.....	- 48 -
Tabla 4.1.- Factor de recobro a distintas temperaturas de yacimiento .....	- 71 -
Tabla 4.2.- Variaciones realizadas a la viscosidad del petróleo en el Keyword "Olvisvict" .....	- 72 -
Tabla 4.3.- Variación de las permeabilidades Kx, Ky, Kz.....	- 77 -
Tabla 4.4.- Variación de las propiedades de la roca .....	- 81 -

---

---

## **I INTRODUCCIÓN**

Cuando el yacimiento pierde la capacidad para producir de manera natural el petróleo que está en su interior, es necesario recurrir a un restablecimiento de esa energía y eso se logra usualmente implementado un mecanismo de inyección de fluidos como método de recuperación secundaria para así continuar con dicha producción. Uno de esos fluidos que se puede utilizar en la inyección es el agua, debido a que es el que presenta una mayor aceptación en la industria ya sea por su disponibilidad, por la eficiencia que tiene para desplazar al petróleo o por ser relativamente más económico.

Sin embargo, es necesario realizar estudios previos para determinar la compatibilidad de este fluido con el medio con el que va a interactuar, así como otros factores que pueden hacer menos favorable tanto la inyección de agua como la producción de petróleo. Entre esos factores se puede mencionar la temperatura, ya que normalmente este fluido es inyectado a una temperatura que es mucho menor a la del yacimiento, trayendo como consecuencia que existan cambios en los alrededores del pozo inyector debido al choque térmico que puede producirse entre el agua inyectada y la roca, así como con los fluidos presentes. Estos cambios pueden ocurrir tanto en las propiedades del petróleo como en la roca.

En la actualidad esos estudios son realizados con paquetes o programas de simulación, los cuales dependiendo de la calidad de los datos de entrada, pudieran arrojar resultados correctos o incorrectos. Es por eso que es necesario recabar la mayor información que sea posible con el objeto de reducir el riesgo de incertidumbre a la hora de tomar decisiones basadas en los cálculos de estos programas; sin embargo se está consciente que muchas veces esa información no está disponible por uno u otro motivo.

El objetivo primordial de este Trabajo Especial de Grado es simular con un modelo conceptual, y con la ayuda de la opción térmica del Simulador ECLIPSE

500<sup>®</sup>, la disminución de temperatura que puede ocurrir en los alrededores del pozo inyector producto de la inyección de agua a una temperatura menor que la del yacimiento. De esta manera se podrá evaluar el efecto que este choque térmico puede ocasionar tanto en las propiedades de la roca como de los fluidos, tomando como punto de referencia el simulador STARS<sup>®</sup>. Para el alcance de los objetivos se realizaron diferentes sensibilidades a los parámetros que son afectados por este efecto, como lo son la permeabilidad, la temperatura de inyección y la de yacimiento, la viscosidad entre otros.

# Capítulo I

## I INYECCIÓN DE AGUA

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación son generalmente complementadas mediante la inyección de agua y gas con el fin de incrementar la energía y, por consecuencia, obtener una mayor recuperación de petróleo. Se han implementado otras tecnologías para recuperar hidrocarburos, sin embargo su aplicación ha sido limitada debido a la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Es por eso que la inyección de agua, así como la del gas, continúa siendo uno de los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

### 1.1 Antecedentes

Según Magdalena Ferrer <sup>[1]</sup> en el año de 1865 en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, se dio origen a la inyección de agua. Este evento sucedió por accidente debido a que el agua que provenía desde alguna acumulación, que se encontraba a poca profundidad, se desplazaba hacia el intervalo productor aumentando la producción de petróleo en los pozos vecinos.

En esa época se pensaba que la inyección de agua era para mantener la presión. Sin embargo, cuando se dieron cuenta que el frente de agua había entrado al yacimiento y como consecuencia de ello la producción de petróleo había mejorado notablemente, fue cuando vieron desde otra perspectiva la aplicabilidad de este proceso. Al comenzar a producir con la ayuda de la inyección de agua, pero ya con otro enfoque, se puso en práctica un patrón de flujo que se denominaba invasión circular, el cual consistía en inyectar agua por un solo pozo y cuando el frente invadía los pozos productores que estaban en los alrededores, éstos pasaban a ser inyectores también para aumentar de esta manera el frente de invasión.

Como consecuencia de la búsqueda de nuevos arreglos para aumentar el recobro de petróleo, la invasión circular que se conocía para esa época fue sustituida por un arreglo en línea y posteriormente cambiada por un arreglo de cinco pozos. De 1940 en adelante la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y permitió mayores tasas de inyección-producción. Ya en la actualidad, es el principal y más conocido método de recuperación secundaria.

En Venezuela la inyección de agua se inició en el año de 1966 en proyectos del Campo Oficina, pero estos fueron suspendidos por presentarse problemas de canalizaciones. En el occidente del país, las experiencias se remontan hasta el año de 1959 cuando se inyectaban las aguas efluentes de los yacimientos del lago de Maracaibo con fines de mantener la presión, pero fue en el año de 1979 cuando en la cuenca de Maracaibo se comienza la inyección de agua mediante los arreglos de pozos.<sup>[1]</sup>

## **1.2.- Factores que controlan la recuperación de petróleo**

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua es necesario considerar los siguientes factores:

1.2.1.- Geometría del yacimiento: la estructura y estratigrafía del mismo controlan la localización de los pozos y en gran medida determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de agua o de gas.

1.2.2.- Litología: es un factor de notable influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas de un yacimiento en particular, debido a que la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcillas son factores litológicos que afectan la invasión.

1.2.3.- Profundidad del yacimiento: la saturación de petróleo residual es más baja en yacimientos profundos que en yacimientos someros. También es necesario emplear mayores presiones en superficie para inyectar el fluido así como un amplio espaciamiento entre pozos. En consecuencia la recuperación de petróleo extra se ve influenciada por este factor.<sup>[1]</sup>

### 1.3.- Patrones básicos de flujo.

Anteriormente los pozos eran espaciados de una manera irregular, sin embargo una vez que se fue entendiendo el comportamiento de los yacimientos se dio origen a los arreglos y espaciamientos uniformes, lo que significa que a la hora de planificar un proceso de recuperación secundaria el campo estaría desarrollado basándose en un arreglo regular entre pozos productores e inyectores formando figuras geométricas. En la actualidad existe una gran variedad de arreglos entre los pozos inyectores-productores, de los cuales los más comunes son mostrados en la figura 1.1

Cabe comentar sobre la figura 1.1 que los arreglos de dos y tres pozos que aparecen identificados como 1 y 2 son patrones para posibles pruebas piloto de inyección de agua, también el termino “invertido” que identifica a las figuras f) y h) es utilizado para hacer referencia a un tipo de arreglo en especial, señalando que tiene un solo pozo inyector por patrón. En la tabla 1.1 se da de una manera resumida las características de los tipos de arreglos más comunes.<sup>[1,2]</sup>

**Tabla 1.1.- Características de los arreglos de pozos**

TIPOS DE ARREGLOS	RELACION ENTRE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES	PATRÓN REQUERIDO
Cuatro Pozos	2	Triángulo equilátero
Cinco Pozos	1	Cuadrado
Siete Pozos	1/2	Cuadrado
Invertido De Siete Pozos	2	Triángulo Equilátero
Nueve Pozos	1/3	Cuadrado
Invertido De Nueve Pozos	3	Cuadrado
Empuje De Línea Directa	1	Rectángulo
Empuje De Línea Alterna	1	Modificación del arreglo de empuje de línea directa, desplazando los pozos inyectores a lo largo de su línea

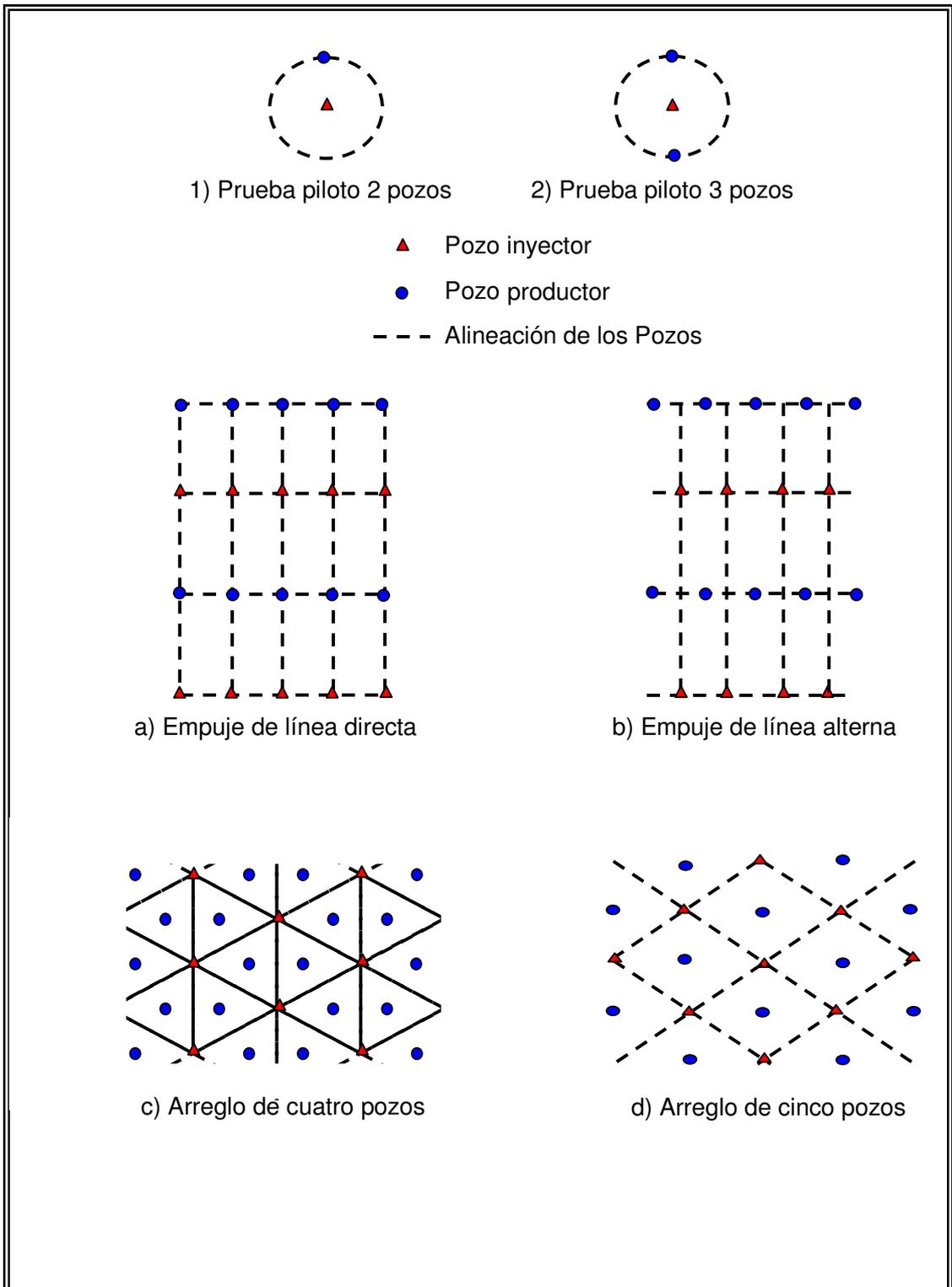


Figura 1.1.- Arreglos de Pozos

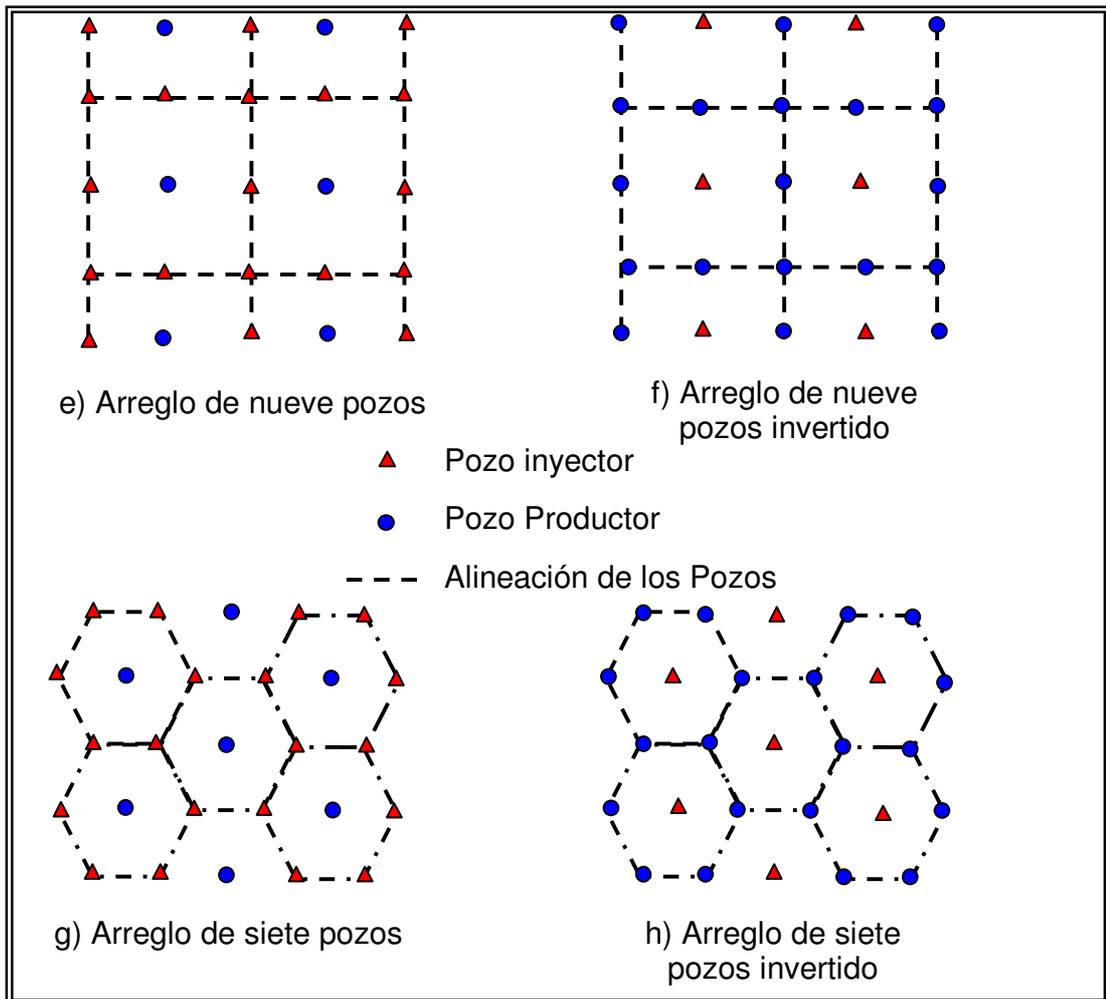


Figura 1.1.- Arreglos de Pozos (continuación)

**1.4.- Efecto de la temperatura del agua de inyección sobre el índice de inyectividad.**

Muchos de los campos petroleros de grandes dimensiones que han venido siendo explotados durante años, han sido sometidos a un proceso de inyección de agua para evitar que su presión decline drásticamente, pues de no controlarse esa pérdida de energía, en algunos casos se conduciría a una producción inapropiada de petróleo.

Existen otros factores como la calidad del agua que se va a inyectar, el BHP del pozo inyector, los cuales pueden generar una disminución en el índice de inyectividad. También, durante un proceso de inyección, la temperatura del agua juega un papel muy importante dentro de la eficiencia del proceso y esto se debe a que la viscosidad del agua inyectada se ve relacionada directamente con la temperatura. Por lo tanto a una alta viscosidad se requerirá un mayor diferencial de presión para mantener la misma tasa de inyección. En consecuencia es de esperar una disminución en el índice de inyectividad debido al uso del agua a condiciones ambientales para un mismo diferencial de presión.

Para representar el efecto que tiene la temperatura sobre el índice de inyectividad los investigadores se basaron en la ley de Darcy, tomando en cuenta un modelo lineal (Figura 1.2), y se comparó con los resultados obtenidos de un simulador térmico.

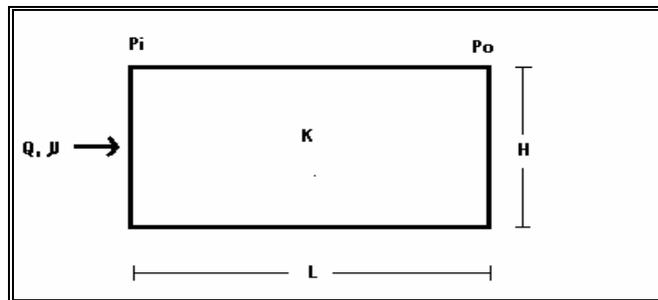


Figura 1.2.- Modelo lineal

Partiendo de la ley de Darcy (ecuación 1.1) y tomando en cuenta que las variables presentes en esa ecuación permanecerán constantes a excepción de la viscosidad, la cual variará con respecto al cambio de temperatura del fluido (en este caso agua), se tiene:

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \dots\dots\dots (1.1)$$

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu(T)L} \dots\dots\dots (1.2)$$

$$\Pi = \frac{q}{\Delta P} \dots\dots\dots (1.3)$$

Al sustituir la ecuación (1.2) en la ecuación (1.3) y reagrupando términos se obtiene que el índice de inyectividad es inversamente proporcional a la viscosidad del agua inyectada, donde la viscosidad viene dada en función de su temperatura. Por lo tanto se tiene:

$$\Pi = \frac{\cancel{KA\Delta P}}{\mu(T)L \cancel{\Delta P}} \dots\dots\dots (1.4)$$

$$\Pi = \frac{KA}{L} \frac{1}{\mu(T)} \dots\dots\dots (1.5)$$

Al relacionar la ecuación (1.5) para dos temperaturas diferentes, se llega a la conclusión de que al disminuir la temperatura del agua, la viscosidad aumentará causando una caída en el índice de inyectividad. Sin embargo no hay ningún indicativo de que este efecto ocurre sólo al principio de la inyección o si se mantiene con respecto al tiempo mientras se continúa con la inyección de agua.

$$\Pi_1 = \frac{KA}{L} \frac{1}{\mu_1} \dots\dots\dots (1.6)$$

$$\Pi_2 = \frac{KA}{L} \frac{1}{\mu_2} \dots\dots\dots (1.7)$$

$$\frac{\Pi_1}{\Pi_2} = \frac{\cancel{KA} \frac{1}{\mu_1}}{\cancel{KA} \frac{1}{\mu_2}} = \frac{\mu_2}{\mu_1} \dots\dots\dots (1.8)$$

Si  $\mu_1 > \mu_2$ , entonces  $\Pi_1 < \Pi_2$

Luego de realizar la formulación teórica que llevó a las conclusiones anteriores, se estudió el efecto que podría presentar la inyección de agua a 100 F en un yacimiento que tenía una temperatura de 188 F, mediante un simulador térmico. El resultado de esta corrida se muestra en la figura 1.3. La gráfica constituye la curva del índice de inyectividad normalizada (la relación entre el índice de inyectividad a 100 F y el índice de inyectividad a 188 F) versus el tiempo en años.

En ella se muestran dos tendencias: 1) una clara caída en el índice de inyectividad después de la inyección del agua fría en los primeros tres meses del proceso y 2) posterior a los tres meses, se produce una estabilización.

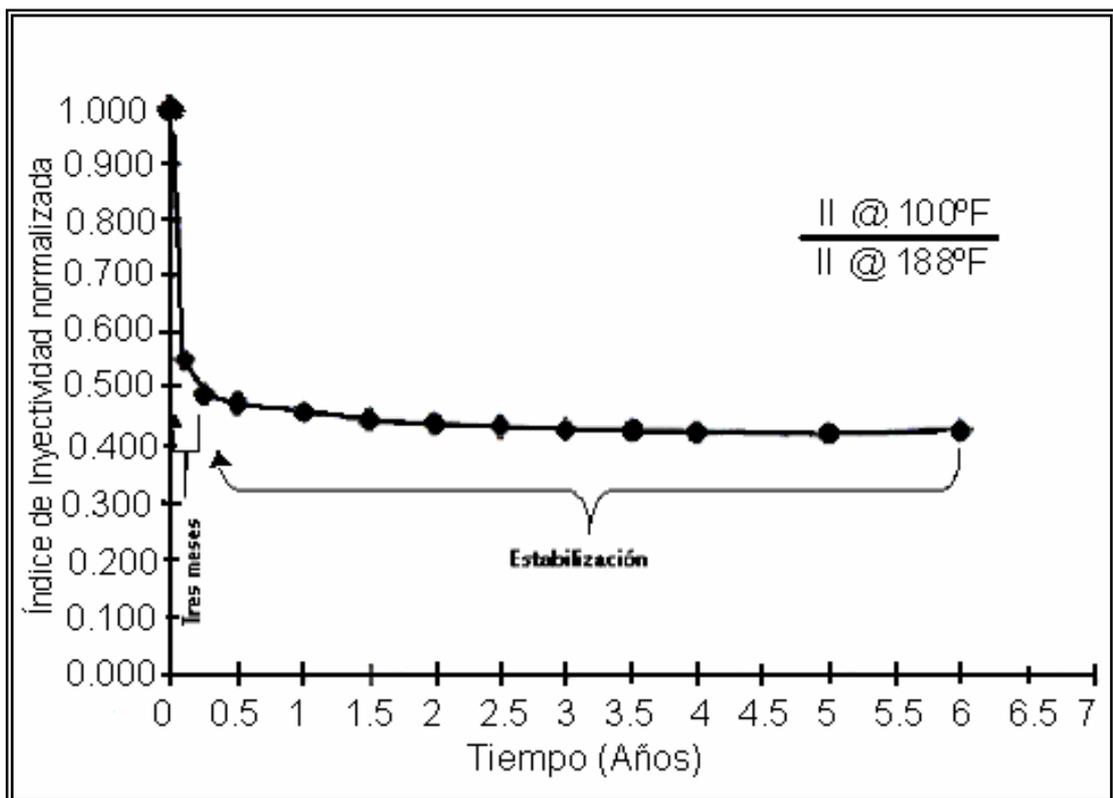


Figura 1.3.- Comportamiento del índice de inyectividad con respecto al tiempo

Los resultados obtenidos por A. M. Al Amada <sup>[3]</sup>, tanto de manera teórica como con el uso de un simulador térmico, fueron los mismos. Se realizó un

seguimiento a dos de las siete arenas que conformaban un campo de grandes dimensiones ubicado en el Golfo de Arabia, las cuales fueron denominadas arena-A y arena-B. Al inicio de la producción se inyectaba el agua proveniente del acuífero el cual tenía una temperatura promedio de 160 F. En la arena-A la temperatura era de 240 F y en la arena-B la temperatura era de 190 F por lo que la diferencia entre las arenas y el agua de mar inyectada (asumiendo que el agua presentara un promedio de 80 F) era de 160 F y 110 F, para la arena-A y para la arena-B, respectivamente.

A pesar de esperar una disminución en el índice de inyectividad en ambas arenas, solo se reportó esta disminución para la arena-A mientras que para la arena-B la disminución fue muy leve. Esto se puede atribuir a que en la arena-A, después de doce años de inyección continua de agua del acuífero a 160 F, se hizo un cambio de fluido de inyección, siendo éste agua de mar a temperatura de 80 F, mientras que para el caso de la arena-B se inyectó a tasas muy bajas por los primeros nueve meses, lo que probablemente causó un enfriamiento más gradual en los alrededores del pozo. Ya para el momento en que se comienza a inyectar a mayores tasas la diferencia de temperatura entre el agua inyectada y la formación era mucho menor en la arena-B que en la arena-A. <sup>[3]</sup>

### **1.5.- Efectos de la inyección de agua en yacimientos estratificados.**

Como se hizo referencia anteriormente, en ocasiones los grandes yacimientos de petróleo son explotados con la aplicación de la inyección de agua y gas para mantener la energía interna. Usualmente cada yacimiento de petróleo está constituido por un número de capas productoras que se encuentran separadas por diversas capas impermeables que son relativamente delgadas.

Al inyectar agua a una temperatura mucho más baja que la temperatura inicial del yacimiento, esta inyección puede llevar a un enfriamiento esencial en la

zona barrida así como delante del frente del contacto agua-petróleo, es decir delante del frente de invasión que se mueve en la capa más permeable.

Para estudiar este fenómeno, L. Rubinstein <sup>[4]</sup> diseñó un modelo matemático que describiera el comportamiento de la influencia de la inyección del agua fría en yacimientos estratificados. Al realizar ciertas asunciones para facilitar los cálculos, fueron considerados dos casos manteniendo la temperatura del agua en la cara del pozo constante:

#### 1.5.1.- Inyección de agua proporcional a su permeabilidad física y espesor

De este caso se concluyó que la influencia de la inyección del agua fría (así como la inyección de agua caliente) en yacimientos de petróleos estratificados puede ser considerada como lo suficientemente pequeña como para obviarla, si es posible mantener a un nivel determinado la tasa de inyección proporcional a su permeabilidad física y a su espesor en cada una de las capas, las cuales son consideradas por separadas. Esta conclusión está relacionada con esos casos donde no existen otras variables que obliguen a ser mucho más cuidadoso con las consideraciones tomadas. Tal es el caso del campo de petróleo “Manggyshlak Peninsula, Western Kazachstan”, Rusia, donde el petróleo que está presente en el yacimiento tiene una solución casi saturada de componentes parafínicos. En este caso la reducción de la temperatura, simultáneamente con la disminución de la presión, podría llevar a una depositación de la parafina en los poros y a la correspondiente reducción de la permeabilidad.

#### 1.5.2.- Inyección de agua bajo una presión determinada sobre la cara del pozo

De este segundo caso se concluyó que la influencia de la temperatura entre los estratos de diferentes permeabilidades llevaba a una marcada redistribución de la resistencia al paso del fluido, esto para el caso en que se considera el

mantenimiento de la caída de presión entre el pozo inyector y los productores. Esta redistribución puede conducir en algunos casos a perder la productividad de estratos de baja permeabilidad o, en el peor de los casos, a la pérdida casi completa. Por lo tanto para solventar este problema se puede calentar el agua que se va a inyectar a una temperatura aproximadamente igual a la temperatura inicial del yacimiento. Esta acción es económicamente admisible pero tal tratamiento se debe aplicar naturalmente desde el principio de la explotación del yacimiento.<sup>[4]</sup>

#### **1.6.- Fracturamiento inducido por cambios de temperatura del agua inyectada.**

La inyección de agua o de otros fluidos en el yacimiento por largos períodos de tiempo genera esfuerzos debido a una disminución de la temperatura de la formación, así como el incremento de la presión de poros. Dependiendo de la manera como se inyecte y de la temperatura del yacimiento, estos cambios pueden tener un efecto en el estado in-situ de los esfuerzos, lo que es suficiente para dar lugar al inicio de una fractura.<sup>[5]</sup>

A medida que aumenta la profundidad, las rocas son sometidas a grandes esfuerzos de compresión. Por ejemplo para profundidades que superan los 3000 ft (1000 mts) el esfuerzo vertical es normalmente mayor al esfuerzo horizontal. La magnitud del esfuerzo horizontal varía con respecto a la dirección que tome éste. Un rango típico del mínimo esfuerzo horizontal se encuentra entre 0,65 y 0,8 lpc/pie de profundidad. La inyección de agua a temperaturas menores que la temperatura del yacimiento produce un enfriamiento que a su vez conlleva a una contracción de la roca en los alrededores del pozo inyector. Esa contracción genera un componente de esfuerzo de tensión interna, llamado esfuerzo termo-elástico, que reduce el esfuerzo de compresión inicial. La reducción del esfuerzo termo-elástico puede alcanzar 10 lpc por F de enfriamiento (100 KPa/°C).

Los valores del esfuerzo termo-elástico aumentan linealmente con respecto a los cambios de temperatura y depende de la forma de la región enfriada, así como de las propiedades de la roca. Por ejemplo, al inyectar agua de mar a una temperatura promedio de 50 F (10°C) en un yacimiento que tiene una profundidad de 10.000 pies (3000 mts) y una temperatura inicial de 250 F (120°C), el esfuerzo termo-elástico se reduciría hasta 2000 lpc (14Mpa), el cual es un factor muy significativo en el crecimiento de una fractura. En la figura 1.4 se puede observar la propagación de una fractura en los alrededores del pozo al inyectar agua fría (a condiciones ambientales).<sup>[6,7]</sup>

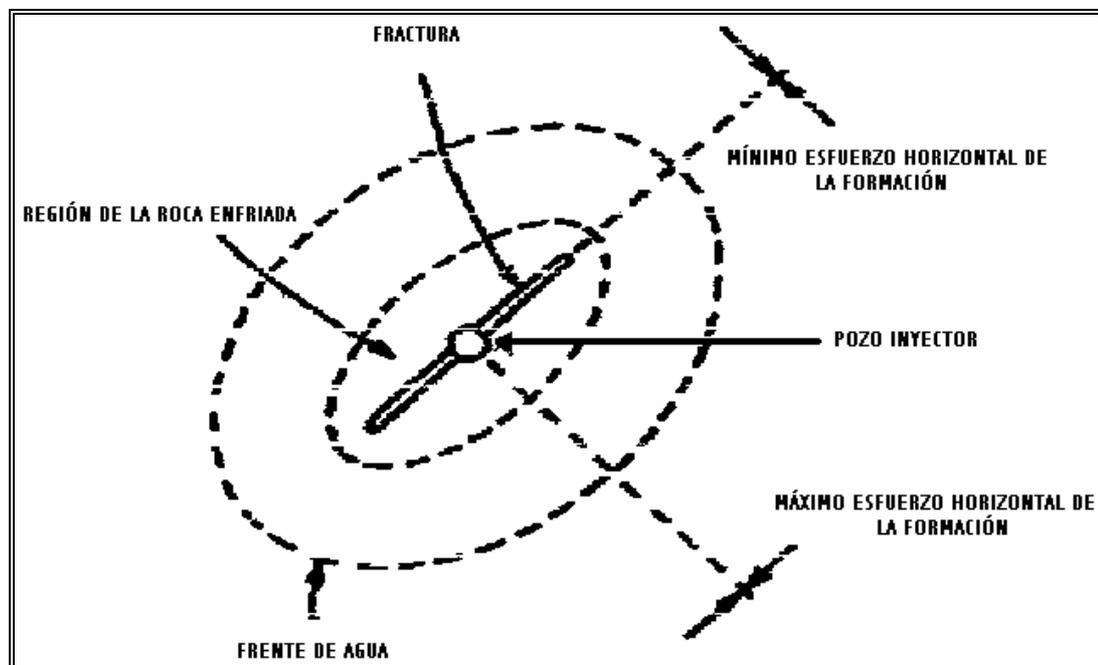


Figura 1.4.- Fracturamiento Térmico

En investigaciones realizadas por Herbert G. Weinstein<sup>[8]</sup> para estudiar el efecto térmico en un proceso de inyección de agua a condiciones ambientales, se desarrollaron dos modelos: uno sin fracturas y otro con fractura vertical. Las características físicas se presentan en el apéndice A.

Se comienza con las pruebas de inyección de agua variando la temperatura del agua inyectada desde 70 F hasta alcanzar 285 F con la finalidad de evaluar el

efecto que tiene el calentar este fluido. Pasados cien días de inyección continua de agua se observa que el  $\Delta P$  presenta una fuerte dependencia con la temperatura del agua inyectada, pues para pequeños incrementos en la temperatura se produce una marcada disminución en el  $\Delta P$ . Para el modelo con fractura la disminución del  $\Delta P$  con el aumento de la temperatura no es tan pronunciada como es el caso del modelo sin fractura (figura 1.5).

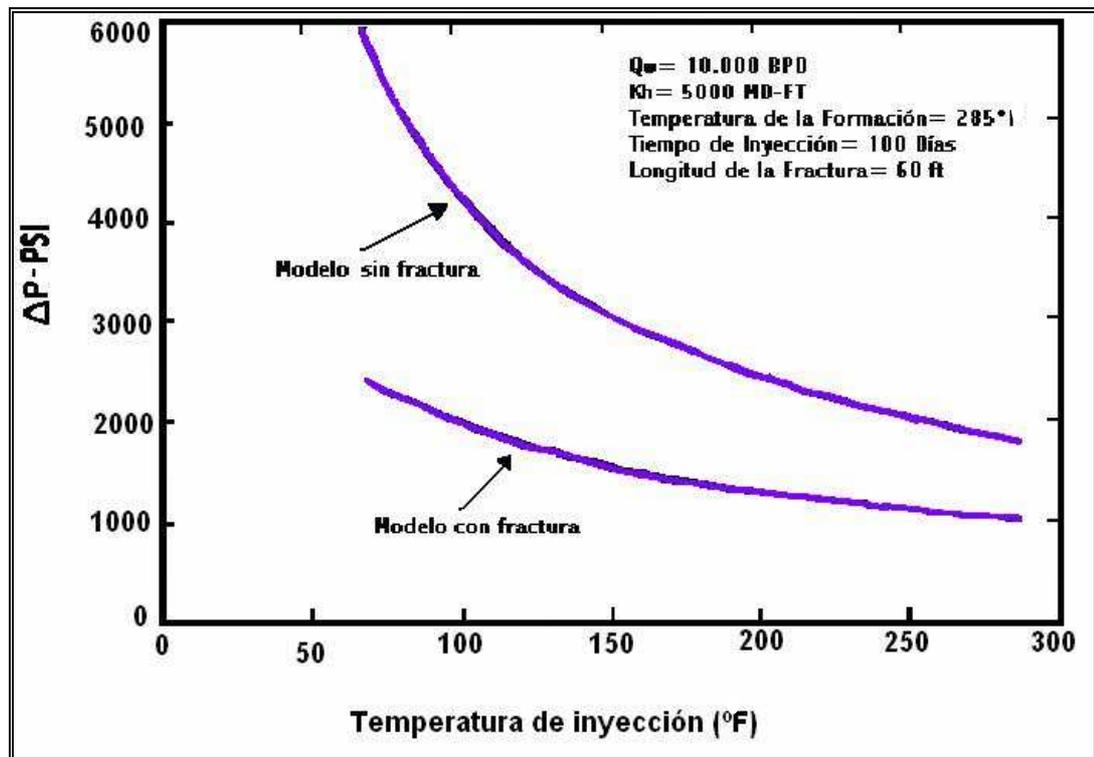


Figura 1.5.- Efecto de la temperatura de inyección en la caída de presión

Estos cambios se deben a la notable diferencia entre la temperatura del agua inyectada y el de la formación, lo cual genera un aumento en la viscosidad tanto del petróleo como la del agua en las cercanías del pozo inyector. Como consecuencia de esto es necesario aumentar la presión de inyección en la superficie para continuar inyectando a las tasas predefinidas. Una manera de solucionar estos inconvenientes es calentando el agua que se pretende inyectar o en su defecto fracturar la formación con el fin de disminuir la resistencia del flujo en los alrededores del pozo. <sup>[8]</sup>

Al realizar estudios de simulación para modelar procesos de inyección de agua, normalmente no se toman en cuenta como debe de ser, los efectos que se mencionan anteriormente, por tal motivo de una u otra manera se pone en riesgo el recobro óptimo de petróleo ya que se aplicarían políticas de explotación y desarrollo que no son las más apropiadas. De esto nos podemos dar cuenta al constatar la escasez de estudios que se enfoquen de manera específica en los efectos que conlleva la inyección de agua fría en yacimientos de petróleo.

Existen algunas empresas encargadas de la planificación, producción y desarrollo de los campos petroleros que, a la hora de realizar estudios para planificar un proceso de inyección de agua, simulan modelos del área mediante el uso de simuladores isotérmicos, los cuales, por no estar diseñados para tomar en cuenta factores que generan efectos tanto en la roca como en las propiedades de los fluidos, producen resultados poco precisos que pudieran poner en riesgo el éxito de los proyectos. Tomando en cuenta todo lo anterior, fue lo que condujo a la idea de desarrollar un estudio como el que se presenta en este Trabajo Especial de Grado.

## Capítulo II

## **II SIMULACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA**

### **2.1- Simulación de yacimientos**

El objetivo principal de la ingeniería de yacimiento es evaluar el comportamiento de los yacimientos que están sometidos a diferentes esquemas de producción. Hoy en día, el propósito sigue siendo el mismo, sin embargo la manera de llevarlo a cabo ha cambiado en forma determinante. Se han utilizado curvas de declinación, modelos físicos, entre otros, hasta llegar, en fecha relativamente reciente, a la Simulación Numérica de Yacimientos.

La Simulación Numérica de Yacimientos se basa en la construcción y puesta en ejecución de un modelo que aún si este no presenta las características originales del yacimiento, sus resultados pueden ser representativos y de gran utilidad. El modelo matemático que lo representa es un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales las cuales, sujetas a las condiciones iniciales y de bordes específicas del yacimiento, describen los principios físicos básicos que aplican al yacimiento, tales como: conservación de la energía, conservación del momentum y ecuaciones de estado. Generalmente estas ecuaciones no son lineales y la solución numérica es la única posible por lo que el uso de las computadoras se hace indispensable.

El propósito de una simulación es pronosticar el comportamiento a futuro de los yacimientos sometidos a diferentes esquemas de producción, basándose en su historia previa y en su comportamiento actual. Mientras un yacimiento es desarrollado una sola vez, un simulador puede ejecutarse innumerables veces hasta llegar a los resultados deseados para los diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual es de mucha ayuda a la hora de seleccionar las condiciones óptimas para la explotación. En pocas palabras un Simulador de Yacimientos es un sofisticado software que resuelve ecuaciones en derivadas

parciales, por medio de los métodos numéricos, que describe el flujo de fluidos multifásicos (agua-petróleo-gas) en un medio poroso.<sup>[9]</sup>

Los simuladores se pueden clasificar de varias maneras, siendo la más usual clasificarlos por el tipo de proceso que realizan:

- Simuladores de petróleo negro.
- Simuladores composicionales.
- Simuladores térmicos o de recuperación mejorada.

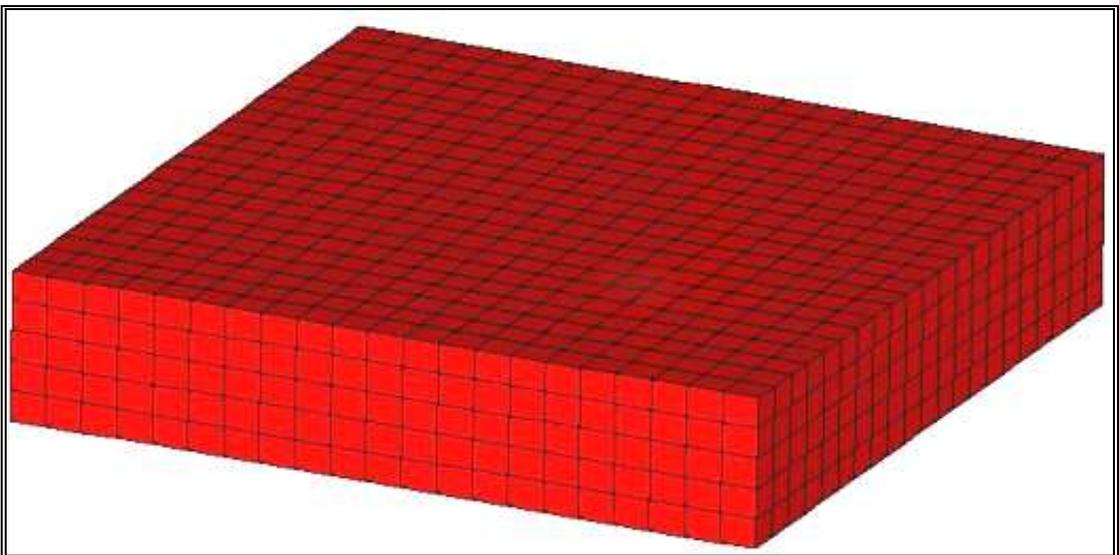
Otras clasificaciones corresponden al número de fases que pueda manejar el simulador (una, dos o tres fases), a las direcciones de flujo (unidimensionales, bidimensionales y tridimensionales) y al tipo de formulación creado para la resolución del sistema de ecuaciones (cálculos de presión implícita-saturación explícita, todos los cálculos implícitos, etc.).

En nuestros días el simulador de petróleo negro es el más común en la industria petrolera, ya que puede describir el flujo multifásico en el medio poroso sin tomar en cuenta la composición del hidrocarburo, lo cual constituye una ventaja en la práctica de la ingeniería sobre los demás tipos de simuladores pues no siempre se tiene a la mano toda la información específica del yacimiento y de los fluidos presentes en él. Sin embargo, debido a que las condiciones del yacimiento y del fluido pueden variar con respecto al tiempo es necesario recurrir a modelos matemáticos mucho más complejos y especializados, como por ejemplo, los simuladores composicionales o los simuladores térmicos, entre otros, en caso en que los fluidos los requieran.

Para llevar a cabo una simulación es necesario definir el área o mapa de la estructura a simular, así como las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en él. Normalmente, los simuladores dividen el volumen total del yacimiento en pequeñas celdas en las cuales se realiza la interacción del fluido

con el medio. Los cálculos se llevan a cabo en cada celda a tiempos discretizados según lo requiera el proceso de simulación.

Los elementos conceptuales de volumen son conocidos como celdas de la malla de simulación y los intervalos de tiempo se conocen como “timestep”. A continuación se muestra de manera ilustrativa una malla tridimensional compuesta por 2205 celdas.



**Figura 2.1.- Malla tridimensional**

Para visualizar mejor el planteamiento anterior se puede imaginar a las celdas como pequeños tanques llenos de fluidos, de propiedades uniformes en su interior, con paredes permeables que permiten el flujo de fluidos hacia las celdas adyacentes. La tasa de fluido que entra o sale de estas celdas es función de la permeabilidad de las paredes y del diferencial de presión que existe entre esas celdas. Las propiedades de los fluidos son uniformes e independientes de la posición que ocupen dentro de celda. Por lo tanto en cada bloque habrá un valor único de saturación para cada una de las fases presentes al igual que las propiedades dependientes de las saturaciones; es por eso que para representar las variaciones de ciertas propiedades del yacimiento es necesario subdividirlo en varias celdas.

La precisión con la cual las propiedades y el flujo de fluidos de un yacimiento pueden ser descritos dependerá directamente del número de celdas usadas en el modelo. Se puede concluir que el modelo debe tener el número suficiente de celdas que permita representar al yacimiento y su comportamiento; sin embargo, dentro de esas limitaciones, el modelo debe ser lo más pequeño y sencillo posible.

Por otro lado la parte histórica del yacimiento también puede ser discretizada en intervalos de tiempo. El simulador calcula las variaciones de flujo, presiones, saturaciones, entre otros, en cada uno de los muchos intervalos de tiempo finito. Como consecuencia, pueden existir cambios abruptos en las propiedades de una celda entre un intervalo de tiempo y otro, por lo tanto se debe controlar la extensión de los “timestep” para de esta manera permitir cambios razonables y analizables de estas propiedades.

## **2.2.- Modelo de simulación**

Los métodos de recuperación térmica son normalmente usados en yacimientos que poseen petróleo pesado donde su viscosidad es alta aún estando a temperatura de yacimiento. Sin embargo a medida que se incrementa la temperatura la viscosidad disminuye. Un gran número de procesos de recuperación pueden ser simulados tanto en el ECLIPSE® como en el STARS® entre los cuales se incluyen:

- Inyección de vapor.
- Inyección de fluidos calientes, a condiciones ambientales así como inyección de gas.
- Combustión simple, entre otros.

El simulador ECLIPSE® ha sido diseñado para ser operado a las condiciones típicas de una recuperación térmica. Esto incluye presiones entre 1 y 100

atmósferas (1 y 100 bar) así como temperaturas que se encuentran entre las condiciones estándar hasta los 700 F. También puede ser operado de dos modos:

- “live oil” usando los valores K (“K-values”) para definir el equilibrio.
- “dead oil” cuando los componentes del hidrocarburo no son volátiles y no tiene gas en solución.

Los componentes con los que se puede simular son:

- Componente Oleico, que estará solo en la fase de petróleo.
- Componente Gaseoso, que estará tanto en la fase de petróleo como en la fase de gas.
- Componente Acuoso que estará en la fase de gas y en la fase de agua.

### **2.3 Formulación del modelo de simulación (opción térmica)**

Las ecuaciones que se utilizan para describir los procesos térmicos son similares a los que se usan en la simulación composicional con la salvedad de que existen tres importantes diferencias: la ecuación de energía, la presencia del agua como componente en las fases de agua y de gas y las dependencias de las propiedades de la temperatura.

La solución primaria de las variables que se usan para todos los estados de la fase en cada una de las celdas son: la presión “P”, la densidad molar de cada componente “ $m_1, \dots, m_N$ ”, la densidad molar del agua “ $m_w$ ” y la densidad de la energía interna de la roca “e”. La densidad de los componentes de los fluidos

está medida en moles por unidad de volumen de yacimiento. La densidad de la energía interna está medida en energía por volumen de roca. El volumen de la roca está constituido por el volumen total de la roca (volumen del espacio poroso más el volumen de la roca).

Para obtener las variables es necesario resolver las ecuaciones de conservación para cada componente (componentes del fluido y componente de energía).

La ecuación residual no lineal,  $R_{fl}$ , es derivada de la ecuación de conservación para cada un de los componentes del fluido.

$$R_{fl} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \dots\dots\dots(2.1)$$

donde:

$V_p$  = Volumen poroso.

$m_{fl}$  = Densidad molar de los componentes.

$F_{fl}$  = Tasa de flujo neto a través de las celdas vecinas de la malla

$Q_{fl}$  = Tasa de flujo neto a través de los pozos durante los “timesteps”

La ecuación residual no lineal,  $R_e$ , es derivada de la ecuación de conservación de la energía para cada celda de la malla a diferentes “timesteps”.

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_e = 0 \dots\dots\dots(2.2)$$

donde:

$V_b$  = Volumen de la roca.

$e$  = Densidad de la energía interna de la roca.

$F_e$  = Convección entálpica de la tasa de flujo a través de las celdas vecinas de la malla.

$C_e$  = Energía conductiva de la tasa de flujo a través de las celdas vecinas de la malla.

$Q_{HL}$  = Pérdidas de calor.

$Q_e$  = Entalpía neta de la tasa de flujo a través de los pozos durante los "timesteps".

La ecuación de balance de volumen viene dada por la igualdad entre el espacio ocupado por el fluido y el volumen poroso.

$$R_v = V_p - V_f \dots\dots\dots(2.3)$$

donde

$V_f$  = Volumen del fluido.

Para cada celda existen N+3 variables (Presión, N componentes de hidrocarburo, un componente de agua y la energía) y N+3 ecuaciones (N+1 ecuación de conservación de componente, incluyendo agua energía y conservación del volumen). De esta manera, mediante un proceso iterativo e igualando la ecuación residual a cero, se obtiene la solución del sistema. Así, el ECLIPSE® y el STARS® trabajan bajo el mismo principio del balance de ecuaciones de energía.

Otra parte de los cálculos hechos por el simulador está relacionada con la viscosidad del petróleo. La ecuación 2.4 define el comportamiento que presenta la viscosidad, tomando en cuenta la viscosidad del componente petróleo

elevado a la fracción molar de ese componente y la viscosidad del componente gas elevado por la fracción molar del gas, de esta manera se obtiene la viscosidad de la fase petróleo en el yacimiento:

$$\mu_o = \prod_{i=1}^{N_c} \mu_{oi}^{x_i} \dots\dots\dots (2.4)$$

$\mu_o$ = viscosidad de la fase oleica.

$\mu_{oi}$ = viscosidad de cada componente i en la fase oleica.

$N_c$ = cantidad de componentes de la fase oleica.

$x_i$ = fracción molar de cada uno de los componentes de petróleo.

De similar forma para la viscosidad del gas se presenta una ecuación que toma en cuenta cada uno de los componentes presentes en esta fase:

$$\mu_g = \sum_{i=1}^{N_c + 1} \mu_{gi} * y_i \dots\dots\dots (2.5)$$

$\mu_g$ = viscosidad del gas

$\mu_{gi}$ = viscosidad de cada uno de los componentes en la fase gaseosa

$y_i$  = fracción molar de cada uno de los componentes de la fase gaseosa.

## 2.4 Uso de la opción térmica del simulador ECLIPSE®

Para activar la opción térmica de ECLIPSE® es necesario abrir el módulo “Data Manager”, que se encuentra ubicado en la plataforma de “Office”. En él se va a conseguir la sección “Case Definition”, donde se podrá acceder a las opciones generales del simulador.

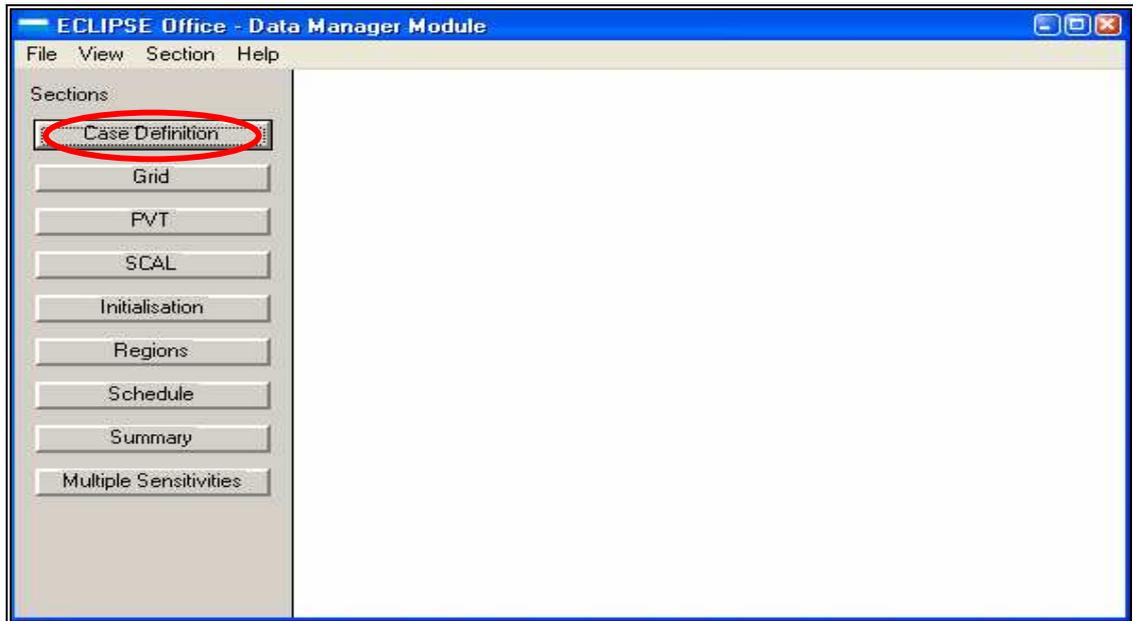


Figura 2.2.- “Data Manager Module”

Una vez dentro de la nueva ventana “Case Definition Manager”, se selecciona la pestaña con el nombre de PVT para marcar la opción térmica así como la opción “LiveOil” con la cual se va a trabajar. Figura 2.3.

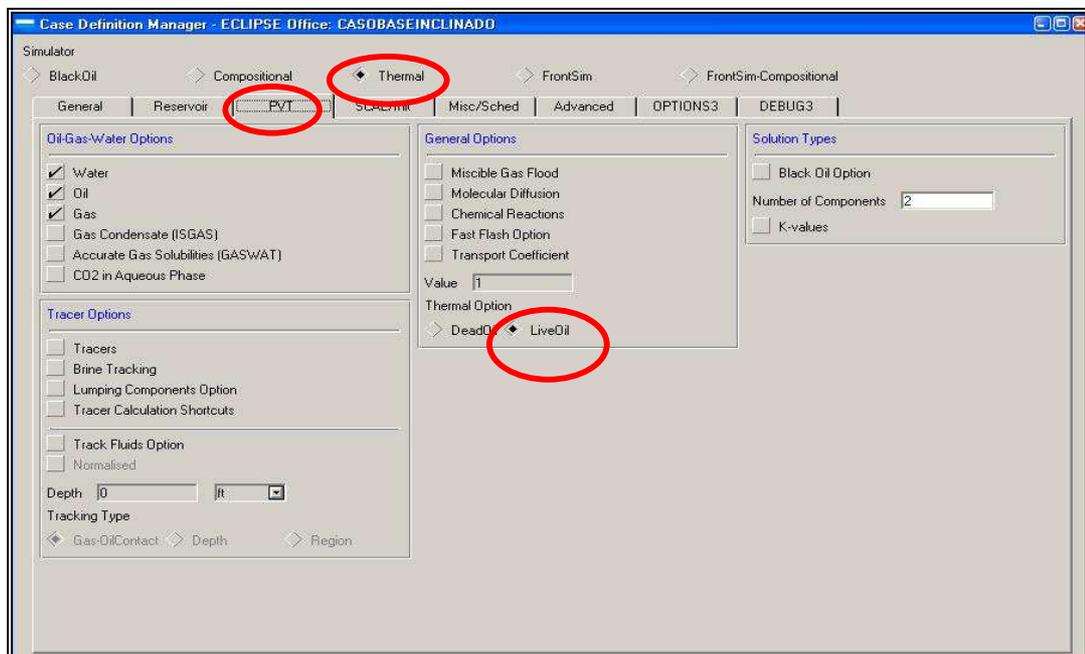


Figura 2.3.- “Case Definition Manager”

Una vez activada la opción térmica el simulador requiere de ciertos “Keywords” para su normal funcionamiento, los cuales deben ser agregados en la sección de la malla, PVT e inicialización, respectivamente. Es necesario ingresar nuevamente a la sección del “Data Manager Module” (figura 2.2) para accionar el Link con el nombre de “Grid”.

Al hacerlo se abrirá una nueva ventana que tiene por nombre “Data Manager Module-Grid Section-GRID keyword section”, donde se escogerá el modulo de nombre “temperature”, para luego introducir los respectivos “Keyword” que son requerimiento de la opción térmica del simulador, tal como se muestra en las figuras 2.4 y 2.5 respectivamente.

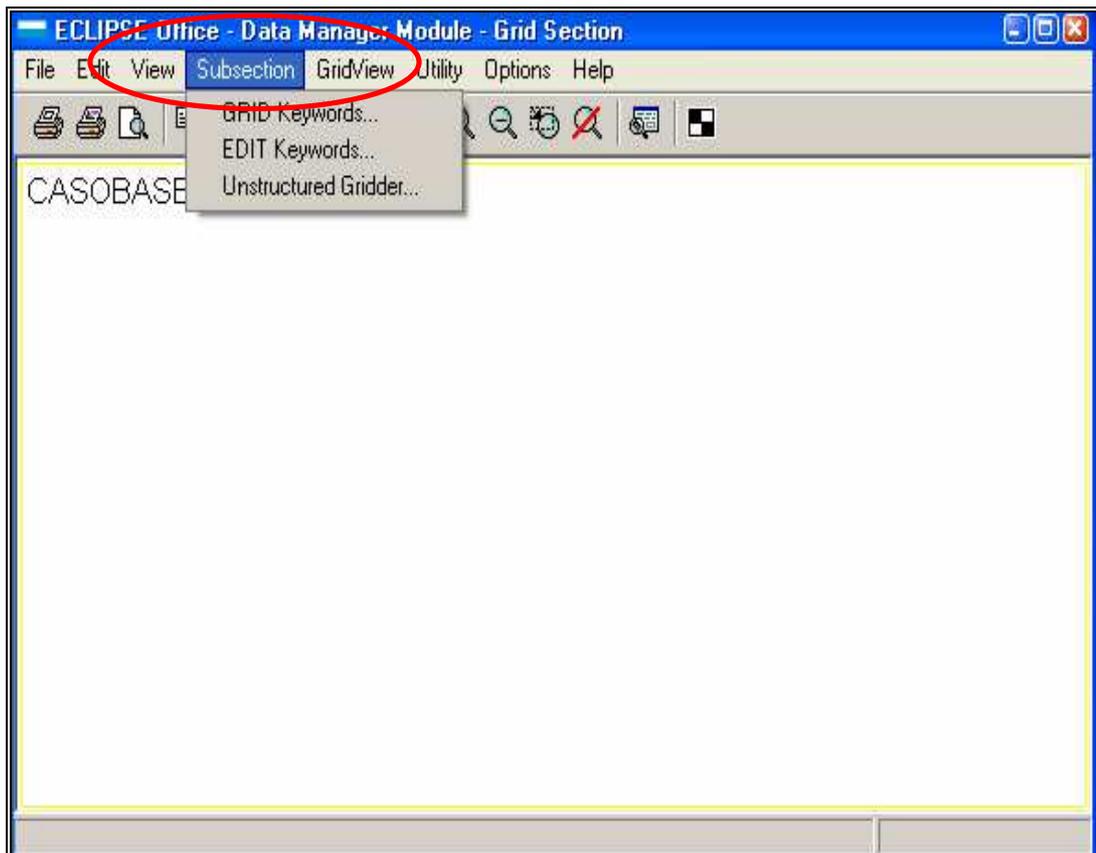


Figura 2.4.- “Data Manager Module- Grid Section”

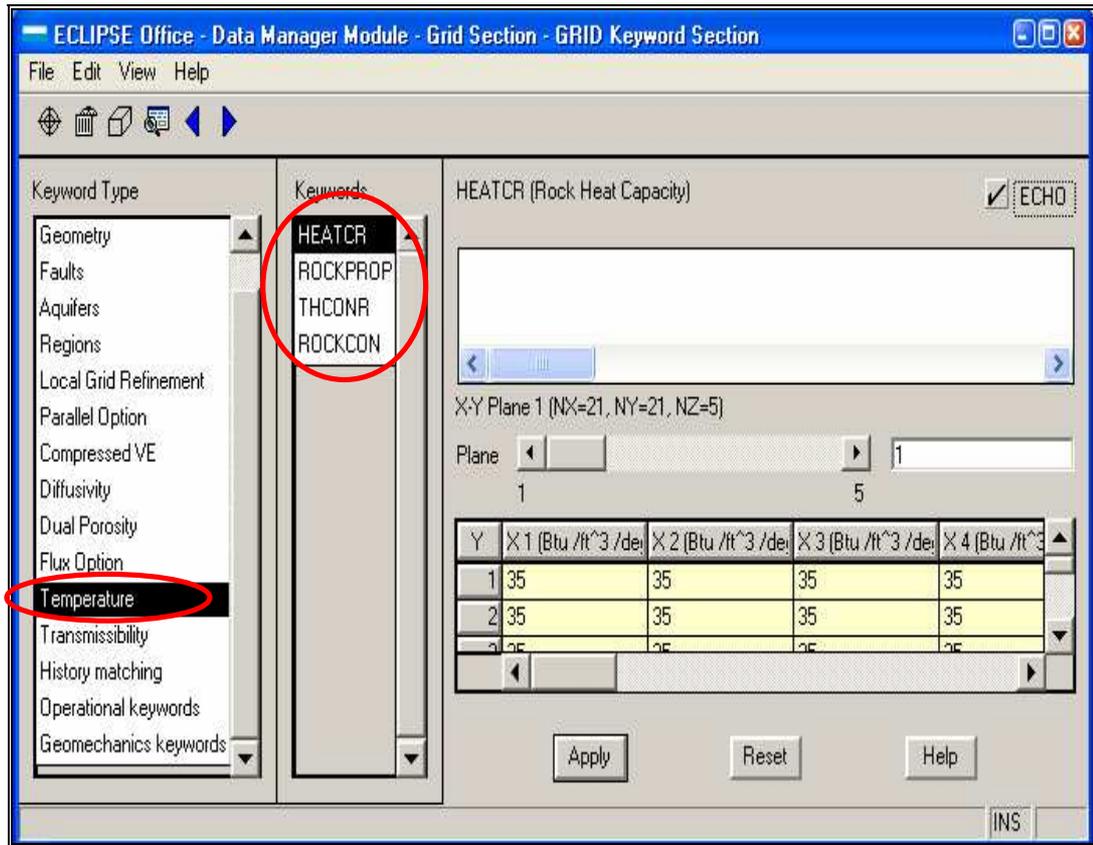


Figura 2.5.- “Data Manager Module-Grid Section-Grid Keyword Section”

Uno de los “Keywords” indispensables es el “HEATCR”. Este especifica el valor volumétrico de la capacidad calorífica de la roca para cada celda de la malla. Esos valores se pueden introducir en el simulador en unidades métricas, de laboratorio o de campo.

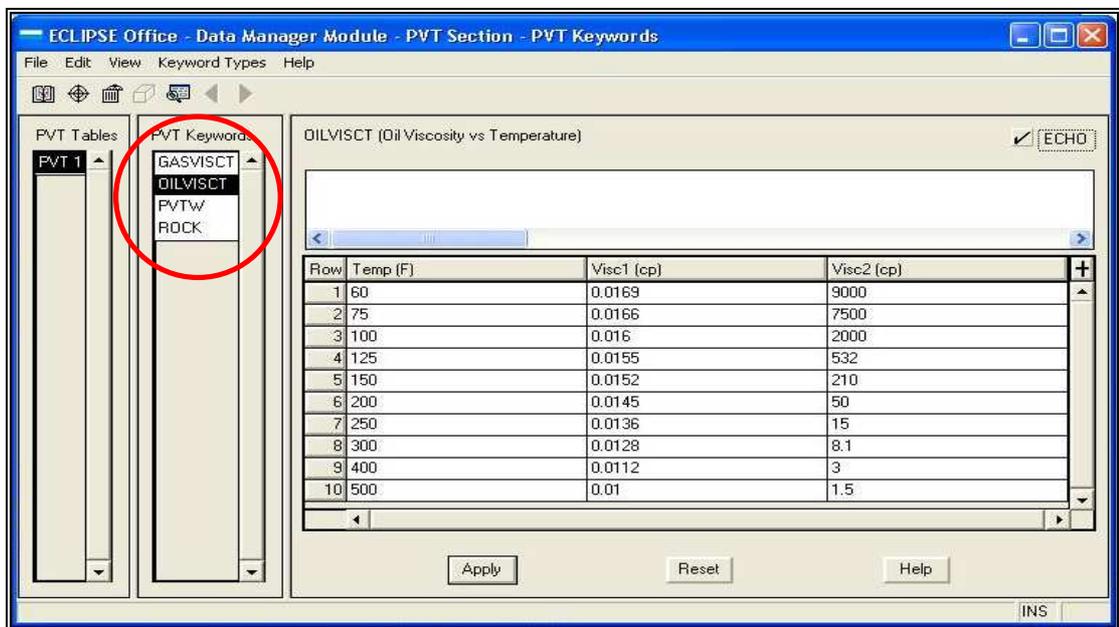
También se encuentra el “Keyword” “ROCKPROP”, el cual especifica las características de la roca que rodea al yacimiento. Cada recuadro contiene los siguientes puntos: El número de tipo de roca, el cual debería ser un número comprendido entre 1 y el máximo número de tipos de roca presentes en el modelo, la temperatura inicial del yacimiento, la conductividad de la roca, la capacidad calorífica volumétrica de la roca, la capacidad calorífica volumétrica de la roca dependiente de la temperatura y por último el método por el cual pueden ser calculadas las pérdidas de calor (método de Vinsome y Westerveld o por método numérico).

El “Keyword” “THCONR” activa el cálculo de la conducción térmica en la roca y provee las conductividades térmicas de la roca y es introducido para cada celda de la malla.

El “Keyword” “ROCKCON” describe la conexión entre el tope y la base de las celdas de la malla.

Para introducir los “Keywords” requeridos por la opción térmica en la sección del PVT es necesario dirigirse nuevamente a la ventana del “Data Manager Module” (figura 2.2) y seleccionar el Link con el nombre de PVT.

Al hacer el llamado a esa sección se abre una nueva ventana que tiene por nombre “Data Manager Module-PVT Section-PVT Keyword”, donde se introducirá los “keywords” necesarios para esa opción, tal como se muestra en la figura 2.6.

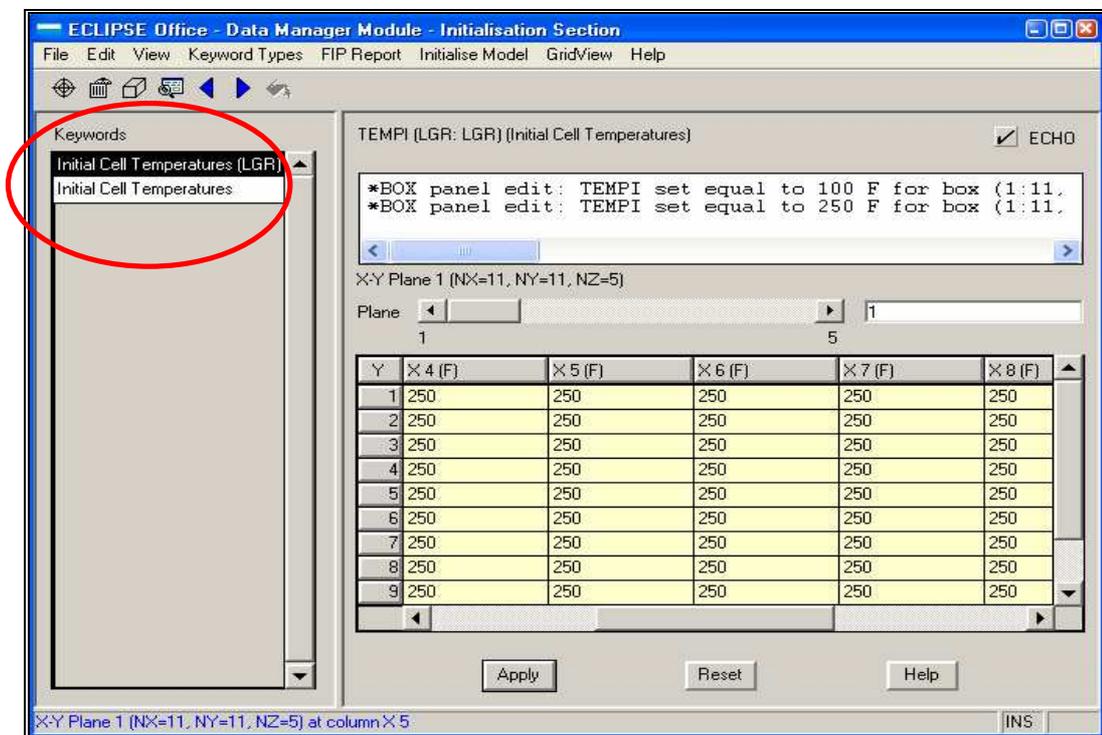


**Figura 2.6.- “Data Manager Module-PVT Section-PVT Keywords”**

En esta sección se utilizan dos “Keyword” el “GASVISCT”, donde los datos se dan en una tabla de viscosidades de los componentes gaseosos contra temperatura para cada tabla de presión, y el “Keyword” “OILVISCT”, al igual que el anterior, especifica en una tabla la viscosidad del petróleo contra la temperatura.

“TEMPVD” constituye un “Keyword” donde los datos abarcan una tabla de temperatura contra profundidad para cada región de equilibrio.

EL “Keyword” “THERMEX1” especifica el primer coeficiente de la expansión térmica para cada uno de los  $N_c$  componentes líquidos del hidrocarburo. Nuevamente se busca la sección “Data Manager Module” (figura 2.2) para accionar el link con el nombre de “Initialisation” donde se abrirá una nueva ventana llamada “Data Manager Module-Initialisation Section” y en ella se introducirá, los “Keywords” “TEMPI(LGR)” y “TEMPI”, figura 2.7



**Figura 2.7.- “Data Manager Module-Initialisation Section”**

El “Keyword” “TEMPI”, especifica la temperatura inicial del yacimiento para cada una de las celdas de la malla. “TEMPI (LGR)” especifica de igual modo la temperatura inicial del yacimiento, pero para un refinamiento de celda en específico. Las unidades de temperatura vienen dadas a la conveniencia del operador.

## **2.5.- Uso del simulador STARS**

A diferencia del simulador ECLIPSE<sup>®</sup>, con el simulador STARS<sup>®</sup> no es necesario activar alguna opción térmica, pues ha sido desarrollado con la finalidad de simular la inyección de vapor, la reinyección de vapor, vapor con aditivos, la combustión, procesos de inyección de vapor, la combustión en seco y húmedo, además de numerosos tipos de procesos con aditivos químicos, empleando una gama amplia de modelos de mallado y porosidad tanto a escala de campo como de laboratorio. Por lo tanto STARS<sup>®</sup>, es un simulador trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica. Los sistemas de mallados pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable.

STARS<sup>®</sup> utiliza el conjunto de datos que el usuario crea inicialmente y de ahí crea otros tres o cuatro archivos. Para cada ejecución de STARS<sup>®</sup> se crea un archivo de texto de salida, un archivo de índice SR2 (IRF) y un archivo principal SR2 (MRF). Si se desea una ejecución de reinicio, se necesitan varios archivos existentes y de ahí se generan otros tres archivos.

Existen varios puntos que se deben tomar en cuenta cuando se construye un conjunto de datos con un sistema de entrada de “Keywords”

- Existen nueve diferentes grupos de datos en el sistema de entrada de “Keywords”.
- Los grupos deberán registrarse por un determinado orden de entrada.

- Control de E/S.
  - Descripción del yacimiento.
  - Propiedades de los componentes.
  - Datos de roca-fluidos.
  - Condiciones iniciales.
  - Control por métodos numéricos.
  - Modelo geomecánico.
  - Datos de pozos y datos recurrentes.
- 
- Los “Keywords” que pertenecen a cada grupo no pueden aparecer en ningún otro grupo, salvo donde se escriba lo contrario específicamente.
  - Es importante prestar atención al orden en que se ingresan algunos “Keywords” dentro de un grupo.

El capítulo III especifica de manera detalladamente los “Keywords” utilizados en cada uno de los grupos.

**2.6.- Controles de salidas de las secciones “Grid”, “Initialization” y “Schedule” del simulador ECLIPSE®**

En la siguiente tabla se muestra de manera resumida los comandos que dan salida a la información que se quiere visualizar tanto en el PRT como en la malla.

**Tabla 2.2 Comando de archivos salidas del simulador ECLIPSE**

SECCIÓN	COMANDO	OPCIÓN QUE SE ACTIVA	DESCRIPCIÓN
GRID	GRIDFILE	.GRID File	Genera un archivo de salida para visualizar la malla en los resultados
	IINIT	N/G	Carga en la malla los valores iniciales suministrados en el GRID, PROP y REGIONS

**Tabla 2.2 Comando de archivos salidas del simulador ECLIPSE (continuación)**

INIT	RPTRST	SOIL,SWAT,SGAS	Carga las saturaciones iniciales en los resultados de la malla
		KRO,KRW,KRG	Carga las permeabilidades iniciales en los resultados de la malla
SCHEDULE	RPTSCHED	SOIL, SWAT, SGAS	Carga las saturaciones en cada time step en los resultados de la malla
		KRO, KRW, KRG	Carga las permeabilidades en cada time step en los resultados de la malla
		VOIL, VWAT, VGAS	Carga las viscosidades en cada time step en los resultados de la malla
		BOIL, BWAT,BGAS	Carga las densidades en cada time step en los resultados de la malla
		TEMP	Temperatura de cada una de las celdas en la malla
	RTPRINT	Step summary	Reporta los resultados de cada paso de tiempo en el archivo PRT
		Fiel FIP	Reporta el POES en el archivo PRT
		Well	Reporta los estados del pozo en el archivo PRT
SUMMARY	SELECTED	BPRESSUR(x,y,z)	Presión en la dirección del bloque dada con las coordenadas
		BTEMP(x,y,z)	Temperatura del bloque dada con las coordenadas
		FOIP	POES a condiciones normales
		FOIPR	POES a condiciones de yacimiento
		FOPT	Np a condiciones normales
		FPR	Presión promedio de yacimiento
		FWCT	Corte de agua

**Tabla 2.2 Comando de archivos salidas del simulador ECLIPSE (continuación)**

SUMMARY	SELECTED	LBTEMP:LGR(x,y,z)	Temperatura del bloque refinado
		WBHP	Presión de fondo fluyente de los pozos
		WGPR	Tasa de producción de gas de los pozos
		WOPR	Tasa de producción de petróleo de los pozos
		WTEMP	Temperatura de producción o inyección de los pozos
		WWIR	Tasa de inyección de agua
		WWPR	Tasa de producción de agua

# Capítulo III

### III METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología a seguir para cumplir con los objetivos que fueron propuestos. La misma está compuesta por 6 fases, las cuales se describen y se discuten a continuación.

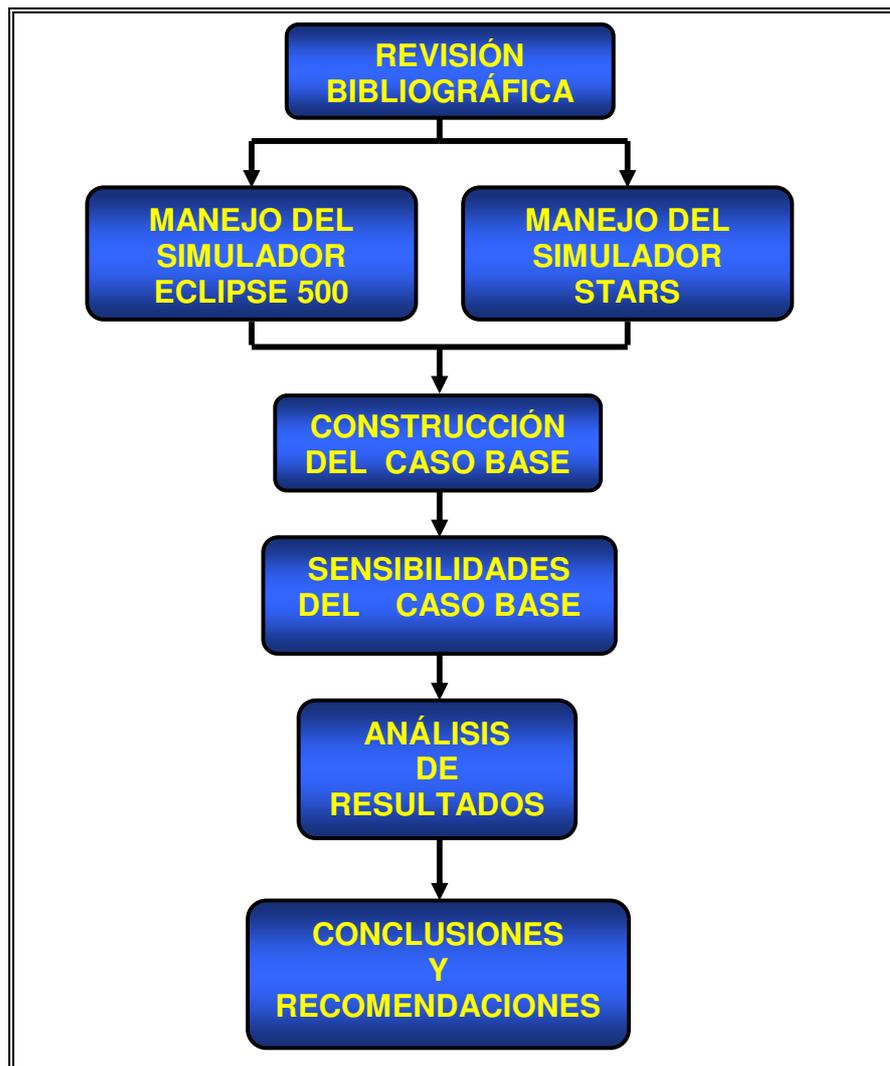


Figura 3.1.- Esquema empleado para la realización del estudio

#### 3.1.- Fase I: Revisión bibliográfica

Esta fase se divide en dos partes. La primera parte (A) consistió en la búsqueda de toda la información que estuviese relacionada con la inyección de agua

enfocándose principalmente en los temas que estuviesen relacionados con los efectos que puede traer la inyección de agua fría en yacimientos de petróleo.

La segunda parte (B) consistió en la búsqueda de toda la información concerniente al tema de simulación de yacimiento así como acerca de los simuladores ECLIPSE® y STARS®.

### **3.2.- Fase II: Manejo del simulador**

Durante esta fase se adquirió por diversas vías los conocimientos técnicos necesarios para el manejo de los simuladores ECLIPSE® y STARS®, lo que llevó consigo al correcto uso de la opción térmica.

### **3.3.- Fase III: Construcción del Caso Base**

A continuación se presenta el procedimiento que fue necesario seguir para construir el Caso Base, tanto para el simulador ECLIPSE® 500 como para el simulador STARS®.

#### **3.3.1.- Construcción del Caso Base para el simulador ECLIPSE 500®**

Se tomó el archivo “.DATA” de los ejemplos térmicos que se consiguen en la base de datos del simulador ECLIPSE® 500 y las secciones que comprende fueron revisadas detalladamente. Este archivo fue importado al programa “OFFICE” en donde se le hicieron las modificaciones respectivas, de acuerdo con los requerimientos de la investigación. El mismo fue utilizado tanto en el simulador ECLIPSE® como en el simulador STARS®.

#### **3.3.2.- Construcción de la malla**

El primer paso consistió en modificar el número de celdas de la malla de  $N_x= 9$ ,  $N_y= 9$  y  $N_z= 3$ , que traía originalmente, a  $N_x= 21$ ,  $N_y= 21$  y  $N_z= 5$ , para formar un

total de 2205 celdas. El modelo es uniforme, por lo tanto cada una de las celdas presentan las mismas dimensiones tal como se muestra en la siguiente tabla, formando un área total de 23,50 acres.

Tabla 3.1.- Dimensiones de la celda

X (ft)	Y(ft)	Z(ft)
50	50	20

Una representación gráfica del modelo utilizado es el que se muestra a continuación.

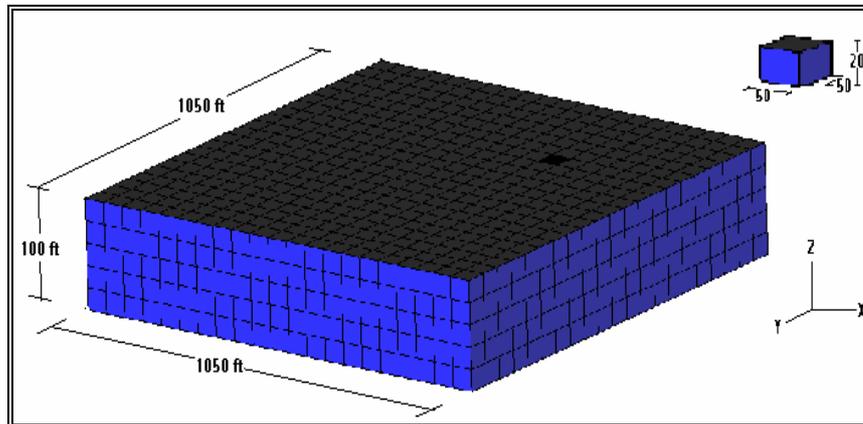


Figura 3.2.- Malla tridimensional

El tope y la base están entre 1500 y 1600 ft de profundidad respectivamente, cuenta con un petróleo original en sitio (POES) igual a 4.253 MM BN y un gas original en sitio (GOES) de 1.658 MMM PCN, sin presencia de acuífero y sin capa inicial de gas. La profundidad de referencia (DATUM) está localizada a los 1500 ft y la presión de referencia es de 1500 lpca.

### 3.3.3.- Propiedades de la roca

Las permeabilidades del modelo se definieron como constantes en toda la malla, por lo que las permeabilidades en la dirección del eje “X” ( $K_x$ ) y en la

dirección del eje “Y” ( $K_Y$ ) son de 300 milidarcys respectivamente y la permeabilidad en la dirección “Z” ( $K_Z$ ) es de 30 milidarcys. Cada una de las celdas posee una porosidad igual a 28% y una compresibilidad de  $5E-5$   $\text{lpc}^{-1}$  a la presión de referencia de 1500  $\text{lpc}$ .

### 3.3.4.- Propiedades de los fluidos

Una parte de gran importancia lo constituyen las propiedades de los fluidos que se encuentran presentes en el modelo. En la figura 3.3 se muestra cada una de las densidades de los fluidos.

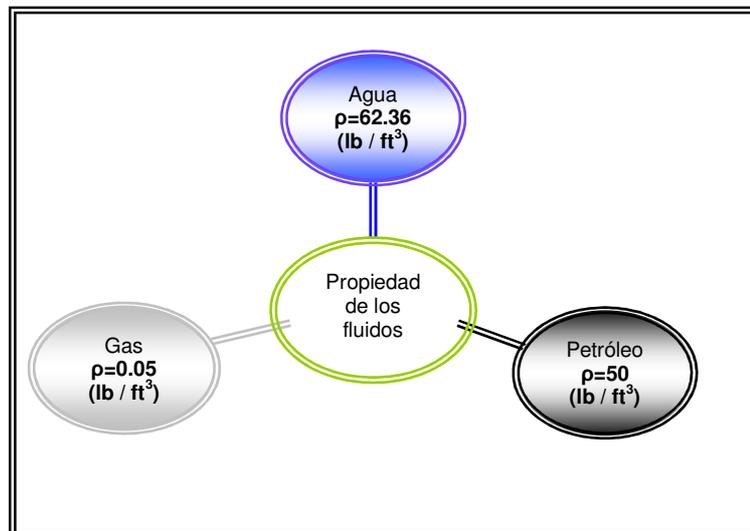


Figura 3.3.- Densidad de los fluidos

Es necesario señalar que el PVT que tenía el modelo original, y utilizado para el caso base, poseía ciertas discrepancias en los valores de viscosidad tanto para el gas como para el petróleo, así como en las permeabilidades relativas de cada una de las fases, por lo que fue necesario corregirlos y adaptarlos a las necesidades de la investigación para que los resultados obtenidos por los simuladores fueran coherentes y analizables. Las propiedades del PVT y las permeabilidades de cada una de las fases en función de las saturaciones se muestran en el apéndice B y C respectivamente.

Para los cálculos de la distribución de los fluidos en el yacimiento fue necesario especificar las condiciones iniciales del yacimiento. Dentro de los parámetros que se consideran constantes se tiene:

- Presión inicial del yacimiento al Datun de 1500 ft: ( $P_i$ ): 1500 lpca.
- Presión de burbujeo ( $P_b$ ): 1000 lpca
- Relación de gas en solución ( $R_{si}$ ): 039 MPCN/BN
- Tope del yacimiento: 1505 ft.
- Base del yacimiento: 1605 ft.
- Temperatura inicial del yacimiento ( $T_i$ ): 250 F
- Compresibilidad de la roca @ 1500 ft:  $5E-5 \text{ lpc}^{-1}$ .
- Saturación inicial de agua ( $S_{wi}$ ): 20%
- Saturación inicial de petróleo ( $S_{oi}$ ): 80%

El caso base está constituido por una malla que presenta un arreglo de cinco pozos, donde el pozo inyector se encuentra completado en el intervalo 1565-1605 ft y los cuatro pozos productores se encuentran completados en el intervalo 1505-1565 ft. Se realizó un refinamiento de una de las celdas, localizado en  $X=15$ ,  $Y=15$ , y está comprendido desde el tope hasta la base de la malla con el objeto de observar el frente de temperatura a medida que transcurre el tiempo. Ver figura 3.4

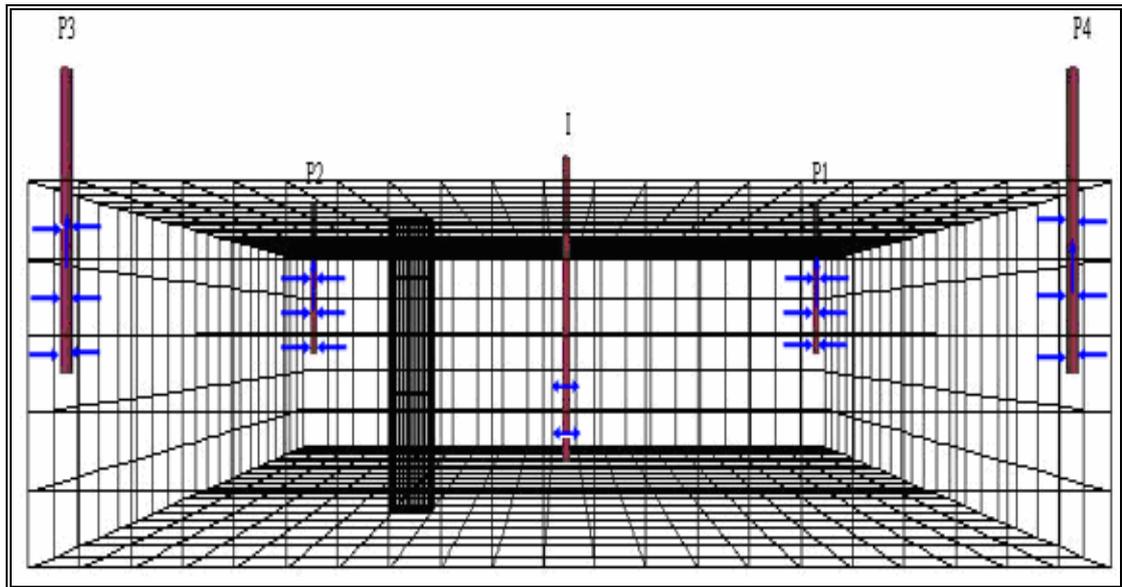


Figura 3.4.- Ubicación de los pozos

Para señalar la posición de los pozos (también la información concerniente a las propiedades de las rocas y de los fluidos, así como las condiciones iniciales) es necesario correr el archivo de extensión “.DATA” para que el simulador genere los archivos de extensión “sch.inc” y de esta manera poder darle toda la información necesaria acerca de los pozos de una manera interactiva a través de la plataforma principal del simulador.

Es importante destacar que para la ubicación de los pozos en el simulador se utilizaron los siguientes “Keywords”:

- Welspecs (Especificación del Pozo): se le indica al simulador en qué celda se encuentra ubicado el pozo y el tipo que es (si es inyector o productor). Los datos de entrada, tanto para los pozos productores como para el pozo inyector, se muestran a continuación.

Well	P1	Well	
Group	FIELD	Group	FIELD
I Location	1	I Location	11
J Location	1	J Location	11
Datum Depth		Datum Depth	
Preferred Phase	OIL	Preferred Phase	WATER
Drainage Radius		Drainage Radius	
FIP Region Number		FIP Region Number	

Figura 3.5.- Datos de entrada para la especificación de los pozos

Hay que destacar que para los pozos productores, aparte de localizarse en las coordenadas (I=1,J=1), también se encuentran en las coordenadas (I=1,J=21); (I=21,J=21);(I=21,J=1).

- Compdatt (Datos de la Completación): en él se indica en qué celda se encuentra completado el pozo, así como la dirección que toma. Los datos suministrados fueron los mostrados en la figura 3.6.

Well Connection Data (COMPDAT) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO <input type="checkbox"/> SKIP		Well Connection Data (COMPDAT) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO <input type="checkbox"/> SKIP	
Well		Well	P1
I Location	11	I Location	1
J Location	11	J Location	1
K Upper	4	K Upper	4
K Lower	5	K Lower	5
Open/Shut Flag	OPEN	Open/Shut Flag	OPEN
Saturation Table No	1	Saturation Table No	1
Transmissibility	14.97	Transmissibility	14.97
Well Bore ID		Well Bore ID	
Effective Kh		Effective Kh	
Skin Factor		Skin Factor	
D Factor		D Factor	
Direction	Z	Direction	Z
Pressure Equivalent Radius		Pressure Equivalent Radius	

Figura 3.6.- Datos de entrada para la completación de los pozos

Una vez que son ubicados los pozos, es necesario indicarle al simulador bajo qué condiciones el pozo produce o inyecta. Para eso se utilizaron los siguientes “Keywords”:

- Wconprod: Con este “keyword” se puede establecer las restricciones de flujo que pudiera presentar el pozo durante las corridas del simulador. Las posibles restricciones pueden ser entre otras:  $Q_o$ max,  $Q_g$ max,  $P_{wf}$ , THP, BHP. Ver figura 3.7.

Parameter	Value	Unit
Well	P1	
Open/Shut Flag	OPEN	
Control	BHP	
Oil Rate	200	stb /day
Water Rate		stb /day
Gas Rate		Mscf /day
Liquid Rate		stb /day
Reservoir Volume Rate		rb /day
BHP Target	400	psia
THP Target		psia
VFP Pressure Table		
Artificial Lift Quantity		
Wet Gas Rate		Mscf /day
Total Molar Rate		lb-mole /day
Steam Rate		stb /day
Pressure Offset for Saturation Pressure Control		psia
Temperature Offset for Saturation Pressure Control		F

**Figura 3.7 Datos de entrada para controlar los pozos productores**

- Wconinje: permite establecer el fluido que se desea inyectar, con qué tasa de inyección y a qué presión. Ver figura 3.8

Figura 3.8 Datos de entrada para controlar el pozo inyector

- Nature of injection water: permite establecer a qué temperatura se va a inyectar el fluido. Ver figura 3.9

Figura 3.9.- Datos de entrada de la temperatura de inyección

### 3.3.5.- Construcción del Caso Base para el Simulador STARS

Para la construcción del Caso Base del modelo utilizado por el simulador STARS fue necesario abrir el launcher de CMG. Este comando despliega una ventana principal que tiene por nombre "STARS Data Sections", donde se introduce de manera similar que en el simulador ECLIPSE cada una de las propiedades referentes al caso que se investiga.

Las opciones que se presentan en esta sección son:

- Input/Output Control: define los parámetros que controlan las actividades de entrada y salida del simulador, tales como nombres de archivos, unidades, títulos, selecciones y frecuencia con la que éstas se escriben, tanto al archivo de salida como al archivo SR2, y control de reinicio.
- Reservoir Description: esta sección contiene datos que describen la roca productiva y el mallado de simulación. Estos datos pueden ser clasificados en los siguientes grupos:
  - Opciones de mallado de simulación y refinamiento del mismo.
  - Selección de opciones de yacimientos.
  - Opción de discretización de pozos.
  - Propiedades de la roca productiva.
  - Opciones de sector.
- Component Properties: esta sección indica el número de componentes como preparación para el ingreso de los datos de fluido.
- Rock-Fluid Data: definen las permeabilidades relativas, las presiones capilares, la adsorción y dispersión de los componentes.

- Initial Conditions: esta sección permite definir las condiciones iniciales del yacimiento; inicialmente se marca el número de regiones con las que se va a trabajar
- Numerical Methods Control: define los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce.
- Well and Recurrent Data: contiene datos y especificaciones que pueden variar con el tiempo. La mayor parte corresponde a datos de pozo y datos afines.
- Geomechanical Model: existen tres diferentes opciones de modelo: modelo de deformación plástica, modelo de fractura dinámica o de separación y modelo de descarga en el límite de un solo pozo. Todas estas secciones se muestran en la figura 3.10

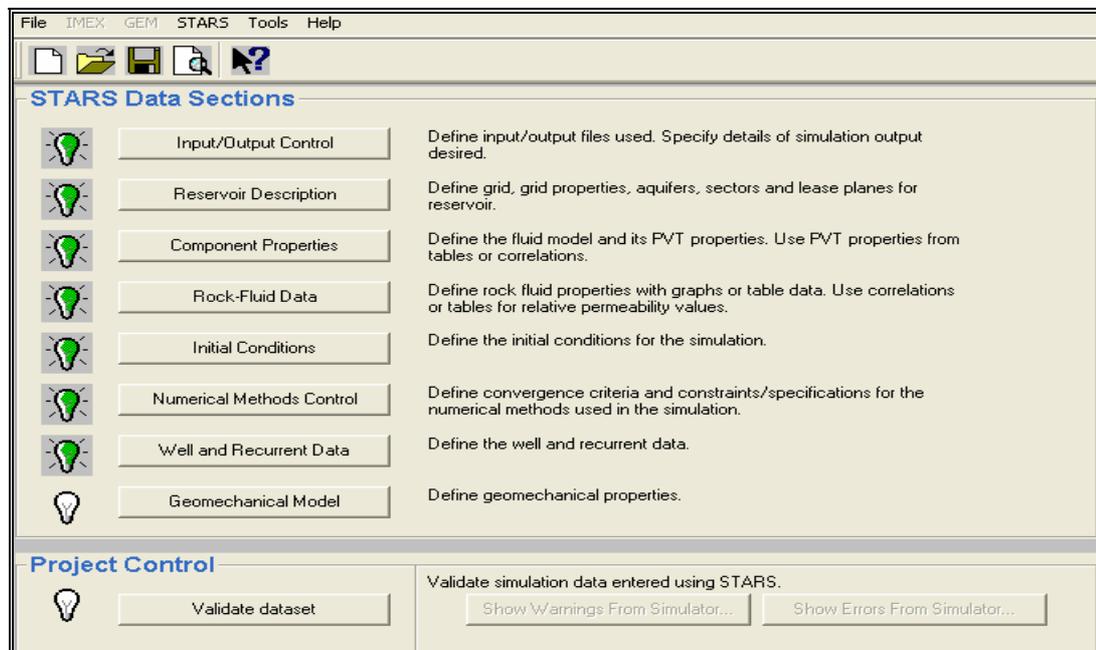


Figura 3.10.- Sección inicial de STARS

### 3.4.- Fase IV: Sensibilidades del caso base

En esta fase se definen una serie de sensibilidades al caso base con el fin de poder establecer alguna variación que pudiera generarse tanto en la roca como en las propiedades de los fluidos por efecto de la inyección de agua a una temperatura de 60 F. A continuación se muestra de manera resumida las sensibilidades realizadas al caso base

**Tabla 3.2.- Sensibilidades Realizadas al Caso Base**

Caso Base	Sensibilidades realizadas
Caso Base	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,01 cp
	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,1 cp
	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,2 cp
	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,3 cp
	Variación de la temperatura del yacimiento @ 200 °F
	Variación de la temperatura del yacimiento @ 150 °F
	Variación de la temperatura del yacimiento @ 100 °F
	Variación de la temperatura de inyección @ 250 °F
	Variación de la temperatura de inyección @ 150 °F
	Variación de la temperatura de inyección @ 100 °F
	Variación de la temperatura de inyección @ 60 °F
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 3000 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 1000 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 500 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 100 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 50 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 100 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 50 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 10 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 0 md
Variación de la conductividad térmica de la roca @ 50, 10 y 5 Btu/ft/día/F	

**Tabla 3.2.- Sensibilidades Realizadas al Caso Base (continuación)**

Caso Base	Variación de la capacidad calorífica de la roca @ 50, 10 y 5 Btu/ft <sup>3</sup> /F
Caso Base (inclinado)	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,01 cp
	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,1 cp
	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,2 cp
	Variación de la viscosidad del petróleo @ 0,3 cp
	Variación de la temperatura del yacimiento @ 200°F
	Variación de la temperatura del yacimiento @ 150°F
	Variación de la temperatura del yacimiento @ 100°F
	Variación de la temperatura de inyección @ 250°F
	Variación de la temperatura de inyección @ 150°F
	Variación de la temperatura de inyección @ 100°F
	Variación de la temperatura de inyección @ 60°F
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 3000 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 1000 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 500 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 100 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección X,Y @ 50 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 100 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 50 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 10 md
	Variación de la Permeabilidad en la dirección Z @ 0 md
	Variación de la conductividad térmica de la roca @ 50, 10 y 5 Btu/ft/día/F
	Variación de la capacidad calorífica de la roca @ 50, 10 y 5 Btu/ft <sup>3</sup> /F

### **3.5.- Fase V: Análisis de los resultados**

En esta fase se procedió al análisis de los resultados obtenidos de las sensibilidades que les fueron realizadas al caso base para determinar el efecto que genera en el yacimiento la inyección de agua a condiciones ambientales. Para eso fue necesario realizar una comparación de los resultados que fueron obtenidos a partir del caso original con el resto de las sensibilidades.

### **3.6.- Fase VI: Conclusiones y recomendaciones**

En esta fase se presentan de manera específica las conclusiones y las recomendaciones a las que se llegan luego de realizar el estudio detallado de los resultados obtenidos y después de comparar las sensibilidades hechas con el caso original.

# Capítulo IV

## IV ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez realizadas las sensibilidades hechas al caso base para cada uno de los parámetros que pueden influir en las propiedades de la roca o de los fluidos, se procederá a discutir los resultados obtenidos de las corridas que fueron realizadas con la opción térmica del simulador ECLIPSE 500<sup>®</sup>, teniendo como referencia el caso base. Estos análisis se presentan a continuación.

### 4.1.- Comparación del “Caso Base” con el caso donde se varían las temperaturas de inyección de agua.

Se comienza comparando el caso base con los casos donde se varía la temperatura del agua de inyección con el fin de establecer de una manera general el impacto que puede ocurrir en las cercanías del pozo inyector, ya sea en las propiedades del fluido o en las de la roca. Para este caso se procedió a simular a diferentes temperaturas de inyección en un mismo modelo el cual se muestra en la figura 4.1A, obteniéndose los siguientes resultados:

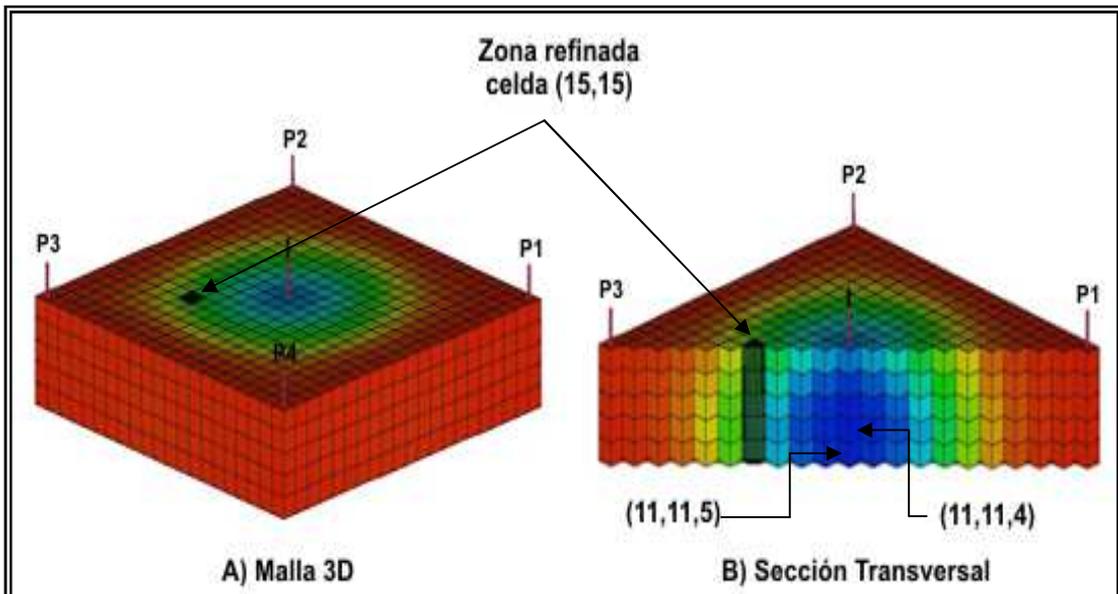
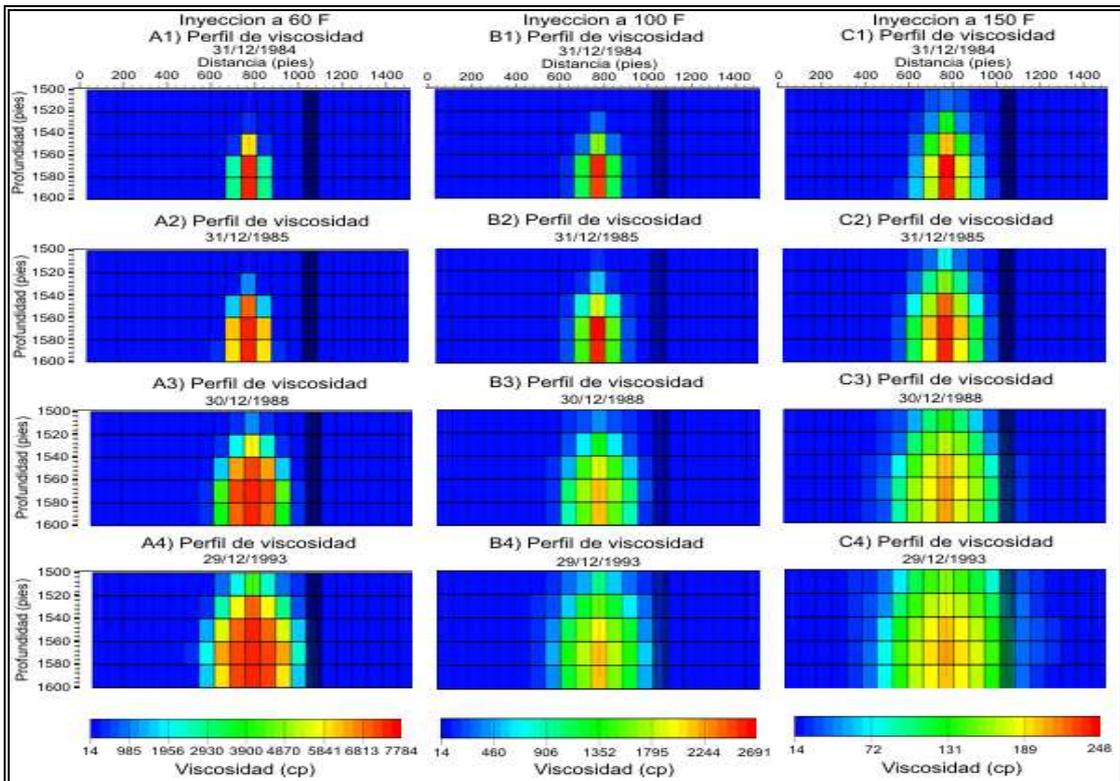


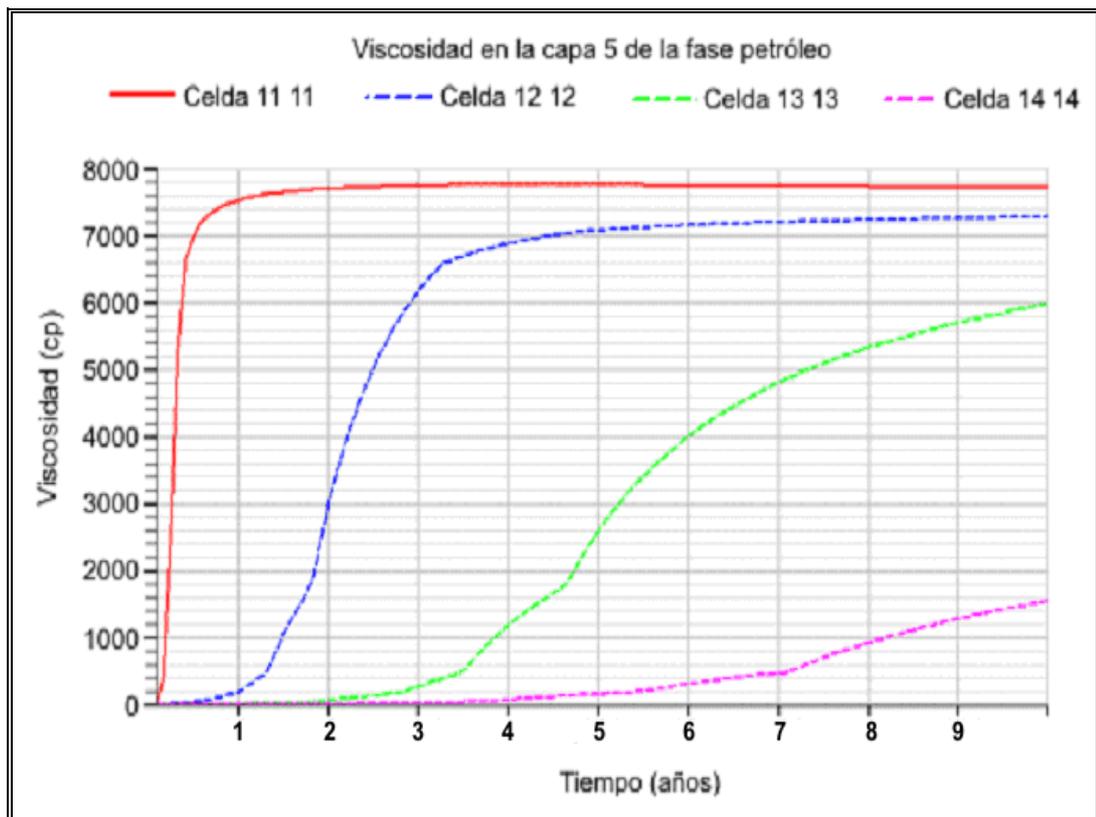
Figura 4.1.- Vista 3D y sección transversal del modelo utilizado

Se hizo una sección transversal del modelo, tal como se muestra en la figura 4.1B, a fin de apreciar mejor cada uno de los cambios que ocurren en el yacimiento durante los eventos de tiempo introducidos en el simulador. En la figura 4.2 podemos observar este tipo de cambio. En ella se describe específicamente la variación de la viscosidad que ocurre muy cerca del pozo inyector, poniéndose de manifiesto el efecto que tiene la temperatura sobre la viscosidad. Para el primer año (31/12/84) en cada una de las figuras A1, B1 y C1 podemos distinguir, con los cambios de colores, el efecto que tiene la inyección de agua sobre la viscosidad del petróleo. Para esa fecha se han inyectado en el yacimiento, a una razón de 1200 bbls/días (teniendo en cuenta que la inyección no se realiza de manera constante desde el principio la simulación), 390.695 BN de agua. Se observa que a medida que transcurre el tiempo el efecto se va desplazando de manera radial.



**Figura 4.2.- Perfil de viscosidad del petróleo para diferentes temperaturas de inyección**

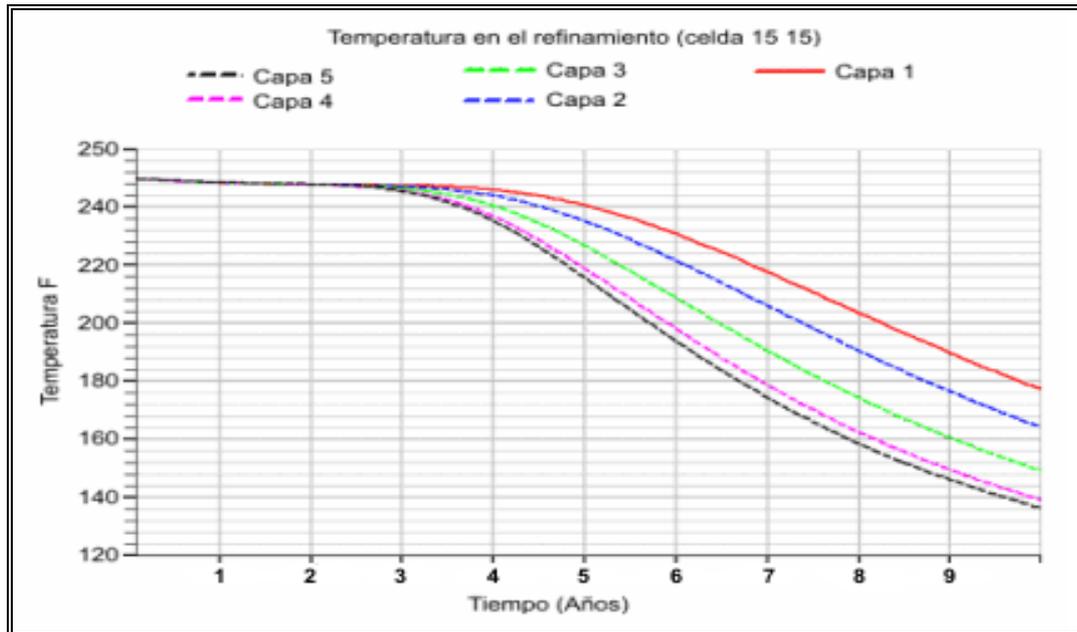
Si comparamos los bloques (A) con los bloques (B) y (C) para las diferentes fechas, podemos observar, como era de esperarse, que la viscosidad se comporta inversamente proporcional a la temperatura. Bajo este principio se evidencia la magnitud de los cambios, apreciando que a medida que se va aumentando la temperatura del agua inyectada este efecto va disminuyendo gradualmente de (A) a (C). En la gráfica 4.1 que se presenta a continuación podemos observar cómo se desarrolla el comportamiento descrito anteriormente versus la distancia, para la capa cinco, la cual es una de las que se encuentra comunicada con el pozo inyector. Se aprecia que la viscosidad del petróleo aumenta en los alrededores del pozo inyector (ver la ubicación del pozo inyector en la figura 4.1B), y a medida que se aleja de él, la viscosidad va disminuyendo hasta alcanzar su valor original.



**Gráfica 4.1.- Comportamiento de la viscosidad para diferentes celdas ubicadas en la capa cinco del modelo simulado vs tiempo en años**

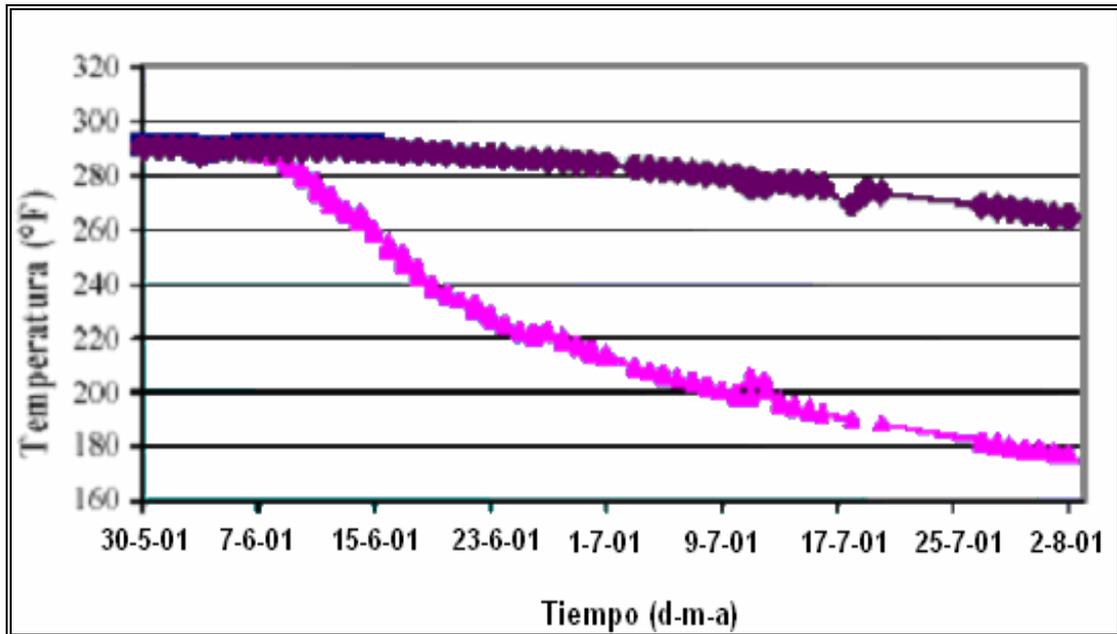
De la gráfica anterior se observa que, para este modelo en particular y con las condiciones de inyección preestablecidas en el “keyword” “Schedule” desde el inicio de la simulación, para el primer año de inyección de agua a 60 F, en la celda (11,11,5) (ver figura 4.1B) ubicación que corresponde, como se dijo anteriormente, a una de las perforaciones del pozo inyector y el cual está representada por la curva de color rojo, el valor de la viscosidad del petróleo varía desde 14 cp hasta alcanzar una máximo de 7536cp. Tal efecto disminuye para las celdas (12,12,5); (13,13,5) y (14,14,5) representadas por las curvas de color azul, verde y morado respectivamente, las cuales presentan cada una de ellas un valor de 190 14 y 14 cp. Tal comportamiento nos indica que para el primer año en el cual solo se han inyectado 390.695 BN de agua y la reducción de la viscosidad del petróleo se percibe a una distancia cercana al pozo inyector solamente.

En la gráfica 4.2 que se presenta a continuación se muestra el desplazamiento del frente de agua en las celdas (15,15,1); (15,15,2); (15,15,3); (15,15,4) y (15,15,5), las cuales representan el refinamiento que se encuentra ubicado a 285.84 pies de distancia del pozo inyector, con lo cual se quería simular lo que registraría un pozo observador en esa posición (figura 4.1 A). En él se puede apreciar que la temperatura del yacimiento se mantiene en un valor constante de 250 F hasta el tercer año de inyección de agua, momento en la cual comienza a registrarse disminuciones en la temperatura de cada celda producto del avance del frente de agua. A partir de ese momento se pone en evidencia, con el comportamiento de cada una de las curvas, la manera como el frente de agua avanza, comenzando a inundar y por ende a disminuir la temperatura, desde la última hasta la primera capa.



Gráfica 4.2.- Temperatura en la zona refinada para cada capa vs tiempo en años

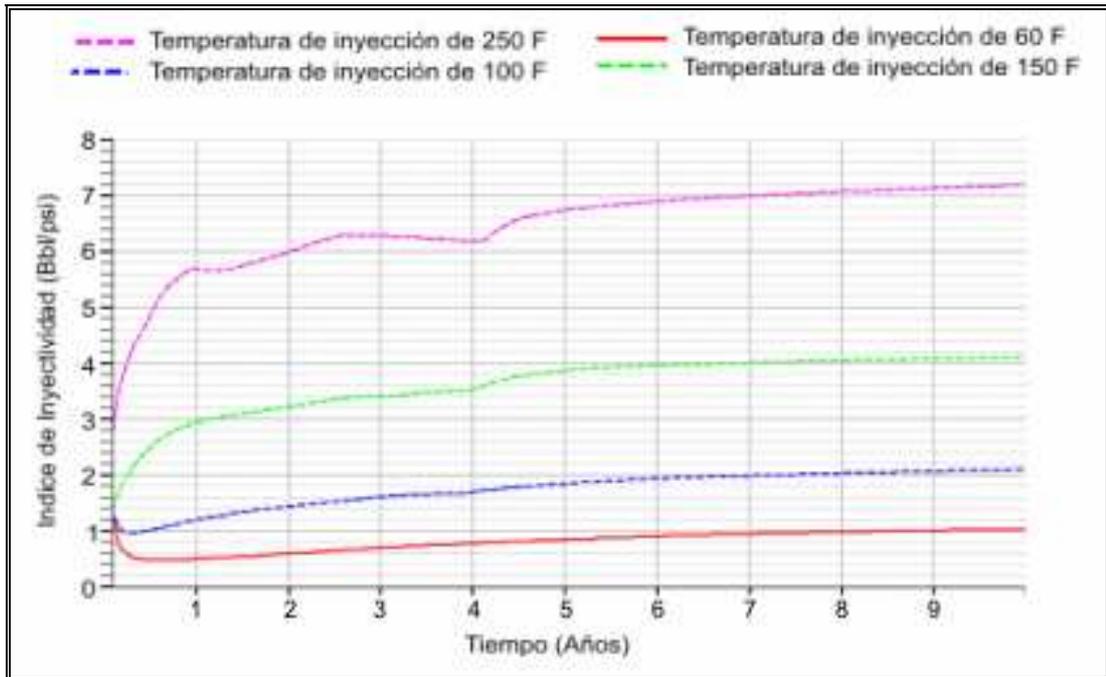
Las curvas que representan las capas cuatro y cinco, las cuales presentan un color morado y negro respectivamente tienden, a solaparse debido a que en esas capas se encuentra cañoneado el pozo inyector, por lo tanto el frente de agua tiende a avanzar casi de la misma manera por esas capas. Para el final de la simulación 31/12/93 se inyectó en el modelo, a una razón de 1200 bbls/días (teniendo en cuenta que la inyección no se realiza de manera constante desde el principio la simulación), 3,7 MMBN de agua. Este comportamiento se comparó cualitativamente con un estudio realizado en el Campo el Furrial <sup>[12]</sup>, donde se utilizó igualmente un pozo observador ubicado a 196 pies de distancia del pozo inyector y se observó que la tendencia era muy similar a la obtenida en esta simulación (ver gráfica 4.3)



Gráfica 4.3.- Registro de temperatura del pozo observador vs tiempo en (d-m-a)

De la gráfica anterior se puede observar el registro de temperatura que percibe el pozo observador durante un intervalo de tiempo y la cual está representada por la curva de color morado (la curva de color púrpura representa la temperatura en una zona del yacimiento que posee la permeabilidad más baja). Al igual que en la gráfica 4.2, existe un período de tiempo en que el frente de agua tarda en llegar al pozo y una vez que lo hace, el frente de agua comienza a enfriar la zona donde se encuentra ubicado el pozo observador.

En la gráfica 4.4 se puede notar el mejoramiento gradual que presenta el índice de inyectividad a medida que se incrementa la temperatura del agua. El comportamiento representado por las curvas evidencia que a una temperatura cercana a la del yacimiento, el índice de inyectividad mejora notablemente. Esto se debe a que tanto la viscosidad del petróleo como la del agua disminuyen en los alrededores del pozo inyector haciéndose más movable que en los casos donde se inyecta a menores temperaturas.



Gráfica 4.4.- Índice de inyectividad para diferentes temperaturas de inyección vs tiempo en años

Para los casos en que se inyecta a 250 y 150 F, representados por las curvas de color morado y verde respectivamente, éstas tienen un comportamiento distinto al de los otros dos casos ya que, con los parámetros de producción e inyección establecidos en los “Keywords” “Wconinje” y “Wconprod” desde el inicio de la simulación, se hace que incremente el índice de inyectividad. Una de las causas de tal comportamiento es que la tasa de inyección permanece constante durante el primer año mientras que la presión de yacimiento y la presión de fondo del pozo inyector (BHP:I) aumentan. Sin embargo, la relación con que incrementan no es proporcional, haciendo que la diferencia entre ellas sea cada vez más pequeña durante ese período.

Superado el primer año de producción la tasa de inyección declina debido a que la presión del yacimiento se acerca a la presión de fondo fluyente del pozo inyector (ver figura 4.1B). Esta disminución se mantiene hasta mediados del segundo año donde se comienza a manifestar los efectos de la producción de

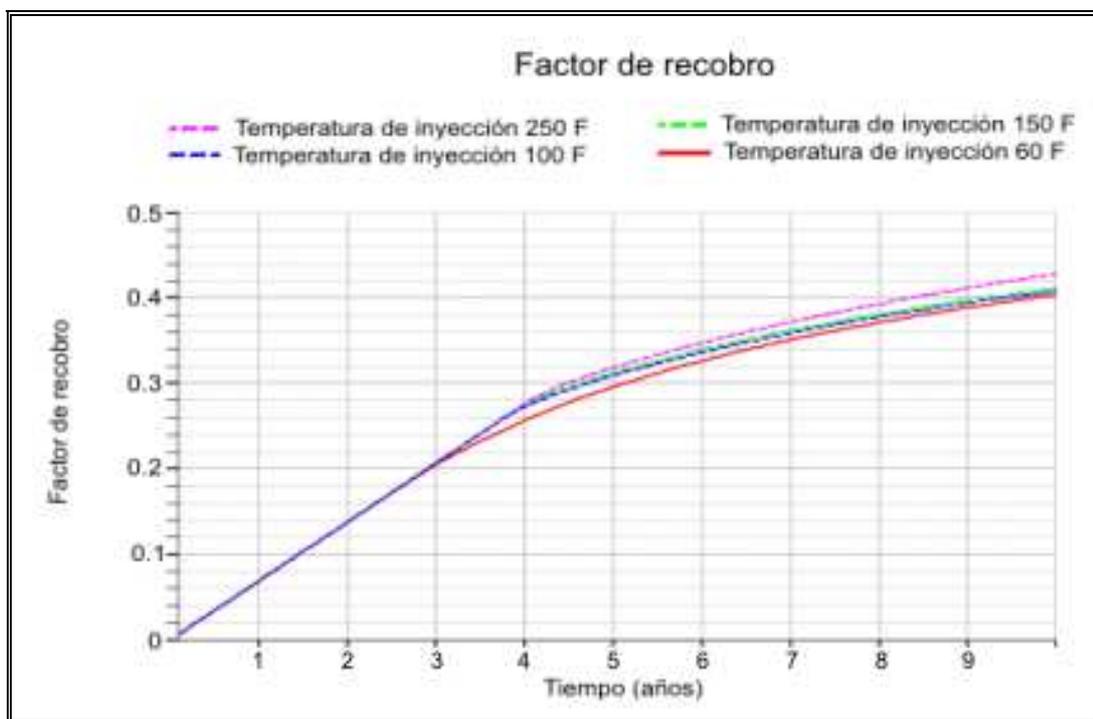
petróleo, por lo tanto al disminuir la presión del yacimiento trae como consecuencia que la inyección de agua incremente hasta el punto de llegar al valor preestablecido desde el inicio de la corrida; esto hace que a su vez incremente el índice de inyectividad.

Para los otros dos casos donde se inyecta agua a una temperatura de 60 y 100 F, representados por las curvas azul y rojo respectivamente, su comportamiento viene relacionado con las fluctuaciones que presenta la tasa de inyección al inicio de la simulación. Al comenzar a declinar la presión en el yacimiento, el diferencial de presión existente entre la presión del yacimiento y el fondo del pozo inyector (BHP:I) permite que la tasa de agua incremente hasta mantenerse constante, lo que genera que el índice de inyectividad también aumente de una manera más suave.

Es necesario resaltar que la opción térmica del ECLIPSE 500<sup>®</sup> no presenta entre sus vectores la opción para graficar el índice de inyectividad, lo cual fue necesario crear dicho vector, por lo que la ecuación utilizada es representativa para este modelo en particular ya que el valor de presión involucrado en la ecuación depende del tamaño de las celdas.

Cuando se incrementa la temperatura del agua que se inyecta hasta alcanzar una temperatura cercana a la del yacimiento los cambios que pueden ocurrir en la viscosidad cerca del pozo inyector son escasos, tal como se ha venido mencionando anteriormente. En la gráfica 4.5 se puede observar las curvas de factor de recobro para cada uno de los casos donde se inyecta a diferentes temperaturas. Las temperaturas de inyección de agua a 60, 100, 150 y 250 F vienen representadas por las curvas de color rojo, azul, verde y morado respectivamente y en ellas se observa que el comportamiento que sigue cada una de ellas es muy similar. Se puede ver que no existe mucha variación, pues al inyectar agua a temperatura ambiente y agua a 250 F, el factor de recobro

entre uno y otro es de 39% y 42% respectivamente (0.39 y 0.42 según la escala de la gráfica 4.5). Esto nos da un indicativo de que el proceso de inyección de agua simulado en este modelo en particular, la temperatura del agua no muestra gran efecto en cuanto a la recuperación de petróleo. Por lo tanto, si el objetivo es incrementar el factor de recobro, sería necesario estudiar otras opciones para determinar qué proceso de inyección sería el más adecuado para incrementar el factor de recobro.

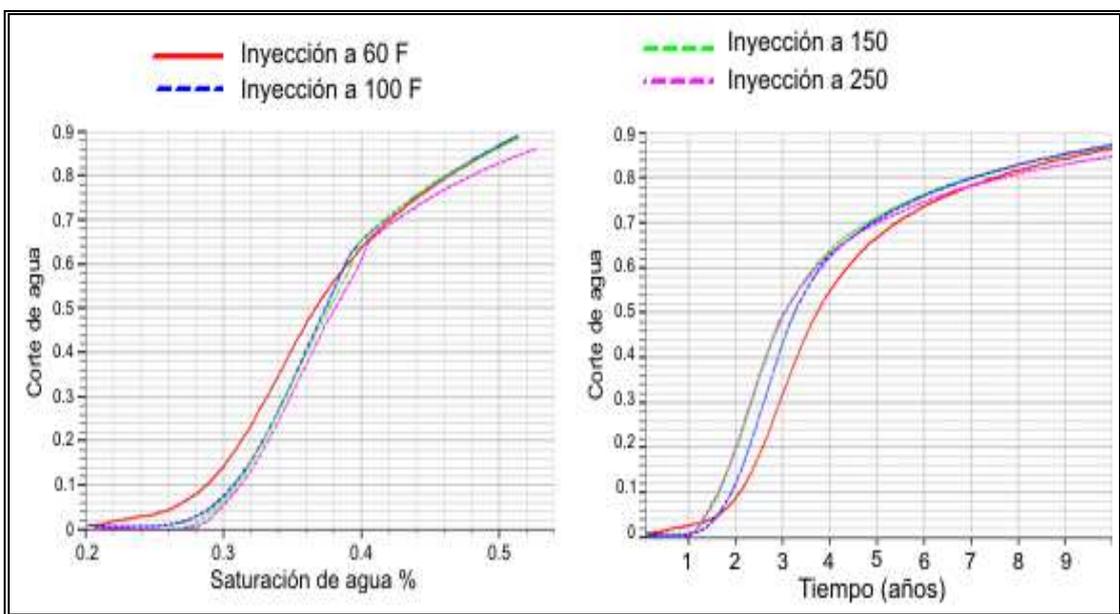


**Gráfica 4.5.- Factor de recobro para los casos donde se inyecta agua a diferentes temperaturas vs tiempo en años**

Se puede ver que en la gráfica anterior existe en las curvas dos tipos de pendientes que la definen. Eso se debe a que en un principio la producción de petróleo viene siendo controlada por una tasa constante de petróleo de 800 BN/día para luego pasar a ser controlado por un BHP de 400 lpc para lo resta de simulación, momento en el cual la curva tiende a bajar levemente.

Todas las curvas siguen una misma trayectoria hasta el tercer y cuarto año de simulación. A partir de ese momento se nota una separación entre ellas debido

a que la presión del yacimiento llega a los 800 lpc, trayendo como consecuencia que las tasas de petróleo declinen también. Una vez que la presión del yacimiento llega a su valor mínimo, todos los casos presentan la menor tasa de producción de petróleo haciendo que la diferencia del factor de recobro entre los casos sea prácticamente el mismo. El cuarto año de la simulación es el momento en que aproximadamente el frente de agua llega a los pozos productores (ver gráfica 4.6)



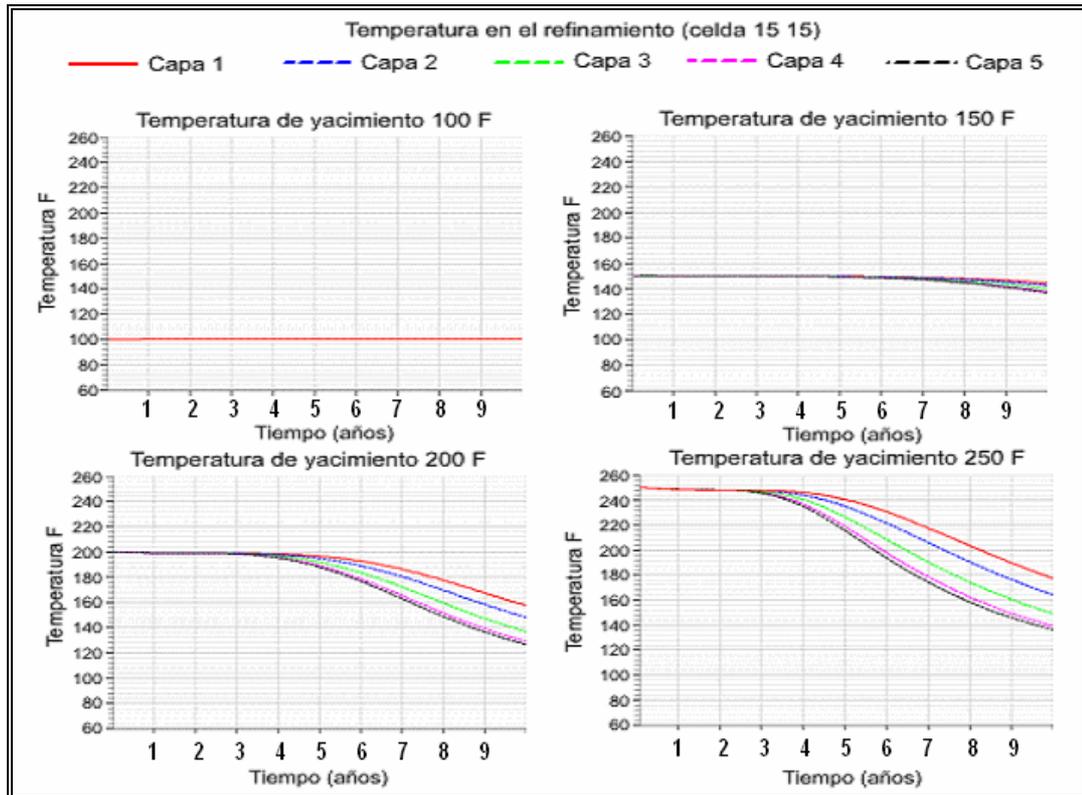
**Gráfica 4.6.- Flujo fraccional y corte de agua para los yacimientos con distintas temperaturas**

#### **4.2.- Comparación del “Caso Base” con el caso donde se varían las temperaturas de yacimiento.**

El objetivo de esta comparación es determinar el impacto que puede generar el hecho de inyectar agua a una temperatura de 60 F. Para ello se procedió a realizar diferentes sensibilidades, las cuales consistieron en variar la temperatura interna del modelo en 100, 150, 200 y 250 F, dejando constante el resto de sus propiedades tanto las de los fluidos como de la roca. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Se comienza a analizar el comportamiento que registra la zona refinada a medida que el frente de agua llega a él y la atraviesa, generando a su vez un enfriamiento tanto en la capa donde avanza el frente como en las capas superiores e inferiores (Ver la figura 4.1B donde se encuentra ubicado el refinamiento). En la gráfica 4.7 que se presenta a continuación se puede ver que a medida que la temperatura del yacimiento aumenta, las curvas se van separando cada vez más, lo que era de esperarse, ya que a medida que el crudo se encuentra en un medio donde la temperatura es cada vez mayor, el fluido desplazante puede barrer con mayor facilidad al petróleo.

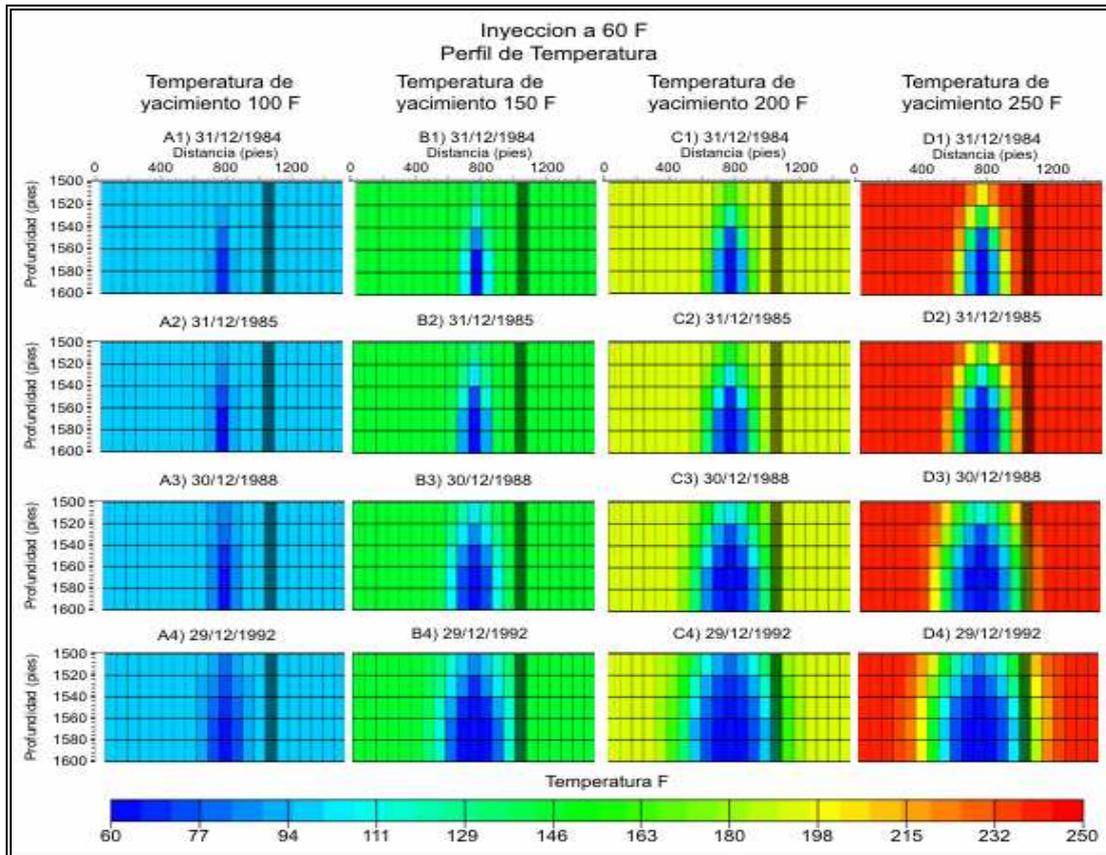
Para el caso en que se tiene el modelo a una temperatura de 100 F, las curvas que representan cada una de las celdas del refinamiento se encuentran solapadas entre sí. Esto se debe a que con el tiempo de diez años establecido en el "Keyword" "Schedule" del simulador ECLIPSE, el frente de agua no logra llegar al refinamiento debido a que el agua se consigue con un fluido que es mucho más difícil de desplazar como consecuencia de las condiciones de temperatura en que se encuentra en él.



Gráfica 4.7.- Temperatura de la zona refinada vs tiempo en años

Cuando el yacimiento tiene una temperatura de 150 F se puede ver que las curvas comienzan a separarse, este comportamiento es cada vez más notorio hasta llegar al caso base, donde la temperatura es de 250 F, en el cual se puede apreciar una visible separación entre cada una de las curvas que representan las celdas del refinamiento, lo que indica que el frente de agua pudo llegar al refinamiento, barrer parte del petróleo que se encontraba en esa zona y a su vez disminuir la temperatura de las capas. Para el final de la simulación, las celdas (15,15,1); (15,15,2); (15,15,3); (15,15,4) y (15,15,5) llegaron a reducir su temperatura en 180, 164, 152, 140 y 139 F respectivamente. Se puede notar, al igual que en el caso anterior, que para las capas cuatro y cinco, las curvas tienden a unirse debido a que en esas capas el pozo inyector se encuentra cañoneado, lo que trae como consecuencia que el frente de agua avance casi de la misma manera por esas capas.

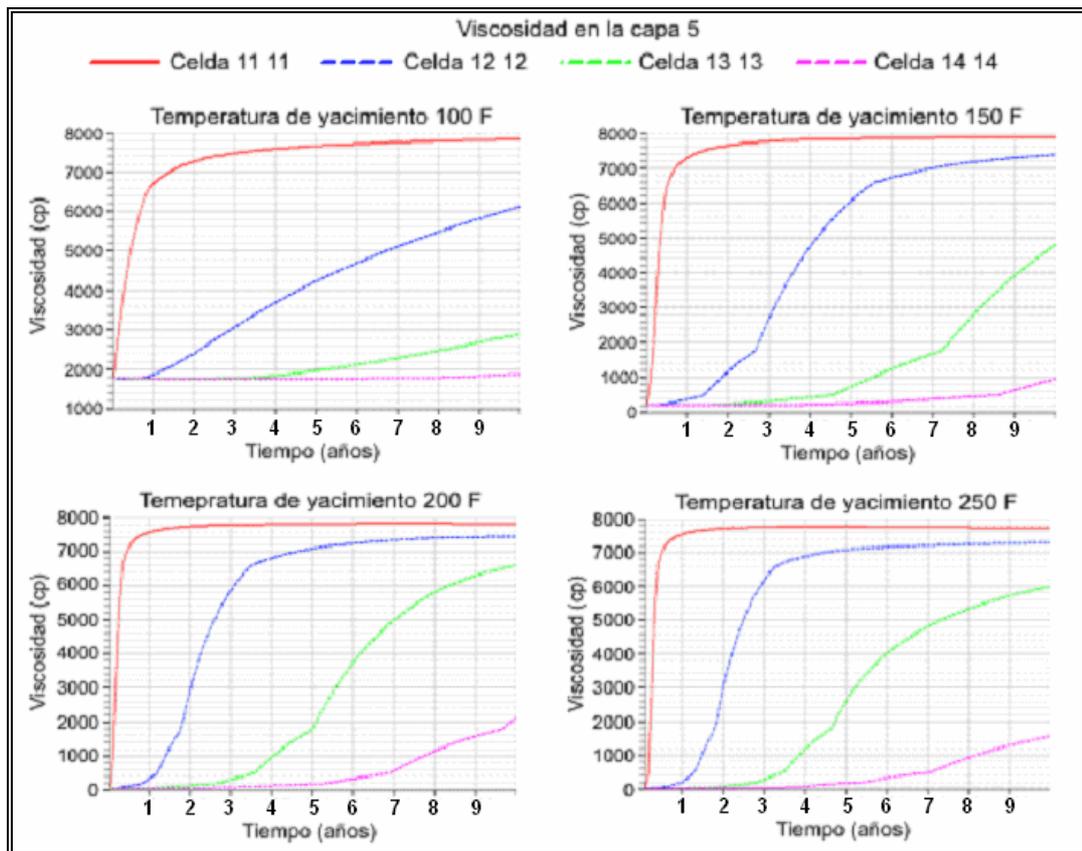
A continuación se muestra en la figura 4.3, para cada uno de los casos, los perfiles de temperatura; en ellos se puede apreciar mejor la manera en que disminuye la temperatura en los alrededores del pozo y hasta donde llega el enfriamiento en el transcurso de la simulación.



**Figura 4.3.- Perfil de temperatura para diferentes temperaturas de yacimientos**

De lo dicho anteriormente, para cada uno de los casos planteados, se puede apreciar la manera en que cada una de las celdas que se encuentran alrededor del pozo inyector disminuye su temperatura. Tomando en cuenta que el avance del frente alcanza una mayor distancia areal para una temperatura de yacimiento de 250 F, se puede apreciar que al el final de la simulación el agua invade de igual manera cada una de las celdas verticalmente y como consecuencia de ello disminuye su temperatura. Por lo tanto es de esperarse que en los alrededores del pozo inyector, dependiendo de la viscosidad que

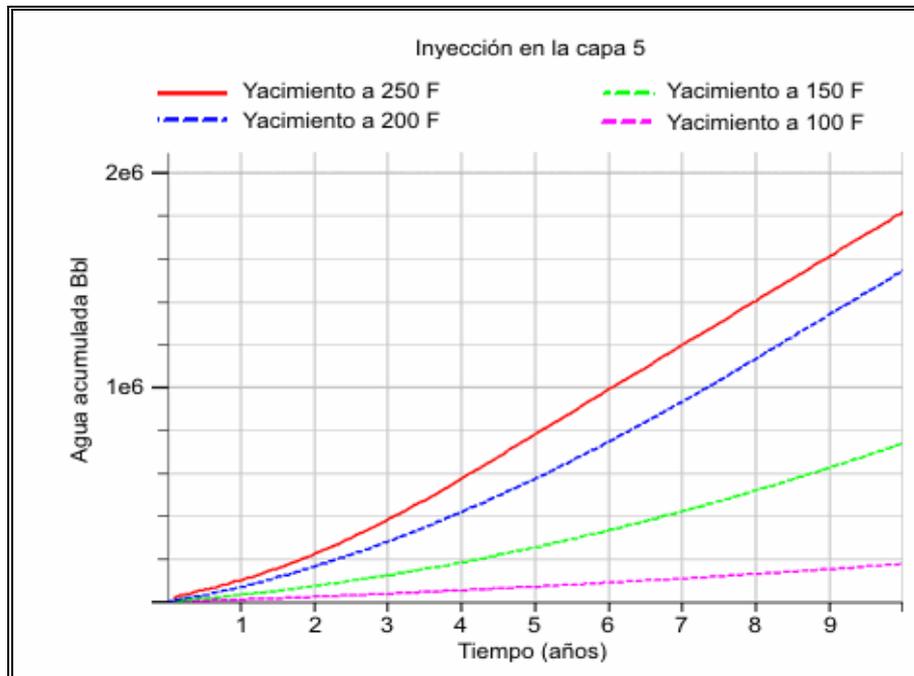
presente el crudo a la temperatura del yacimiento establecida en el modelo, exista un relativo incremento en esa propiedad. Se puede comparar la figura anterior con la gráfica 4.8 que se presenta a continuación; de esta se puede tener una mejor idea de cómo suceden los cambios que presenta la viscosidad en las adyacencias del pozo inyector a medida que disminuye la temperatura de la celda seleccionada durante un evento de tiempo escogido.



**Gráfica 4.8.- Viscosidad del petróleo para diferentes temperatura de yacimiento vs tiempo en años**

Se puede apreciar que en el primer año de simulación, la variación de la viscosidad va a depender tanto de la temperatura inicial del modelo como de la temperatura que presente la celda para ese momento. Por lo tanto en la celda (11,11,5) (ubicación de una de las perforaciones del pozo inyector, figura 4.1B) para los modelos que tienen una temperatura de 100, 150, 200 y 250 F, sus viscosidades iniciales son 2000, 210, 50 y 15 cp respectivamente y al inyectar

agua a 60 F estas viscosidades aumentan a 6712, 7285, 7574 y 7590 cp respectivamente. Este comportamiento viene gobernado por los volúmenes de agua que son inyectados en el yacimiento, tal como se muestra en la gráfica 4.9



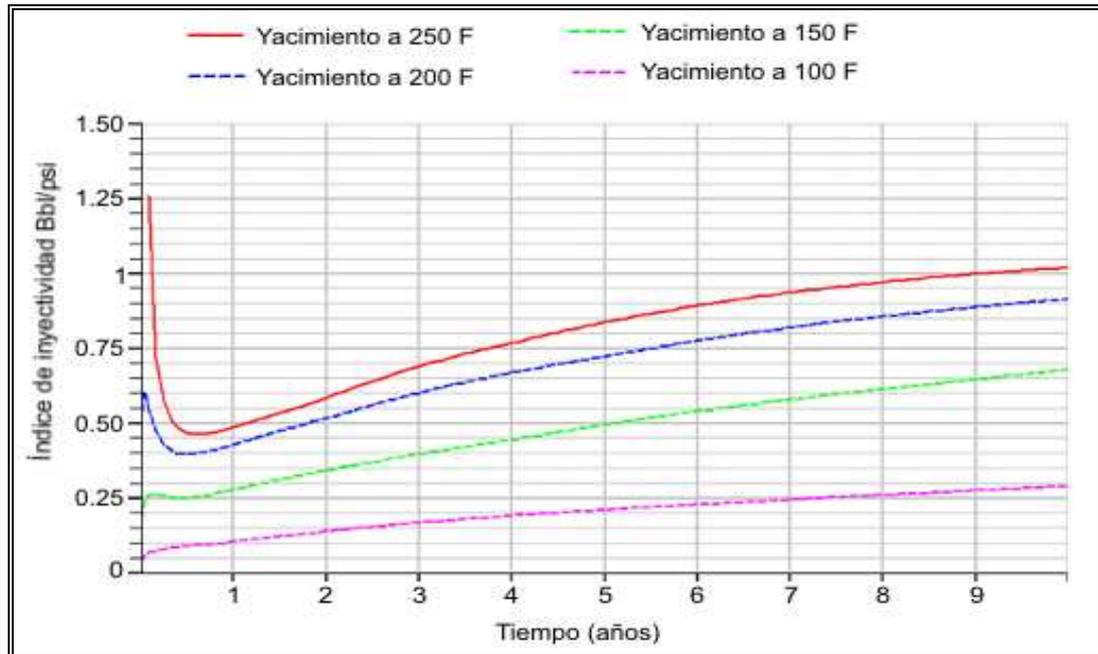
**Gráfica 4.9.- Volumen de agua total inyectado vs tiempo en años**

En la gráfica anterior se puede apreciar las curvas de color rojo, azul, verde y morado, las cuales representan la inyección acumulada de agua para los casos donde se tiene una temperatura de 250, 200, 150 y 100 F respectivamente; por lo tanto es de esperarse que para el caso base cuya temperatura es de 250 F, se presente la mayor viscosidad de petróleo, debido a que se inyecta más agua durante toda la simulación en la capa cinco que en el resto de las sensibilidades. En el caso con una temperatura de 100 F (curva de color morado), presenta la menor cantidad de agua inyectada para la misma capa, como consecuencia de ello se obtiene una menor viscosidad.

Finalizando el primer año de inyección de agua, los modelos descritos en la gráfica 4.8, comienzan a sentir el efecto de la inyección de agua en las celdas

adyacentes de manera radial a la (11,11,5). En el caso del modelo con temperatura interna de 100 F las celdas (13,13,5) y (14,14,5) comienzan a sentir los efectos de la inyección de agua para el cuarto año de simulación, esto como consecuencia de lo que se ha venido comentando anteriormente, el crudo se consigue con una viscosidad inicial alta y al entrar en contacto con un fluido de menor temperatura que el medio que lo contiene, éste tiende a incrementar, por lo que su desplazamiento se hace más lento. Tal comportamiento se puede diferenciar del resto de los modelos que presentan otras temperaturas internas donde para las mismas capas se hace sentir el efecto del cambio de temperatura en menos tiempo.

En la gráfica 4.10 se puede comparar el índice de inyectividad para los cuatros casos. En ella se observa que existe una disminución al comienzo de la simulación para los casos donde se tiene un yacimiento con una temperatura de 200 y 250 F, representados por las curvas de color rojo y azul respectivamente. Esto se debe a que en esa fecha y con los parámetros de producción establecidos en el "Keyword" "wconinje" se hace imposible inyectar a una tasa constante de 1200 bbl/día, disminuyendo ésta hasta alcanzar un valor mínimo de 500 bbl/día. En lo que el yacimiento comienza a sentir los efectos de la producción manifestándolo con la disminución de la presión, se comienza a inyectar agua cada vez más hasta lograr alcanzar el valor establecido inicialmente. Ese ascenso de la tasa de inyección lo podemos notar aproximadamente entre el tercer y cuarto mes del primer año, donde le índice de inyectividad también comienza a incrementar.



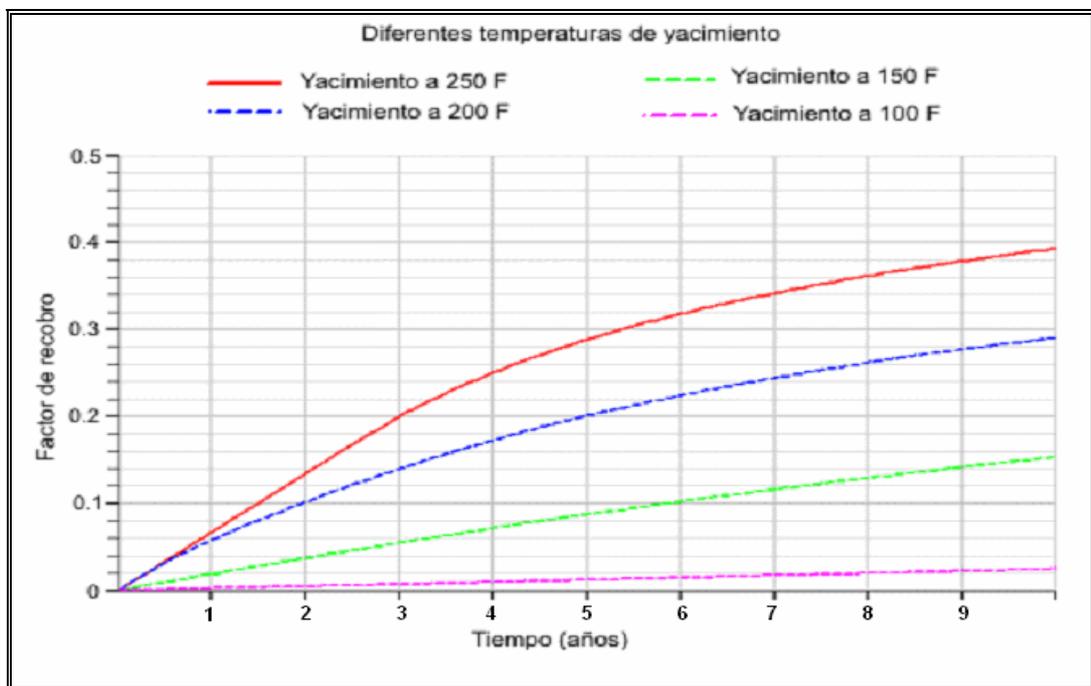
Gráfica 4.10.- Índice de inyectividad para diferentes temperaturas del modelo de simulación vs tiempo en años

Para las curvas de color verde y morado, que representan los casos de temperatura de yacimiento de 150 y 100 F respectivamente, la disminución que presentan al principio de la inyección es mucho menor comparado con los casos anteriores. El yacimiento que posee una temperatura de 150 F, representado por la curva verde, la tasa de inyección muestra una pequeña declinación que se puede observar de igual manera en el índice de inyectividad y, una vez superado este descenso, inmediatamente comienza a incrementar, ya que las variables que están relacionadas con la ecuación que maneja el simulador para graficar este vector comienzan a incrementar en todo momento a excepción de la presión de fondo del pozo inyector (BHP:I) la cual es constante desde el inicio. Un comportamiento similar es para el caso de la curva de color morado, que correspondiente a un yacimiento de 100 F, con la salvedad de que desde el inicio de la simulación el índice de inyectividad va aumentando.

El factor de recobro, como era de esperarse, se ve afectado ya que la fase oleica va a tener cada vez menos movilidad debido a que su viscosidad

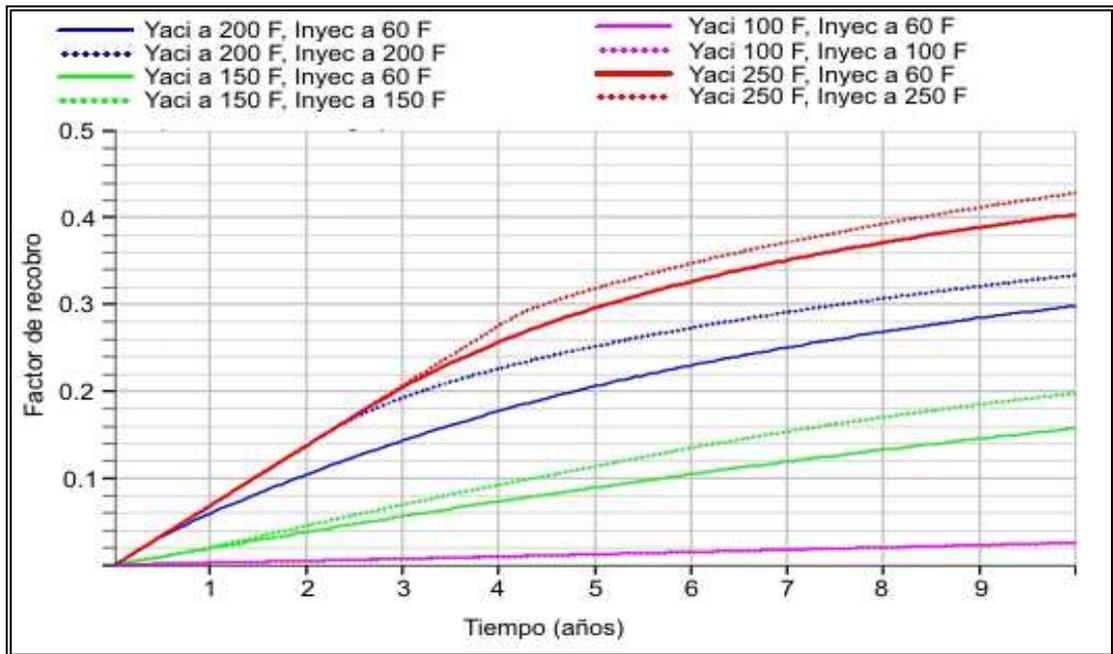
aumenta a medida que la temperatura del modelo es menor y aún más si se le inyecta agua a una temperatura de 60 F. Esto se ve reflejado en la gráfica 4.11. Para el Caso Base, el cual posee una temperatura de 250 F y está representado por la curva roja, podemos observar que a partir del 20/1/87 la pendiente de la curva tiende a bajar levemente, debido a que para esa fecha el yacimiento deja de ser controlado por la tasa de producción, de 800 BN/día, y es controlado por un BHP de 400 lpc para lo que queda de la simulación.

Las otras curvas de color azul, verde y morado, las cuales representan los yacimientos con temperatura de 200, 150 y 100 F respectivamente, presentan un comportamiento muy parecido entre ellas, mas no sus valores. Su diferencia radica en que las tasas de producción de petróleo son cada vez menores para cada uno de los casos donde existe una menor temperatura. Por ello al inicio de la simulación los pozos productores son controlados por BHP en vez de ser controlados por tasa de petróleo.



**Gráfica 4.11.- Factor de recobro para diferentes temperaturas del modelo de simulación vs tiempo en años**

Se realizó una corrida inyectando agua a la misma temperatura que presentaba el modelo de simulación para los diferentes casos planteados en esta sensibilidad con el fin de apreciar la variación que puede existir si se inyecta agua a una temperatura de 60 F. En la gráfica 4.12 que se presenta a continuación se aprecia los resultados de esta comparación.



**Gráfica 4.12.- Factor de recobro inyectando agua a 60 F y a la temperatura del yacimiento vs tiempo en años**

En la tabla 4.1 muestra los distintos factores de recobro para cada sensibilidad (variación de la temperatura del yacimiento). La primera columna representa los casos a distintas temperaturas del yacimiento (250, 200, 150 y 100 F). La segunda columna corresponde al factor de recobro para la temperatura de 60 F y por último, la tercera columna corresponde al factor de recobro inyectando agua a la misma temperatura del yacimiento.

**Tabla 4.1.- Factor de recobro a distintas temperaturas de yacimiento**

	Factor de recobro inyectando a 60 F (%)	Factor de recobro inyectando a la misma temperatura del yacimiento (%)
<b>1) Caso Base (Temp. Yacimiento 250 F)</b>	40	42
<b>2) Caso (Temp. Yacimiento 200 F)</b>	30	33
<b>3) Caso (Temp. Yacimiento 150 F)</b>	15	20
<b>4) Caso (Temp. Yacimiento 100 F)</b>	3	3

Se puede apreciar que en los tres primeros casos la diferencia que existe en el factor de recobro no es significativa, mientras que para el último caso, se puede observar un porcentaje bajo en el factor de recobro que se mantiene constante aún inyectando a la misma temperatura del yacimiento. Esto se debe a que la viscosidad del petróleo que presenta este caso es alta, trayendo como consecuencia que la movilidad del mismo sea menor.

Por lo tanto para este modelo en particular, con las propiedades de los fluidos y de las rocas presentes en él, inyectar agua tanto a condiciones normales (60 F) como a la misma temperatura del yacimiento, no produce cambios significativos en el factor de recobro para el final de la simulación.

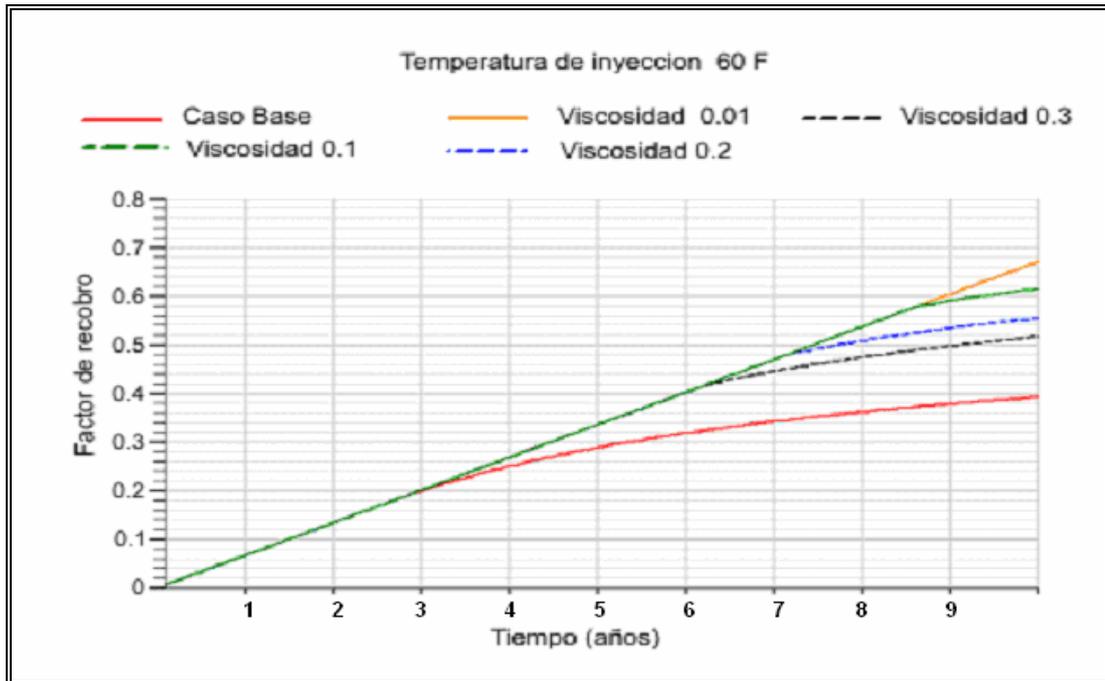
**4.3.- Comparación del “Caso Base” con el caso donde se varían las viscosidades del petróleo.**

A continuación se realizará el análisis a partir de los resultados obtenidos, producto de la modificación hecha al “Caso Base”. Esta modificación consistió en variar la viscosidad para el componente petróleo en el “keyword” “Olvisvict”. Tales variaciones se presentan a continuación en la siguiente tabla:

**Tabla 4.2.- Variaciones realizadas a la viscosidad del petróleo en el Keyword “Olvisvict”**

<b>Temperatura (F)</b>	<b>Viscosidad normal (cp)</b>	<b>Viscosidad normal x0,01 (cp)</b>	<b>Viscosidad normal x 0,1 (cp)</b>	<b>Viscosidad normal x 0,2 (cp)</b>	<b>Viscosidad normal x 0,3 (cp)</b>
60	9000	90	900	1800	2700
75	7500	75	750	1500	2250
100	2000	20	200	400	600
125	532	5.32	53,2	106,4	159,6
150	210	2,1	21	42	63
200	50	0,5	5	10	15
250	15	0,15	1,5	3	4,5
300	8,1	0,081	0,81	1,62	2,43
400	3	0,03	0,3	0,6	0,9
500	1,5	0,015	0,15	0,3	0,45

En la gráfica 4.13 se muestra las diferentes curvas que representan el factor de recobro para los casos donde se tienen diferentes viscosidades y se inyecta agua a una temperatura de 60 F. Cada uno de estos fluidos se encuentran en un modelo cuyas propiedades son similares al del caso base así como su temperatura interna.

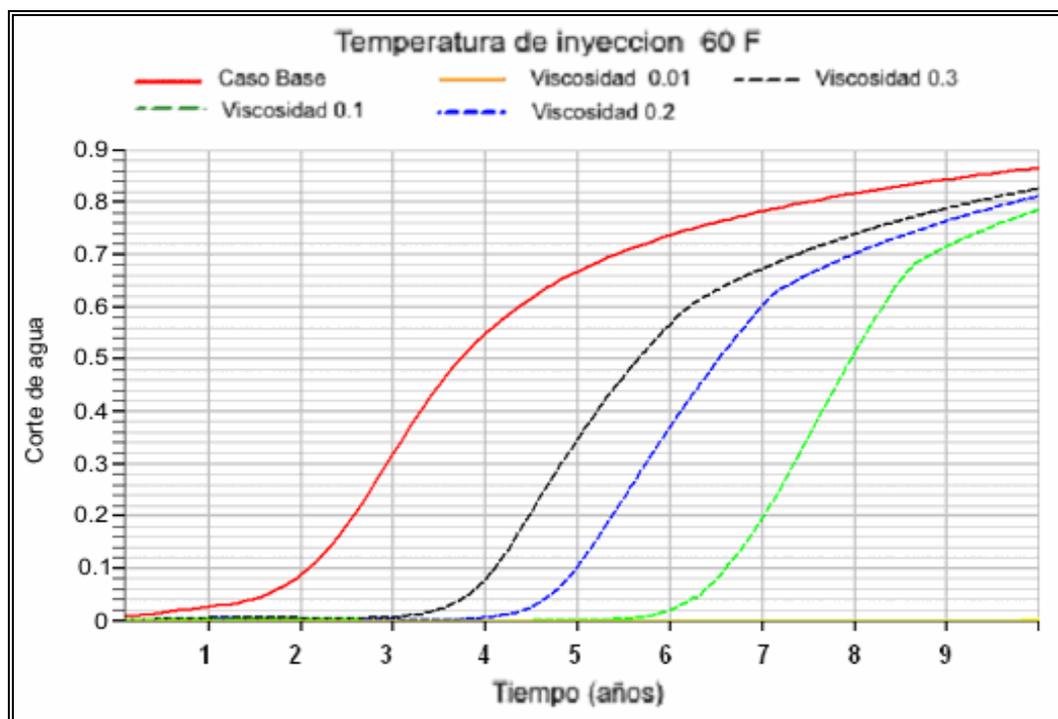


Gráfica 4.13.- Factor de recobro para distintas viscosidades de petróleo vs tiempo en años

Como era de esperarse, para una inyección de agua a 60 F, se observa que el porcentaje de recobro de petróleo al final de la simulación incrementa a medida que la viscosidad del petróleo se hace cada vez menor con respecto a la viscosidad original que presenta el caso base. Esto nos da un indicativo que al frente de agua se le hace mucho más fácil desplazar al petróleo que se encuentra en el yacimiento. Cada una de las curvas presentan, para diferentes tiempos, cambios en las restricciones de producción es decir, como se ha comentado en casos anteriores, el caso base representado por la curva de color rojo, se separa de la tendencia de las demás curvas en el tercer año, debido a que en esa fecha la producción de petróleo deja de ser controlada por la tasa de petróleo ya que se comienza a sentir la caída de presión y en ese momento dicha producción pasa a ser controlada por la presión de los pozos productores (BHP:P).

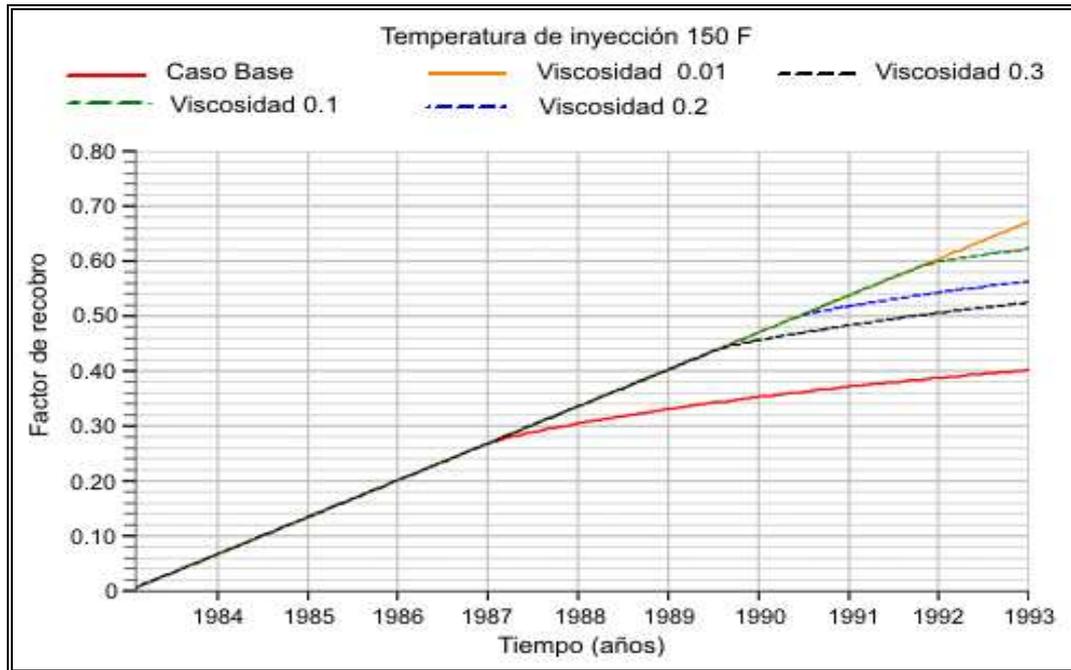
Para el resto de las curvas al igual que el caso base, también presentan ese comportamiento, sin embargo la fecha donde cambia su control de producción es diferente para cada uno de los casos.

Otro de los factores que hacen que las curvas de recobro presenten diferentes tendencias durante la simulación, es debido a que el frente de agua llega a los pozos productores tal como se muestra en la gráfica 4.14



**Gráfica 4.14.- Corte de agua (caso donde se inyecta agua a una temperatura de 60 F) vs tiempo en años**

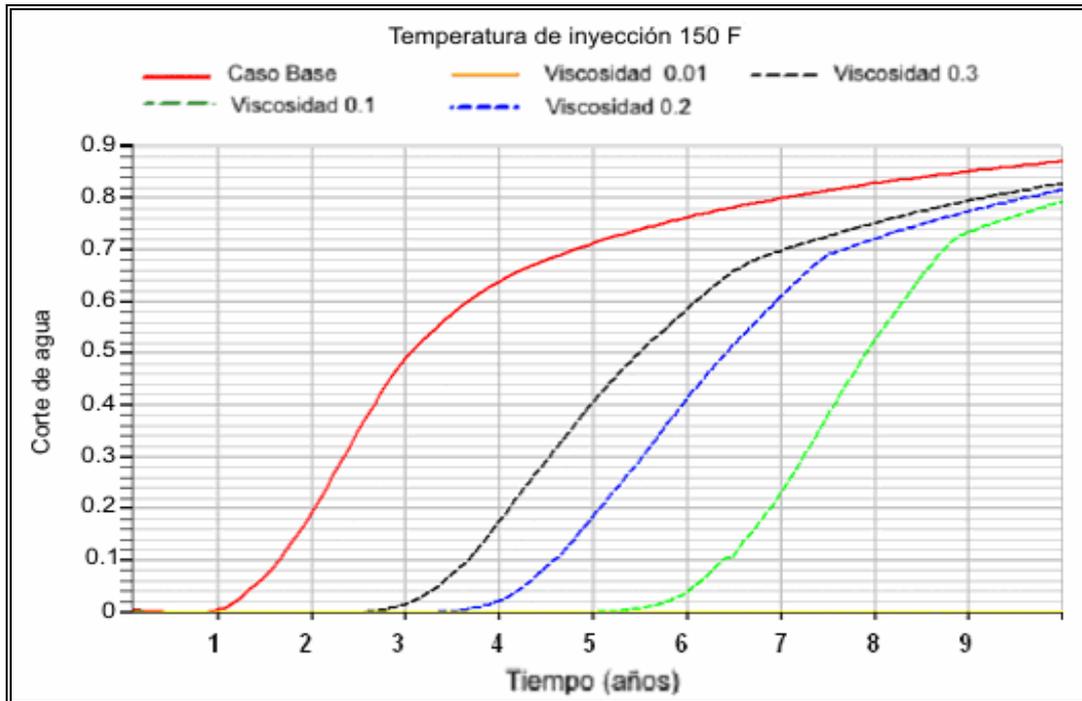
Las curvas de la gráfica anterior representan los cortes de agua tanto para el caso base como para las sensibilidades (variando la viscosidad del petróleo) donde se inyecta agua a una temperatura de 60 F. Se puede apreciar que en los años donde cambia la tendencia del factor de recobro (ver gráfica 4.13) corresponden con los años donde el frente de agua llega a los pozos productores.



Gráfica 4.15.- Factor de recobro para distintas viscosidades de petróleo vs tiempo en años

En la gráfica 4.15 podemos observar ahora las curvas que representan el factor de recobro de los diferentes casos de viscosidad, pero inyectando el agua a una temperatura de 150 F. Se observa que al final de la simulación no se muestra una variación considerable para ser tomada en cuenta, pues si comparamos el factor de recobro para el caso donde se inyecta a 60 F con el de una inyección de 150 F, observamos que el factor de recobro varía de 61% a 62% respectivamente. Esto nos da un indicativo de que la temperatura de inyección del agua para este modelo en particular no es un parámetro de suma relevancia en la producción de petróleo, ya que los efectos del cambio de temperatura solo se perciben en los alrededores del pozo, pero para efectos del yacimiento en general no es relevante.

A continuación se presenta la gráfica 4.16 donde se puede observar el corte de agua para los diferentes casos donde se inyecta agua a una temperatura de 150 F.



Gráfica 4.16.- Corte de agua (inyectando agua a una temperatura de 150 F) vs tiempo en años

Las curvas de la gráfica anterior representan los cortes de agua tanto para el caso base como para las sensibilidades (variando la viscosidad del petróleo) donde se inyecta agua a una temperatura de 150 F. Se puede apreciar que en los años donde cambia la tendencia del factor de recobro (ver gráfica 4.15) corresponden con los años donde el frente de agua llega a los pozos productores.

#### 4.4.- Comparación del “Caso Base” con el caso donde se varían las permeabilidades de la roca tanto vertical (Kz) como areal (Kx, Ky).

Para este caso en particular se procedió a variar en el “keyword” “Properties” las permeabilidades de la roca, tal como se muestra en la tabla 4.3, y una vez realizadas las sensibilidades se procede a analizar los resultados obtenidos, los cuales se presentan a continuación.

**Tabla 4.3.- Variación de las permeabilidades Kx, Ky, Kz**

"Kx", y "Ky" (md)	"Kz" (md)
3000	100
1000	50
500	10
100	0
50	

En la figura 4.3, se muestra el perfil del modelo conceptual, donde se puede apreciar mejor el comportamiento que tiene el frente de temperatura en los diversos casos donde se varía la permeabilidad "Kz" sin alterar las permeabilidades "Kx" y "Ky".

Como era de esperarse, el flujo de agua se desplaza con más facilidad en los casos donde exista mayor permeabilidad, por lo tanto el frente de agua se mueve con una mayor velocidad haciendo que el enfriamiento entre capas dependa de esta propiedad. Tal situación se puede manifestar si comparamos el caso donde se presenta una permeabilidad vertical (Kz) de 100 md (A1, A2, A3, A4) junto con una permeabilidad vertical (Kz) de 10 md (C1, C2, C3, C4). En ellos podemos observar que para el 31/12/93, al final de la simulación, el frente de temperatura se desplaza arealmente de la misma manera para ambos casos, sin embargo se puede notar que para el primer caso la disminución de la temperatura tiende a abarcar todo el espesor de la formación mientras que para el caso cuya permeabilidad vertical ("Kz") es de 10 md el frente de baja temperatura abarca ochenta pies desde la base del modelo.

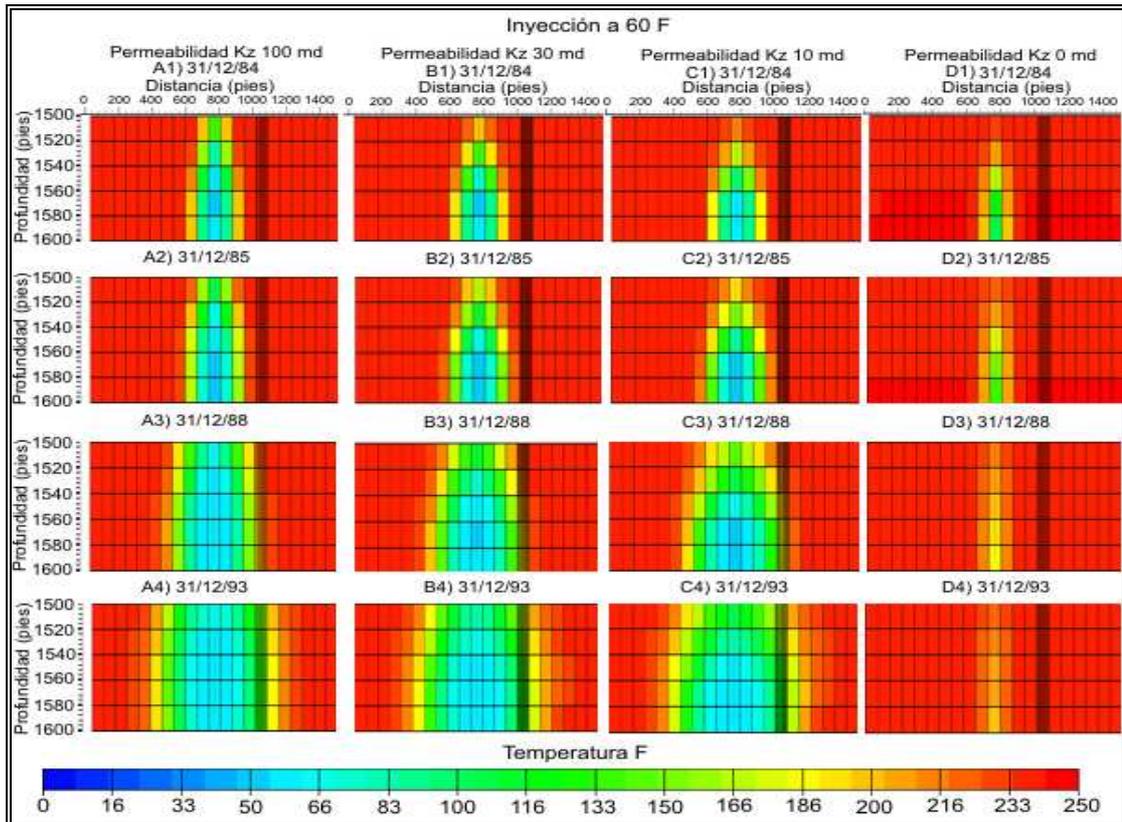
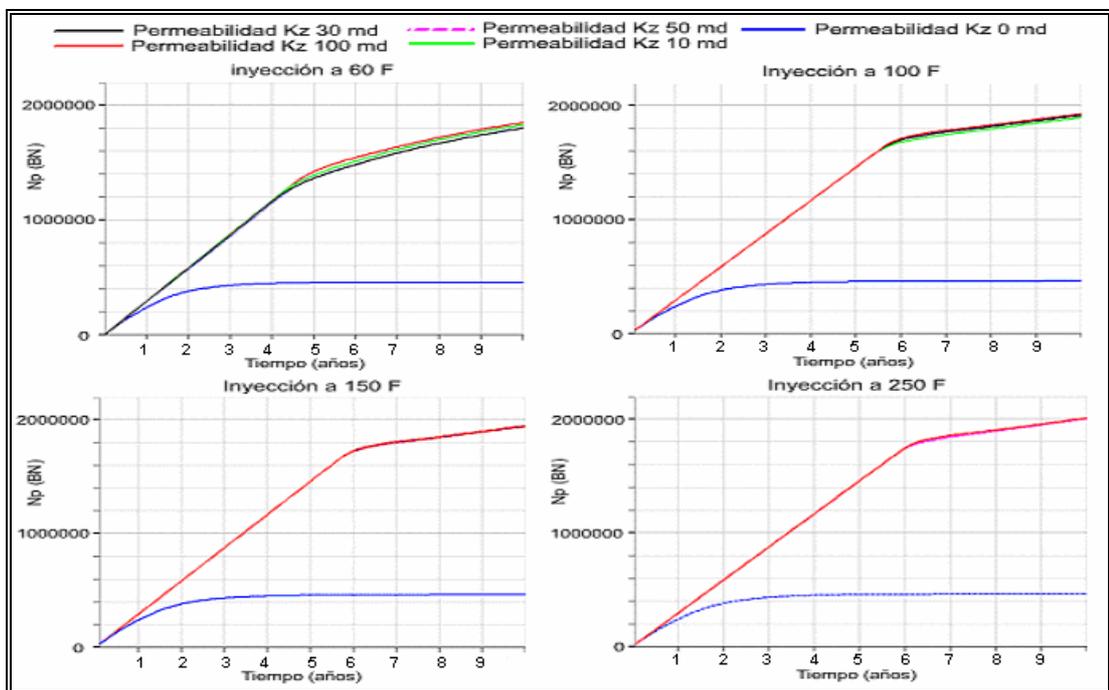


Figura 4.3.- Perfil de temperatura para los casos en que se tiene “Kz”= 100, 30, 10 y 0 md

En la columna D, donde se inyecta a la misma temperatura que en los casos anteriores y con los parámetros de producción e inyección que fueron preestablecidos al inicio de la simulación, se puede observar un enfriamiento en las celdas (11,11,4) y (11,11,5) seguido por una pequeña disminución en las celdas adyacentes. Sin embargo, esto ocurre hasta el 30/12/1990 debido a que el pozo inyector se cierra dándole oportunidad al yacimiento a que recupere calor. Este fenómeno ocurre debido a que la presión entre las capas cuatro y cinco aumenta ya que no existe oportunidad que el petróleo fluya a las capas superiores. Esto hace que la presión del yacimiento aumente hasta el punto de acercarse al valor preestablecido para el BHP del pozo inyector, por lo tanto el diferencial de presión va disminuyendo cada vez más, lo que hace que la tasa de inyección disminuya a su vez hasta que se cierre el pozo.

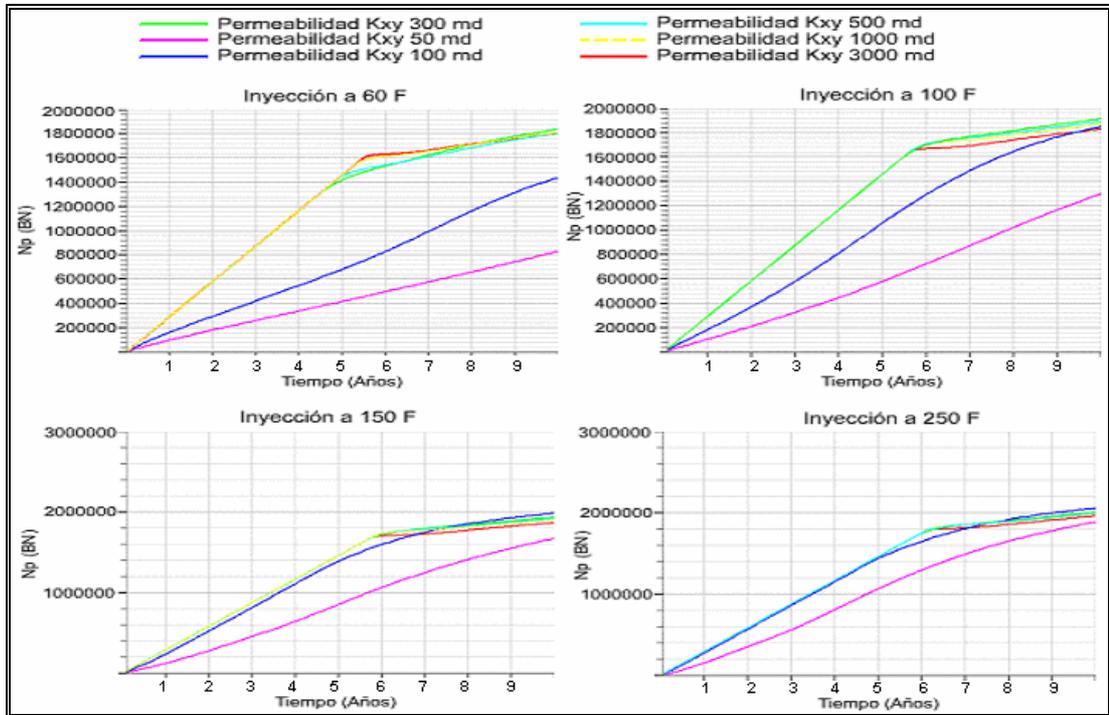
En la gráfica 4.17 podemos observar el comportamiento que toman las curvas de producción total de petróleo para cada uno de los casos donde se varía la permeabilidad vertical (“Kz”) inyectando a diferentes temperaturas. Se puede apreciar que la variación entre ellas es muy poca a excepción de los casos donde el yacimiento posee permeabilidad nula. Esto es debido a que los pozos productores completados en la primera y segunda capa, no sienten el efecto de la inyección por lo que la producción de petróleo ocurriría por efecto del empuje natural.



**Gráfica 4.17.- Producción total petróleo variando la permeabilidad vertical (“Kz”) vs tiempo en años**

Al variar la permeabilidad areal (“Kx” y “Ky”), sin alterar la permeabilidad vertical (“Kz”), tal como se muestra en la gráfica 4.18, encontramos que para valores bajos de permeabilidad, la producción de petróleo se reduce considerablemente ya que se está restringiendo el paso de fluido hacia los pozos productores; a ello se debe el comportamiento que presentan las curvas

de color azul y morado, las cuales representan los casos de una permeabilidad areal de 50 y 10 md respectivamente.



**Gráfica 4.18.- Producción de petróleo total variando la permeabilidad areal (“Kx” y “Ky”) vs tiempo en años**

Sin embargo, para altas permeabilidades y con diferentes temperaturas de inyección se puede observar que el comportamiento entre ellas tiende a ser el mismo a excepción, como se comentó anteriormente, de los casos donde la permeabilidad es baja.

Esto nos da un indicativo que los parámetros que se variaron no constituyen un factor determinante en la producción de petróleo a la hora de realizar un proceso de inyección de agua a condiciones normales (60 F), pues como se vio en la gráfica anterior lo que hace es acelerar el proceso de producción de petróleo mas no mejorar el recobro de petróleo.

**4.5.- Comparación del “Caso Base” con el caso donde se varía las propiedades de la roca e inyectando agua a una temperatura de 60 F.**

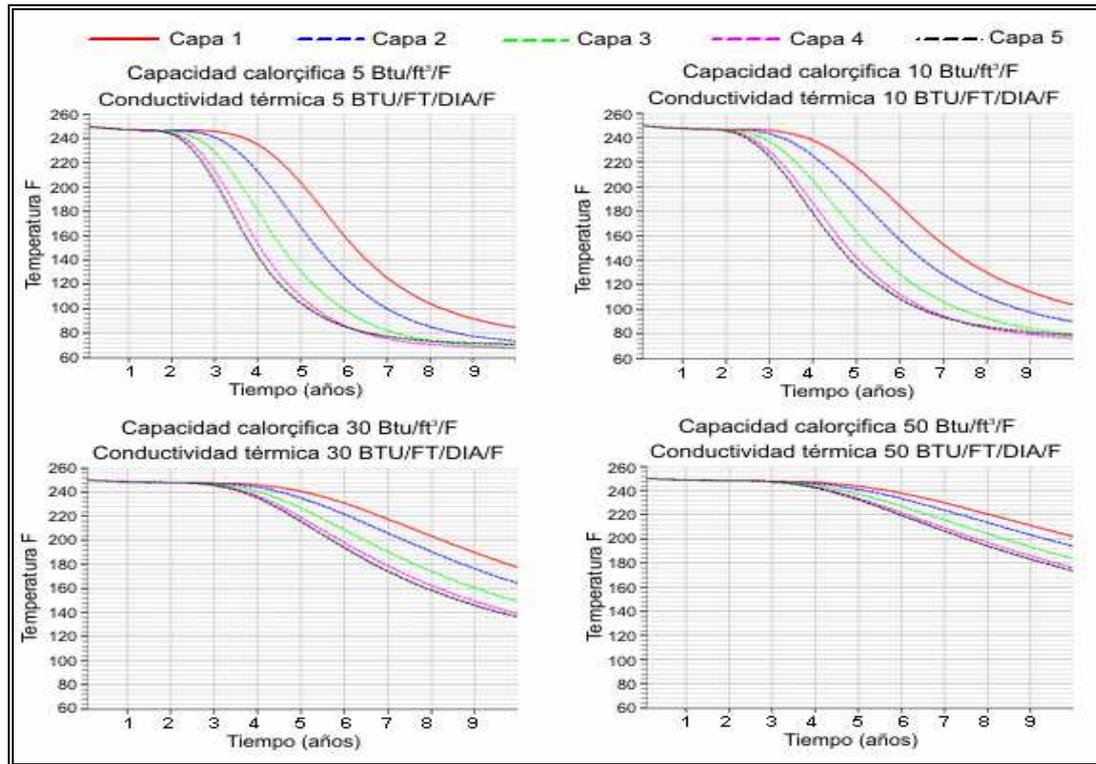
En este caso se procedió a variar en el “Keyword” “temperature” ubicado en la sección de la malla, la capacidad calorífica, así como la conductividad térmica de la roca tal como se muestra en la tabla 4.4. Los resultados obtenidos de la simulación de estas sensibilidades se presentan a continuación.

**Tabla 4.4.- Variación de las propiedades de la roca**

<b>Conductividad térmica (Btu/ft/día/F)</b>	<b>Capacidad calorífica (Btu/ft<sup>3</sup>/F)</b>
50	50
35 (caso base)	30 (caso base)
10	10
5	5

De sensibilidades realizadas, se observa que en las celdas (15,15,1); (15,15,2); (15,15,3); (15,15,4) y (15,15,5), las cuales constituyen el refinamiento que tiene como función simular lo que percibe un pozo observador ubicado a 285.84 pies de distancia del pozo inyector (ver figura 4.1B), existe un enfriamiento más acentuado en cada una de las celdas que las conforman a medida que disminuye tanto la capacidad calorífica como la conductividad térmica de la roca, tal como se muestra en la gráfica 4.19

Para el caso en que se tiene el modelo con una conductividad térmica de 5 (Btu/ft/día/F) así como una capacidad calorífica de la roca de 5 (Btu/ft<sup>3</sup>/F), se puede observar que al llegar al final de la simulación, en las celdas dos, tres, cuatro y cinco representadas por las curvas azul, verde, morado y negro respectivamente tienden a unirse, lo que nos indica que la roca es mucho más susceptible al enfriamiento proporcionado por el agua al pasar a través del refinamiento.

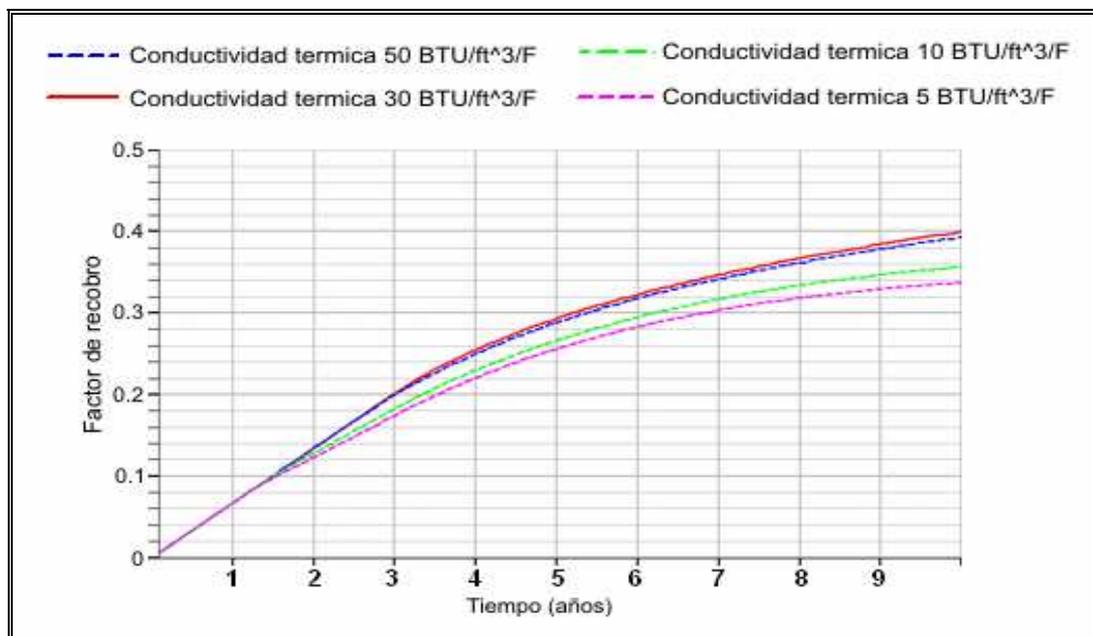


**Gráfica 4.19.- Temperatura de la zona refinada para diferentes valores de conductividad térmica y capacidad calorífica de la roca vs tiempo en años**

A medida que se van incrementando estos valores hasta llegar a 50 (Btu/ft/dia/F) tanto para la conductividad térmica de la roca, así como 50 (Btu/ft<sup>3</sup>/F) para la capacidad calorífica de la misma, las curvas que se describieron anteriormente se van separando hasta llegar al punto en que cada una de las celdas presentan una reducción de temperatura gradual, que va variando de mayor a menor temperatura desde el tope a la base respectivamente. Se puede observar también que los dos primeros casos en que se tiene valores de conductividad térmica, así como de capacidad calorífica de la roca más bajos, el frente de agua llega al refinamiento aproximadamente en dos años de simulación mientras que para los últimos dos casos, el frente de agua tarda mucho más en llegar (aproximadamente entre tres y cuatro años de simulación).

Tomando en cuenta lo expresado anteriormente, y al observar el comportamiento que presentan las curvas del último caso con respecto a las demás, en el cual se nota una declinación mucho más suave, se puede decir que a medida que aumentan los valores de capacidad calorífica y de conductividad térmica, al agua se le va haciendo mucho más difícil desprenderle calor a la roca.

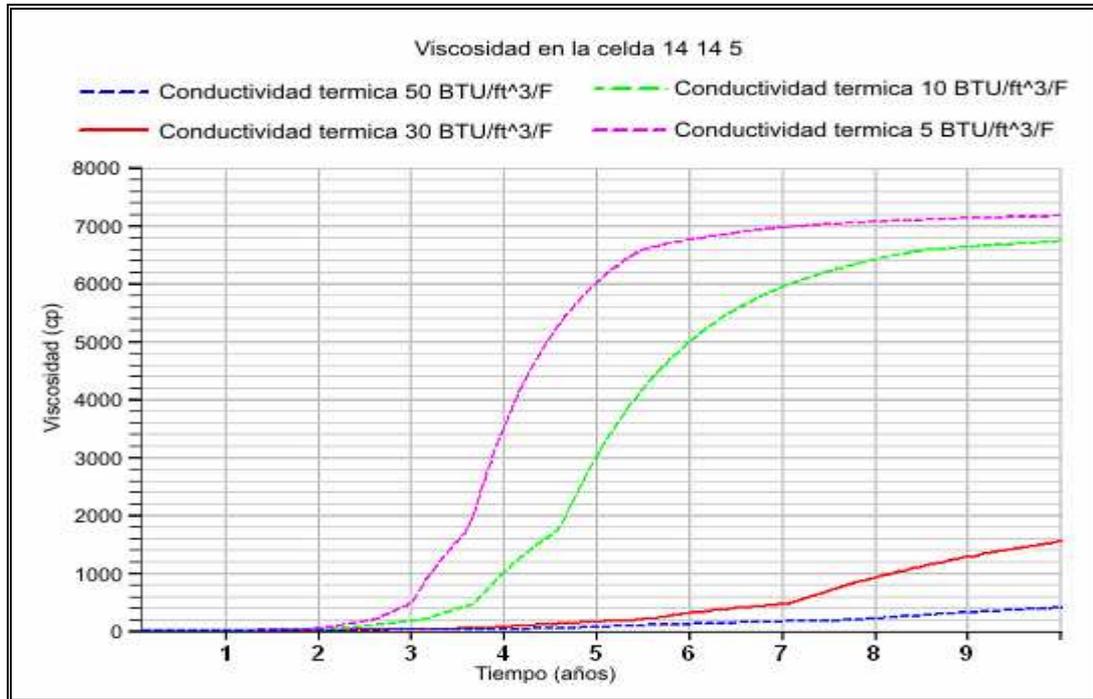
En la gráfica 4.20 se puede observar el comportamiento que presenta el factor de recobro para las sensibilidades realizadas.



**Gráfica 4.20.- Comportamiento del factor de recobro para diferentes valores de conductividad térmica así como de capacidad calorífica de la roca vs tiempo en años**

Se puede apreciar la manera como afecta en cierto grado al factor de recobro cuando se varía esta propiedad. Para el caso, donde se tiene valores de 5 Btu/ft³/F y 5 btu/ft/dia/F así como 10 Btu/ft³/F y 10 btu/ft/dia/F de conductividad térmica y de capacidad calorífica de la roca respectivamente, los cuales vienen representados por las curvas de color morado y verde, se puede observar que tienen un factor de recobro al final de la simulación menor que el del caso base, debido a que el yacimiento es mucho más susceptible al cambio de temperatura

originado por el paso del frente de agua. Esto hace que la viscosidad del crudo sea mayor para el caso donde se tiene el valor mínimo de conductividad térmica y de capacidad calorífica de la roca.

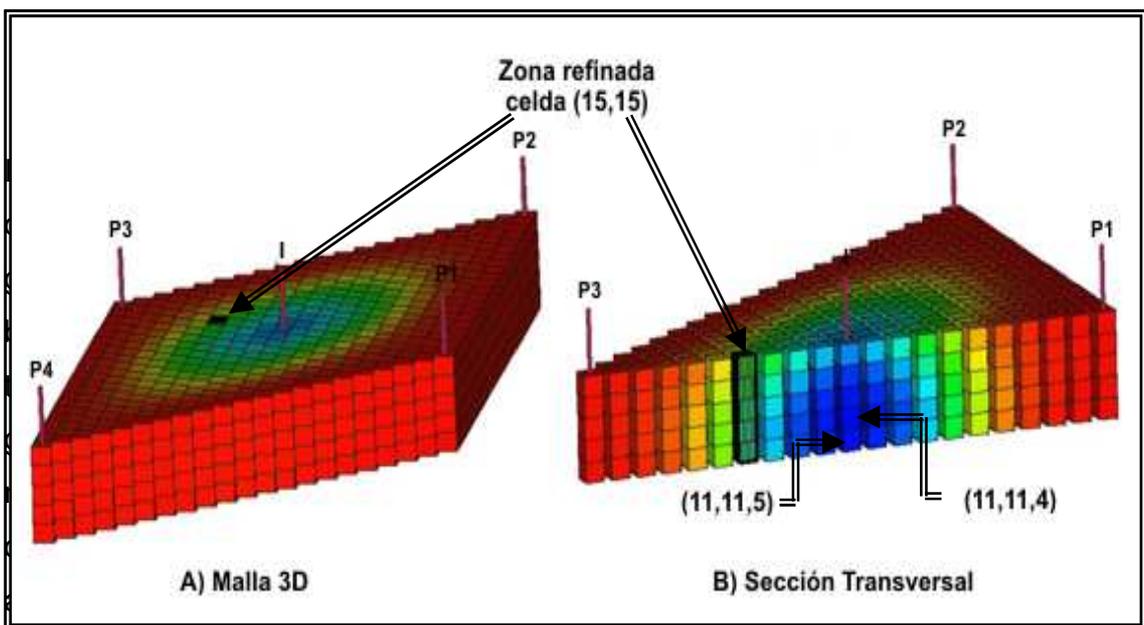


**Gráfica 4.21.- Viscosidad en la celda (14,14) variando conductividad térmica de la roca así como capacidad calorífica de la roca vs tiempo en años**

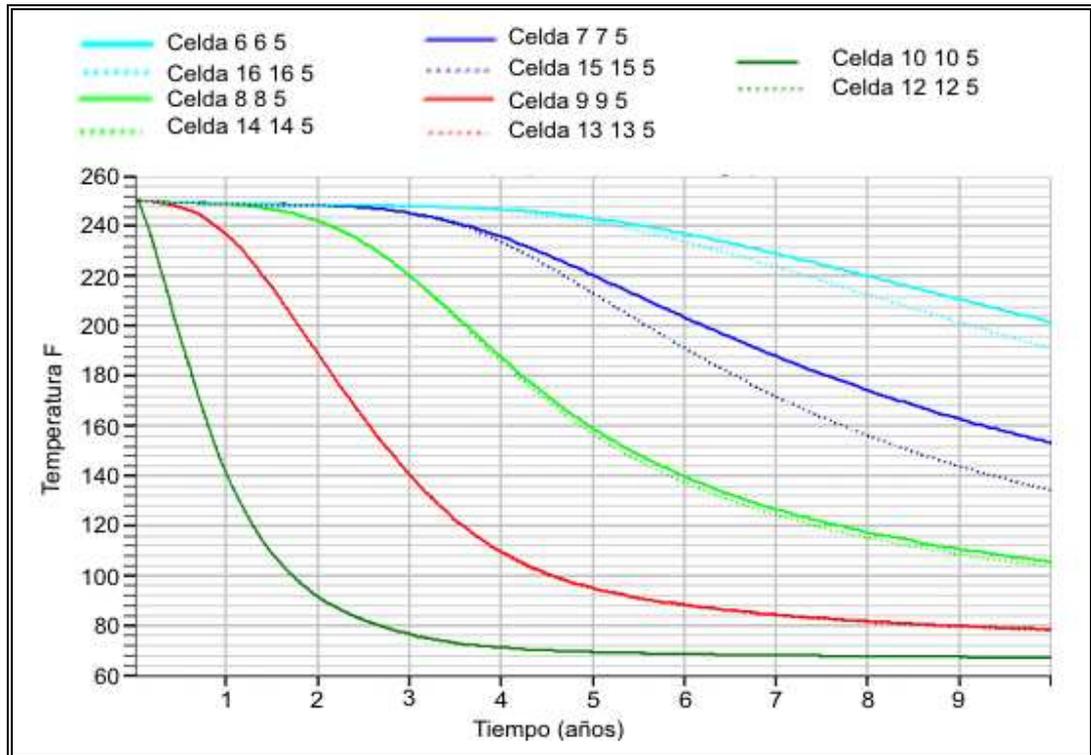
En la gráfica 4.21, describe lo dicho anteriormente sobre la viscosidad. En ella se puede observar que las curvas de color morado y verde que representan los casos que tienen un valor de conductividad térmica de 5 y 10 Btu/ft³/F y una capacidad calorífica 5 y 10 btu/ft/día/F respectivamente, presentan un incremento en la viscosidad mucho más temprano que en el caso base y el caso donde se tiene el valor más alto de conductividad térmica y de capacidad calorífica de la roca.

**4.6.- Comparación del “Caso Base” con el caso inclinado.**

Para este caso se procedió a inclinar la malla tal como se muestra en la figura 4.4, simulando que el yacimiento presentaba un buzamiento de  $5,79^\circ$  manteniendo las propiedades tanto de la roca como de los fluidos iguales. Se realizaron las sensibilidades de los casos descritos anteriormente y los resultados obtenidos se mencionan a continuación.

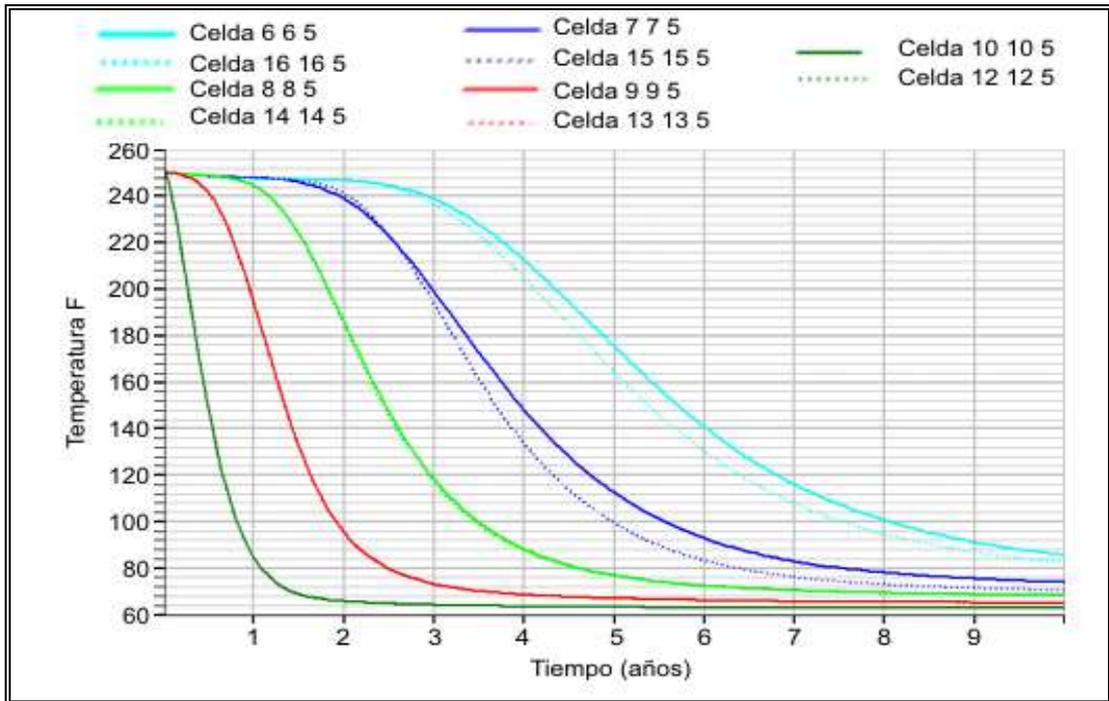


simulación en la celda que está buzamiento arriba (6,6,5) la temperatura es de 191 F mientras que para la celda que está buzamiento abajo (16,16,5) la temperatura es de 181 F siendo la diferencia entre ellos aproximadamente de 10 F lo cual es prácticamente despreciable.



Gráfica 4.22.- Temperatura para diferentes celdas ubicadas buzamiento abajo y arriba vs años

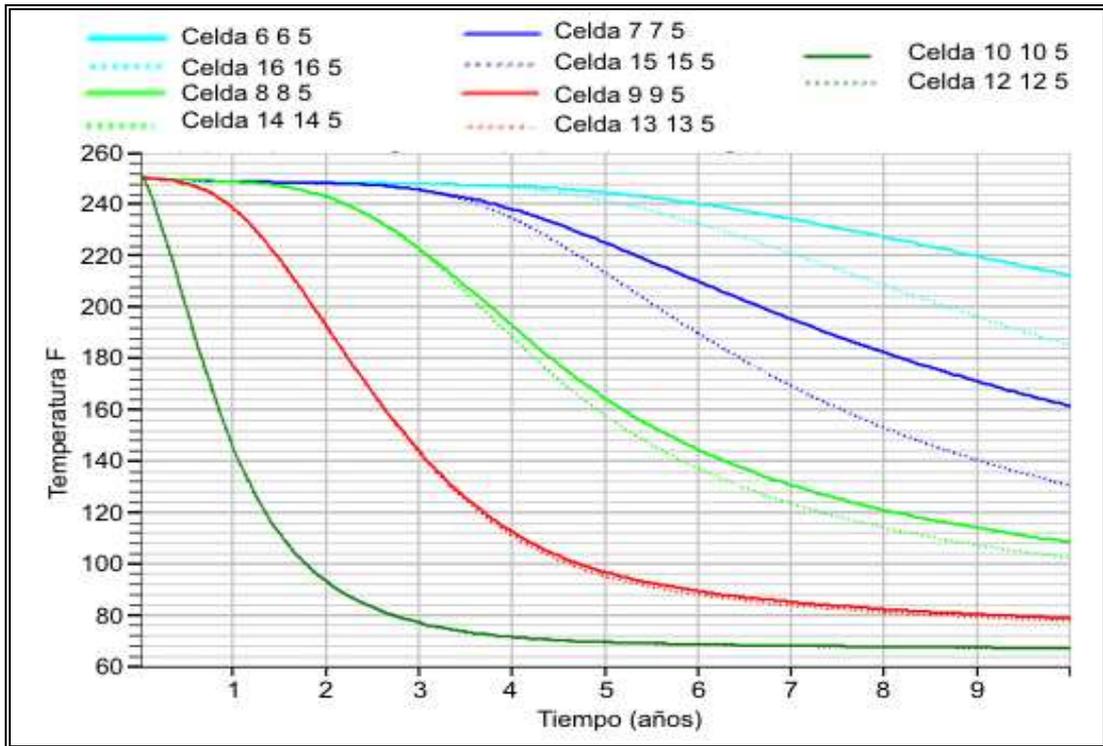
De la gráfica anterior se puede apreciar que las curvas que representa la temperatura de las celdas que se encuentran tanto buzamiento arriba como buzamiento abajo, las cuales se encuentran descritas en la leyenda de la gráfica 4.22, no presentan una variación considerable que indique que el frente de agua se mueva preferencialmente buzamiento abajo, por lo que la disminución de la temperatura es igual para ambas direcciones. Al realizar la misma sensibilidad pero variando tanto la conductividad térmica como la capacidad calorífica de la roca, se observa que el comportamiento de la disminución de la temperatura en las celdas adyacentes al pozo inyector tanto buzamiento arriba como buzamiento abajo tienden a solaparse (ver gráfica 4.23).



Gráfica 4.23.- Temperatura para diferentes celdas ubicadas buzamiento abajo y arriba (capacidad calorífica y conductividad térmica de la roca igual a 5 Btu/ft/día/F y 5 Btu/ft<sup>3</sup>/F respectivamente) vs años.

Al igual que en el caso base, la variación que se puede apreciar con respecto a la grafica anterior (gráfica 4.22), es que el frente de agua presenta mayor facilidad para disminuir el calor de la roca. Al presentar un enfriamiento prácticamente uniforme tanto buzamiento arriba como buzamiento abajo para este caso en particular, las propiedades del crudo varían alrededor del pozo inyector de la misma manera como sucede en el caso base.

Por lo tanto, para obtener un efecto significativo sobre el avance del frente de menor temperatura buzamiento abajo, se tuvo que inclinar el buzamiento del yacimiento 17,74° dando como resultado que en la celda (14,14,5) y en las de más abajo exista una menor temperatura que en las celda que se encuentra a un misma distancia pero buzamiento arriba (ver gráfica 4.24).

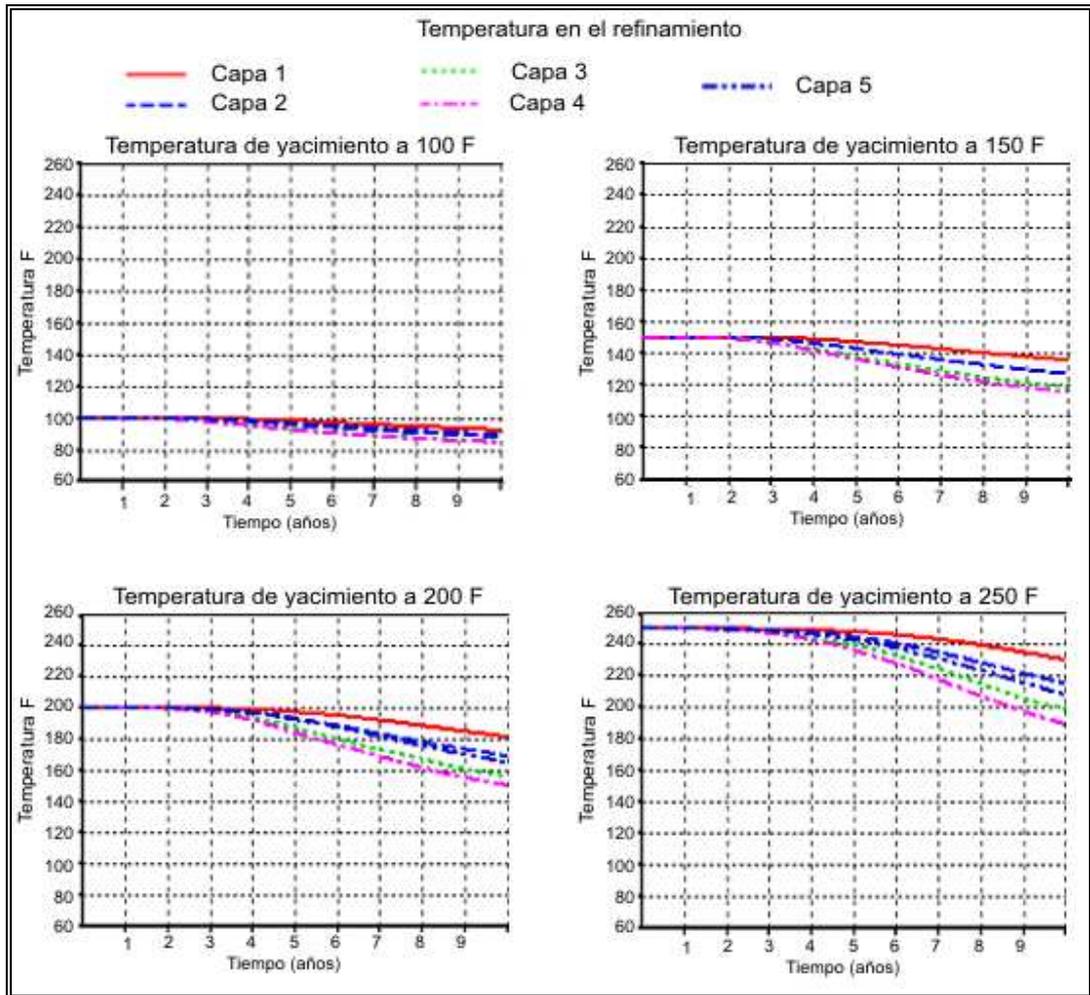


Gráfica 4.24.- Temperatura para diferentes celdas ubicadas buzamiento abajo y arriba (yacimiento inclinado 17,74º) vs tiempo en años

#### 4.7.- Comparación del “Caso Base” entre los simuladores ECLIPSE y el STARS.

Para comparar con el simulador STARS se hicieron las mismas sensibilidades que con el ECLIPSE. Haciendo la sensibilidad en la variación de la temperatura de yacimiento, vemos en la gráfica 4.25 cómo son las temperaturas en el refinamiento que se tiene en la malla y comparando con el ECLIPSE vemos una variación muy notoria.

En la gráfica 4.7, los resultados del ECLIPSE mostraron cómo las temperaturas de la capa cuatro y cinco tienden a acoplarse una con otra, debido a que la inyección se está llevando a cabo en esas capas simultáneamente.

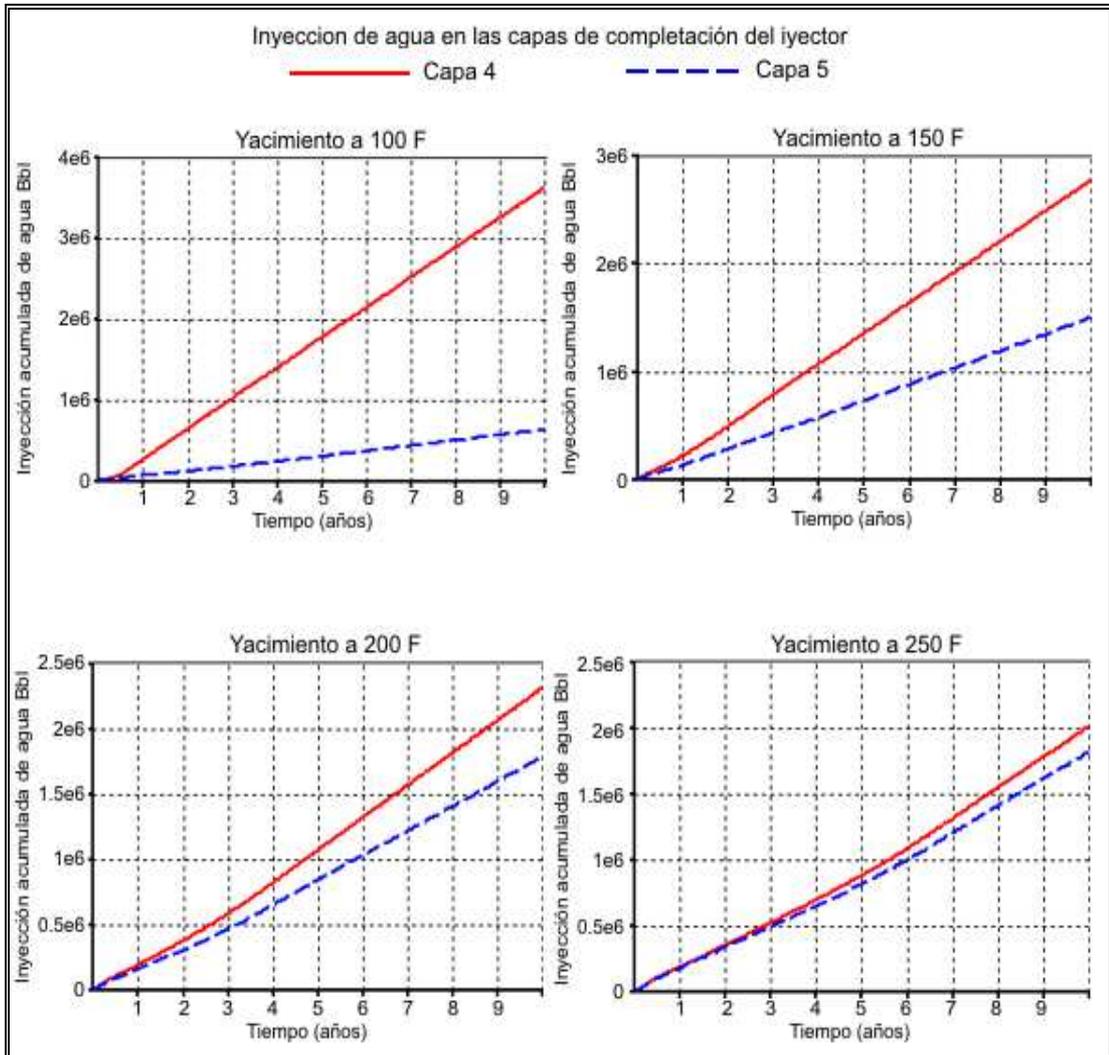


Gráfica 4.25.- Temperatura del refinamiento para el simulador STARS

Esos cambios de temperaturas en el simulador STARS se deben a que no se inyectó el mismo volumen de agua para cada una de las capas completadas en el pozo inyector, caso contrario ocurre con el simulador ECLIPSE, que a pesar de no inyectar la tasa de agua correspondiente a la máxima, inyecta de forma uniforme en cada donde se encuentra completado el pozo inyector (celdas 11,11,4 y 11,11,5). En la gráfica 4.26 vemos cómo es la inyección en la completación del pozo inyector, para cada uno de los casos donde se varía la temperatura del yacimiento.

La capa cuatro es la que recibe mayor cantidad de agua de inyección, por ende es ahí donde se va a reflejar la mayor caída de temperatura, siendo esta capa

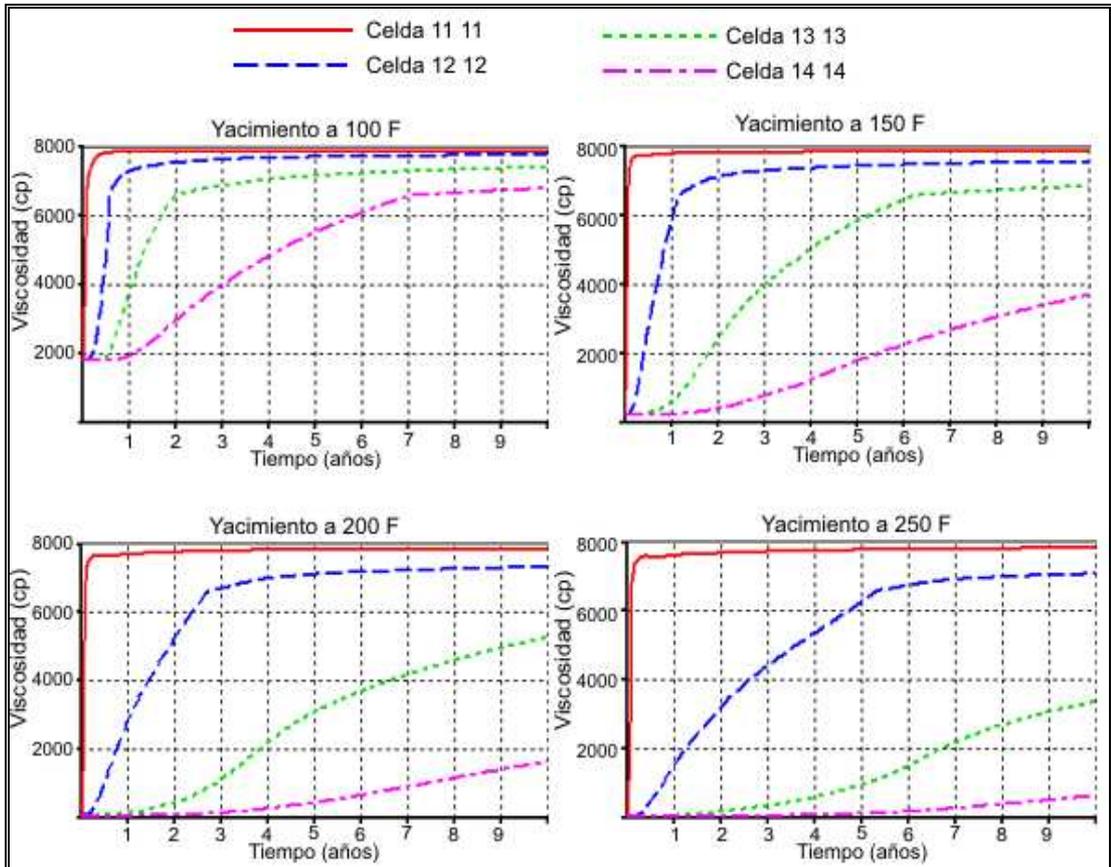
la que presente menor temperatura para cada uno de los casos. Por otro lado, la capa cinco no está recibiendo esa misma cantidad de agua haciendo que esa capa tenga un valor de mayor temperatura.



**Gráfica 4.26.- Diferencia de agua inyectada acumulada entre capas del yacimiento vs tiempo en años**

El caso más evidente es el de temperatura de 100 F, donde la diferencia de agua inyectada entre las capas es de 2,99MM bbl y esto hace que se vea una diferencia marcada de temperatura entre las capas.

Por otro lado, en la gráfica 4.27 la viscosidad en la capa cuatro presenta un aumento a medida que avanza el frente de temperatura haciendo que la fase de petróleo sea más viscosa.

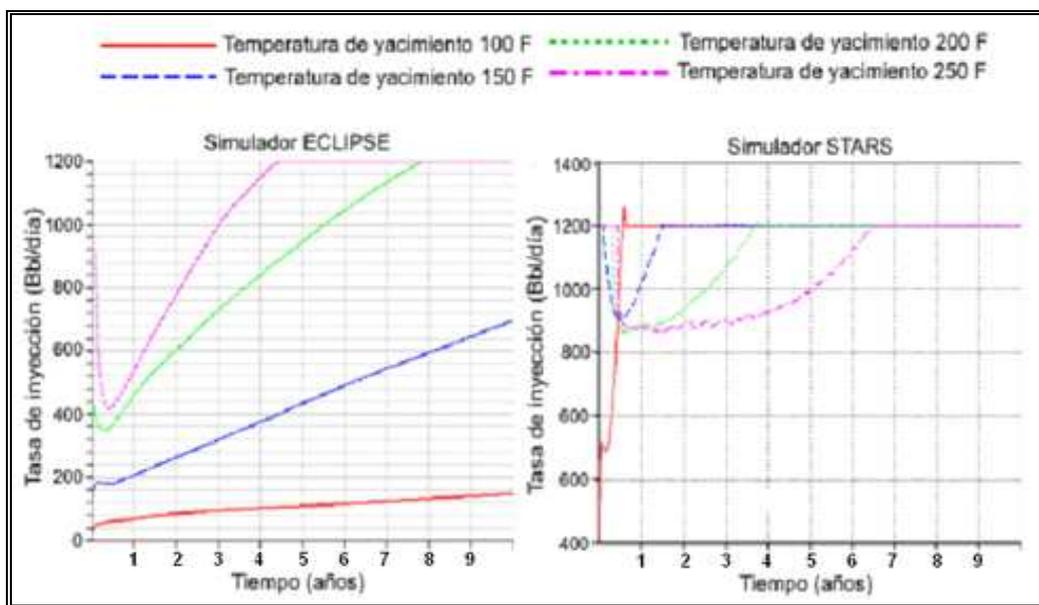


**Gráfica 4.27.- Viscosidad en la capa 4 para el simulador STARS vs tiempo en años**

En la gráfica 4.8 se observó el comportamiento que tiene el simulador ECLIPSE: a medida que se aumenta la temperatura de yacimiento, la viscosidad de la fase petróleo tiende a aumentar de manera acentuada, eso se debió a que a mayor temperatura de yacimiento se inyecta mayores tasas de agua y por ende el frente de temperatura avanza más rápido haciendo que se incremente la viscosidad de la fase oleica.

Para el simulador STARS el proceso es más lento cuando se tiene la temperatura de 250 F, debido a que la tasa de inyección que se tiene en el

simulador STARS no es constante, gráfica 4.28. Para el caso donde la temperatura de yacimiento es de 100 F la tasa de inyección se mantiene por más tiempo en el valor máximo establecido de 1200 bbl/día, mientras que para los otros casos varían de forma prolongada haciendo que el frente de temperatura tenga una menor velocidad. Es por eso que observamos un comportamiento inverso al del simulador ECLIPSE, es decir, que el aumento acentuado en lugar de verse para el caso de 250 F, se observó en el de 100 F.



**Gráfica 4.28.- Tasa de inyección de agua para los simuladores ECLIPSE y STARS vs tiempo en años**

# Capítulo V

## **V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- ✓ En el modelo conceptual que se utilizó en este trabajo, el efecto que tiene la inyección de agua a una temperatura de 60 F sobre las propiedades del fluido solo es percibido de manera importante en los alrededores del pozo inyector.
- ✓ Existe un mejoramiento gradual en el índice de inyectividad a medida que la temperatura del agua inyectada aumenta.
- ✓ El modelo de simulación no refleja una variación significativa en el factor de recobro si se inyecta agua a una temperatura de 60 F o a temperaturas superiores a ésta.
- ✓ Variar las permeabilidades tanto vertical ("Kz") como areal ("Kx" y "Ky") en este modelo, no constituyó un factor determinante en la producción total de petróleo, al inyectar agua a una temperatura de 60F.
- ✓ El modelo de simulación que se utilizó en este trabajo mostró igualmente ser poco sensible a la variación del buzamiento en cuanto a los efectos de las propiedades del fluido en los alrededores del pozo al inyectar agua a una temperatura de 60 F.
- ✓ El proceso de simulación mostró ser más sensible a la inyección de agua, a una temperatura de 60 F, al variar la conductividad térmica y la capacidad calorífica de la roca.
- ✓ Los resultados obtenidos de las corridas hechas con los simuladores STARS y ECLIPSE, se diferenciaron sólo por los volúmenes de agua que fueron inyectados en las capas donde se encuentra ubicada la completación del pozo inyector.

- ✓ Se recomienda utilizar la versión actualizada del simulador ECLIPSE 500 y, donde se disponga, aparte de la opción térmica, usar también la opción geomecánica, para determinar los efectos que produce la inyección de agua en las propiedades de la roca.
- ✓ Se recomienda también utilizar una data PVT real para establecer la diferencia en las propiedades del petróleo para las diferentes sensibilidades propuestas, ya que no se percibieron variaciones en las propiedades de fluidos en la mayoría de las sensibilidades.
- ✓ Igualmente es recomendable tener bien en cuenta las propiedades de la roca, en específico la conductividad térmica y la capacidad calorífica, al momento de realizar un proceso de inyección de agua, ya que estos parámetros mostraron ser los más sensibles a este proceso.
- ✓ Finalmente es conveniente aumentar la temperatura del agua que se va a inyectar o fracturar la formación, para disminuir la resistencia al flujo de la fase acuosa en los alrededores del pozo inyector y de esta manera mejorar el índice de inyectividad.

**VI BIBLIOGRAFÍA**

- 1) PARIS de F., Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, 2001. p 1-26
- 2) FORREST F., Craig Jr. "Aspectos de Ingeniería de Inyección de agua" Society of Petroleum Engineers of AIME, New Cork, 1982.
- 3) AL HAMADAH, A. "Factors Affecting Injectivity Decline", SPE 29893, Bahrain, 1995.
- 4) RUBINSTEIN, L. "Influence of Cold Water Injection on Residual Oil Saturation of Multilayerd Oil Reservoir", SPE 5555, Dallas, 1975.
- 5) MORALES, R., Abou-Sayed, A., Jones, A y Al-Saffar, A. "Detection of a Formation Fracture in a Waterflooding Experiment", SPE 13747, 1986.
- 6) OLLFFORD, P., Berry, P., "Modeling the Vertical Confinement of Injection-Well Thermal Fractures", SPE 20741, 1991.
- 7) SVENDSEN, P., Wright, M. et al. "Thermally Induced Fracturing of Ula Water Injectors", SPE 20898, 1991.
- 8) WEINSTEIN, H., "Cold Waterflooding a Warm Reservoir", SPE 5083, Dallas, 1974.
- 9) PINO, H. "Simulación Numérica de Yacimientos. Conceptos Fundamentales". TECNOSINERGIA
- 10) SCHLUMBERGER, GEOQUEST; "ECLIPSE Technical Description".

- 11) SCHLUMBERGER, GEOQUEST; "ECLIPSE Reference manual".
- 12) MATAMOROS, V., Escobar E. et al. "Monitoring Techniques For HP/HT Reservoirs: Furrial Field Case", SPE 81062, Trinidad, 2003.

APÉNDICES

Apéndice A

TABLA A.1: Características del yacimiento

<b>Características físicas del yacimiento</b>	
Radio de drenaje	1320 pies
Radio del pozo	5 pulg
Espesor de la formación	100 pies
Porosidad	0.15
Permeabilidad	50 md
Densidad del petróleo	48.33 lb/pie <sup>3</sup>
Densidad del petróleo (5500lpca, 285°F)	35.22 lb/pie <sup>3</sup>
Compresibilidad del petróleo	2.4x10 <sup>-5</sup> lpc <sup>-1</sup>
Coefficiente de expansión térmica del petróleo	9.87x10 <sup>-4</sup> °F <sup>-1</sup>
Densidad del agua	62.34 lb/pie <sup>3</sup>
Saturación de agua irreducible	0.15
Saturación de agua inicial	0.15
Saturación de petróleo irreducible	0.25
Saturación de petróleo inicial	0.85
Temperatura inicial del yacimiento	285 °F
Presión inicial del yacimiento	5500 lpca
Profundidad	15500 pie
Tasa de inyección de agua	10000 STB/día

TABLA A.2 Características térmicas del yacimiento

<b>Características térmicas</b>	
Conductividad térmica de la arena	24 Btu/día-pie-°F
Conductividad térmica de la arena superior	33.6 Btu/día-pie-°F
Capacidad calorífica de la arena	35 Btu/pie <sup>3</sup> -°F
Capacidad calorífica de la arena superior	40 Btu/pie <sup>3</sup> -°F
Calor específico del agua	1 Btu/lb-°F
Calor específico del petróleo	0.5 Btu/lb-°F

**Apéndice B**

Tabla B.1: Propiedades PVT del petróleo

Presión (lpc)	Rs (Mscf/stb)	Bo (By/BN)	Visc (cp)
400	0,165	1,012	1,17
500	0,21	1,015	1,16
600	0,25	1,0177	1,1525
700	0,29	0,021	1,145
800	0,335	0,025	1,1377
900	0,36	0,103	1,13
1000	0,39	1,034	1,125
1200	0,39	1,0339	1,1251
1500	0,39	1,0336	1,1257

Tabla B.2: Viscosidad del petróleo

Temperatura (F)	Viscosidad				
	Caso Base (cp)	Caso 0.3 (cp)	Caso 0,2 (cp)	Caso 0,1 (cp)	Caso 0,01 (cp)
60	9000	2700	1800	900	90
75	7500	2250	1500	750	75
100	2000	600	400	200	20
125	532	159,6	106,4	53,2	5,32
150	210	63	42	21	2,1
200	50	15	10	5	0,5
250	15	4,5	3	1,5	0,15
300	8,1	2,43	1,62	0,81	0,081
400	3	0,9	0,6	0,3	0,03
500	1,5	0,45	0,3	0,15	0,015

TABLA B.3: Función de saturación de agua

Sw	Krw
0,2	0
0,25	0,0045
0,3	0,01
0,35	0,02
0,4	0,03
0,45	0,04
0,5	0,05
0,6	0,075
0,65	0,09
0,7	0,105
0,75	0,12
0,787	0,135

TABLA B.4: Función de saturación de gas

Sg	Krg
0	0
0,1	0
0,15	0,007
0,2	0,0072
0,25	0,015
0,3	0,02
0,35	0,027
0,4	0,035
0,45	0,045
0,5	0,06
0,55	0,073
0,6	0,09
0,65	0,105
0,715	0,127

TABLA B.4: Función de saturación de petróleo

So	Krow	Krog
0,2	0	0
0,21	0,012	0
0,285	0,045	0
0,3	0,057	0
0,35	0,108	0,015
0,4	0,16	0,025
0,45	0,216	0,037
0,5	0,287	0,05
0,55	0,355	0,065
0,6	0,43	0,085
0,65	0,51	0,1175
0,7	0,6	0,137
0,75	0,71	0,175
0,8	0,8475	0,225
0,85		0,29
0,9		0,39
1		0,8475

## APÉNDICE C

### Construcción del Caso Base para el Simulador STARS

Para la construcción del Caso Base del modelo utilizado por el simulador STARS, fue necesario abrir el launcher de CMG. Este comando despliega una ventana principal que tiene por nombre “STARS Data Sections”, donde se coloca cada una de las propiedades referentes al caso que se investiga.

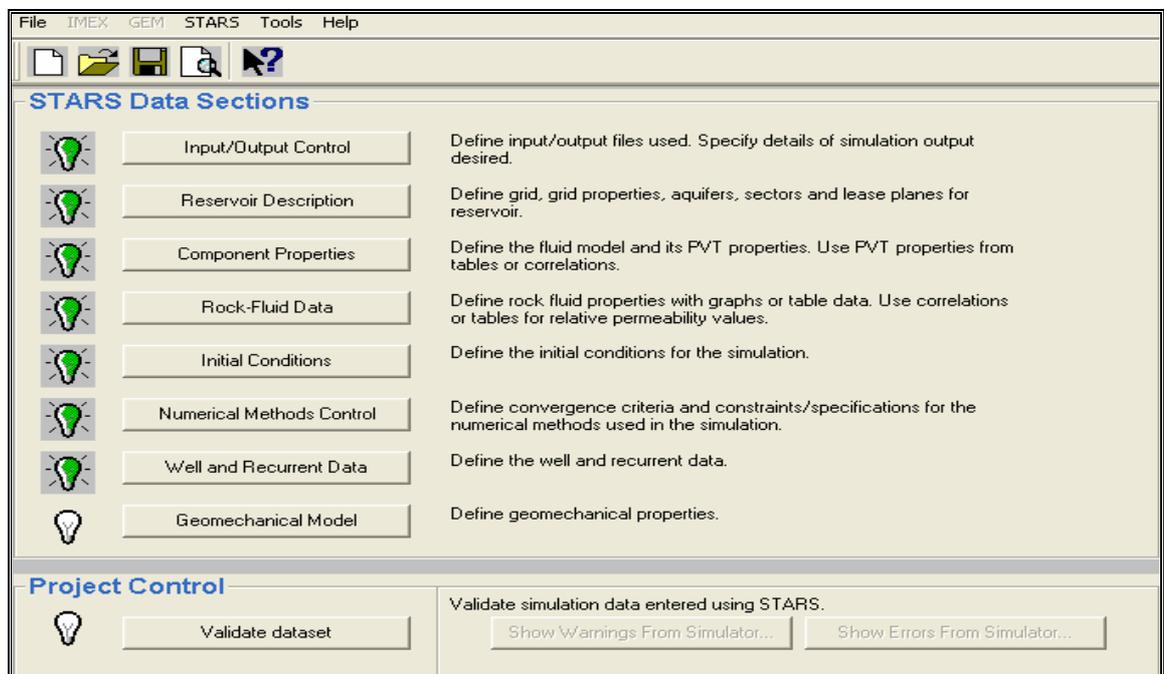


Figura C.1.- Sección inicial del STARS

Para la construcción del modelo, fue necesario entrar al menú principal del simulador (figura C.1), en él se van a conseguir diversas opciones. Se acciona el link que lleva por nombre “Reservoir Description” el cual hace abrir una segunda ventana. Se acciona la pestaña que tiene por nombre “Compresibility/termal rock Type” y la opción “Rock Compressibility” (figura C.2). En esa sección se le indica al simulador que solo se trabajará (para el caso que se investiga) con un solo tipo de roca, también se define la presión de poro de la malla así como la compresibilidad de la roca.

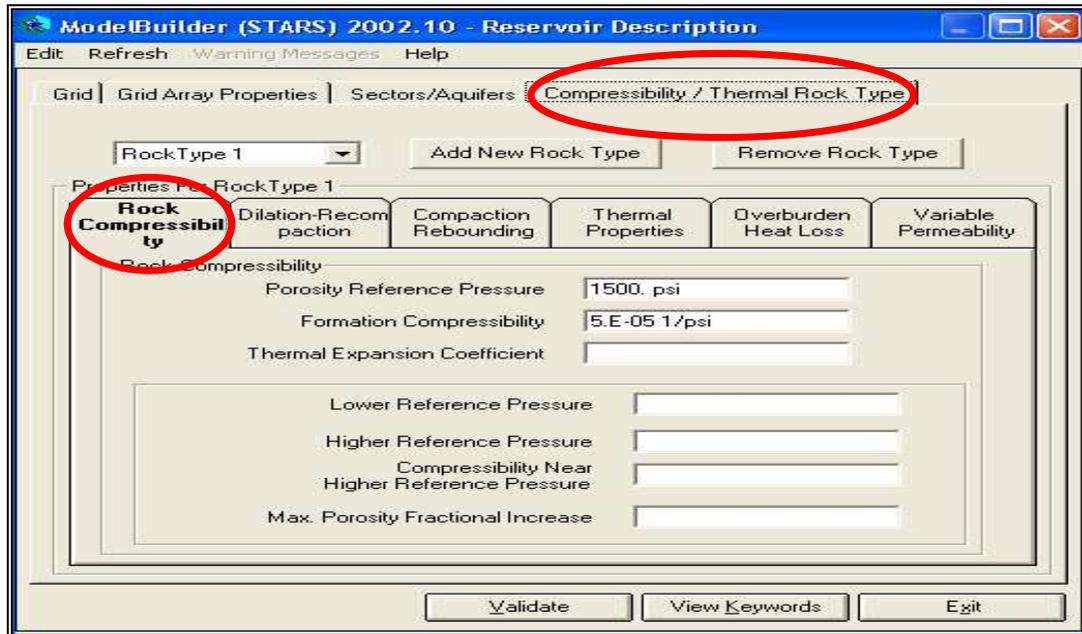


Figura C.2.- Compresibilidad de la roca

Una vez validados los datos anteriores, se selecciona la opción “Thermal Properties”, en esa sección se pueden colocar algunas propiedades térmicas de la roca con la que trabaja el simulador, como lo son: Capacidad calorífica volumétrica y la conductividad térmica de la roca (figura C.3).

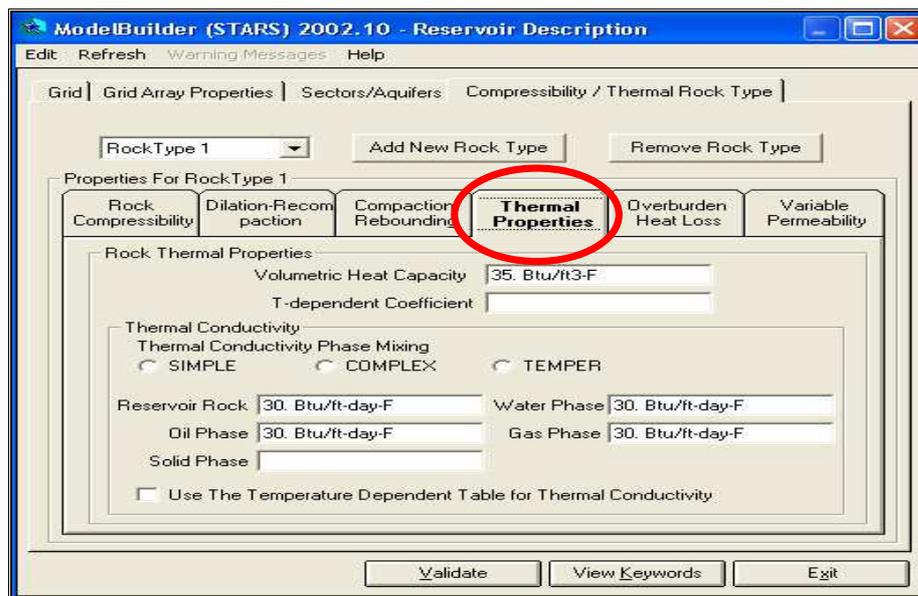


Figura C.3.- Propiedades térmicas de la Roca

Se validan los datos introducidos y se procede a pasar a la siguiente opción que tiene por nombre “Overburden Heat Loss”, figura C.4. En esta sección se muestra las pérdidas de calor en el yacimiento, así como en sus límites, usándose para ambos casos los mismos valores. También se puede introducir en esta sección el valor de la temperatura inicial del yacimiento, que para nuestro caso fue de 250°F.

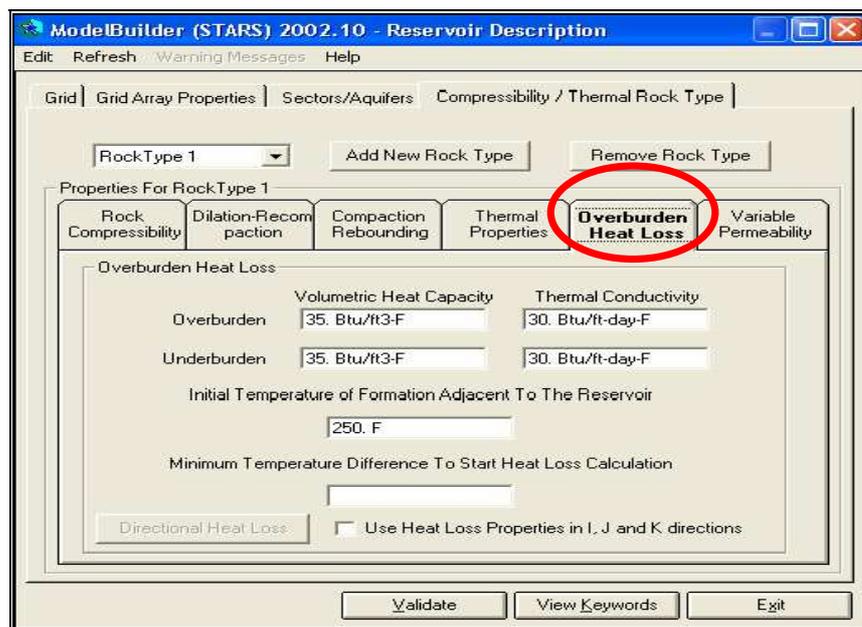


Figura C.4.- Pérdidas de calor en los alrededores en el yacimiento

Para introducir las propiedades de los fluidos, es necesario regresar al menú principal y accionar la opción “Component Properties”, tal como se muestra en la figura C.1.

Al entrar al menú, se selecciona la primera pestaña que tiene por nombre “Component Definition” (Figura C.4), el cual nos muestra en pantalla tres tipos de secciones. La primera sección recibe el nombre de “Create Component”, en él se puede definir el nombre y las fases que se encuentran presentes los fluidos en el modelo. De ser necesario, se puede modificar esta información mediante los botones “Add”, “Delete” o “Edit component”.

Los componentes usados en el modelo fueron agua, petróleo y gas. En la figura C.5 se puede visualizar las fases en las que está presente cada uno de los componentes.

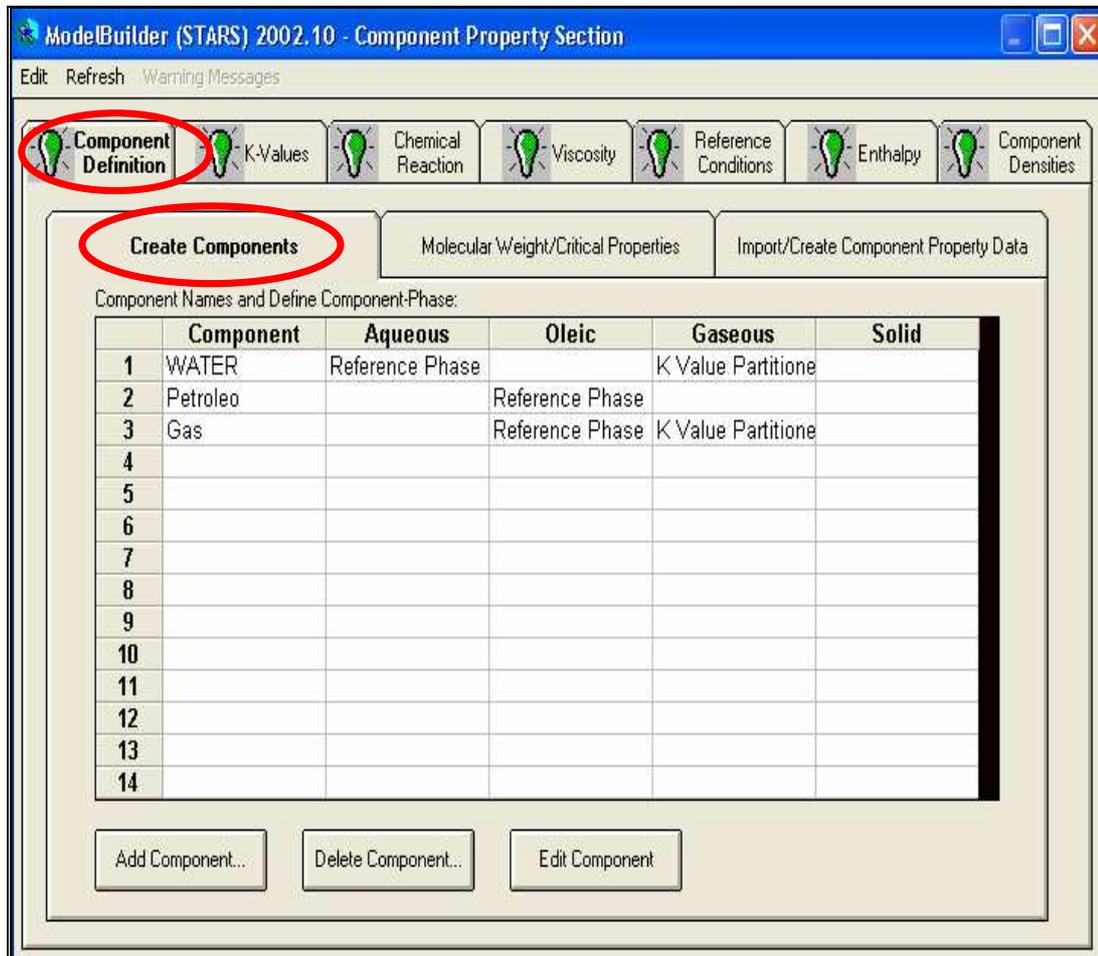


Figura C.5.- Creación de componentes

La segunda sección recibe el nombre de “Molecular weight/Critical Properties” (figura C.6). En ella se puede introducir la información correspondiente a las propiedades de los fluidos, tales como: peso molecular de los componentes en lb/lbmol, la temperatura crítica en F y la presión crítica (lpc).

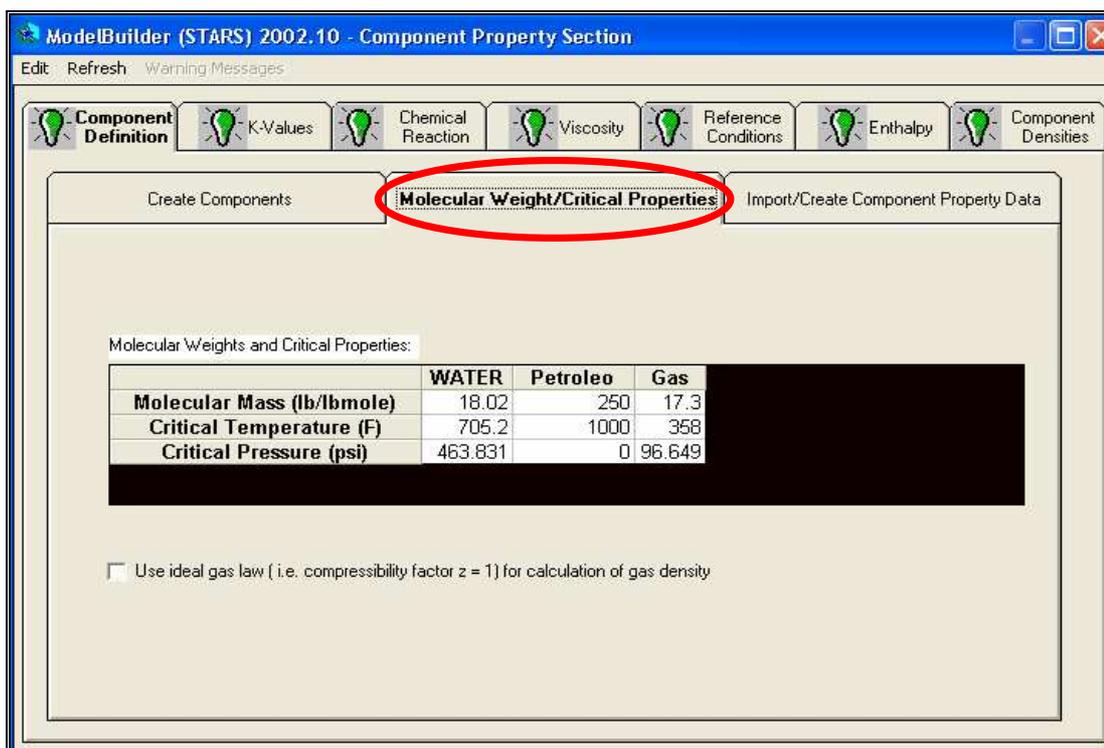


Figura C.6.- Peso molecular y Propiedades críticas

Una vez que se introducen los datos de manera satisfactoria, es necesario introducir las viscosidades de cada uno de los fluidos, para ello se selecciona la pestaña que tiene por nombre “Viscosity” (figura C.7). Al igual que en el caso anterior, nos refleja en pantalla tres diferentes secciones. La primera sección se define como “Liquid Phase Viscosity”, en ella se introduce las viscosidades para cada una de las diferentes fases. Para ello es necesario seleccionar el método “specify different component data for the water and oil phases”, lo cual nos permite tabular para cada una de las fases sus respectivas viscosidades vs. temperatura. Cabe mencionar que fue necesario introducir la viscosidad del gas en ambas tablas, tanto en la del agua como en la del petróleo, de esta manera se aseguró que no se genere ningún tipo de error a la hora de ejecutar la corrida.

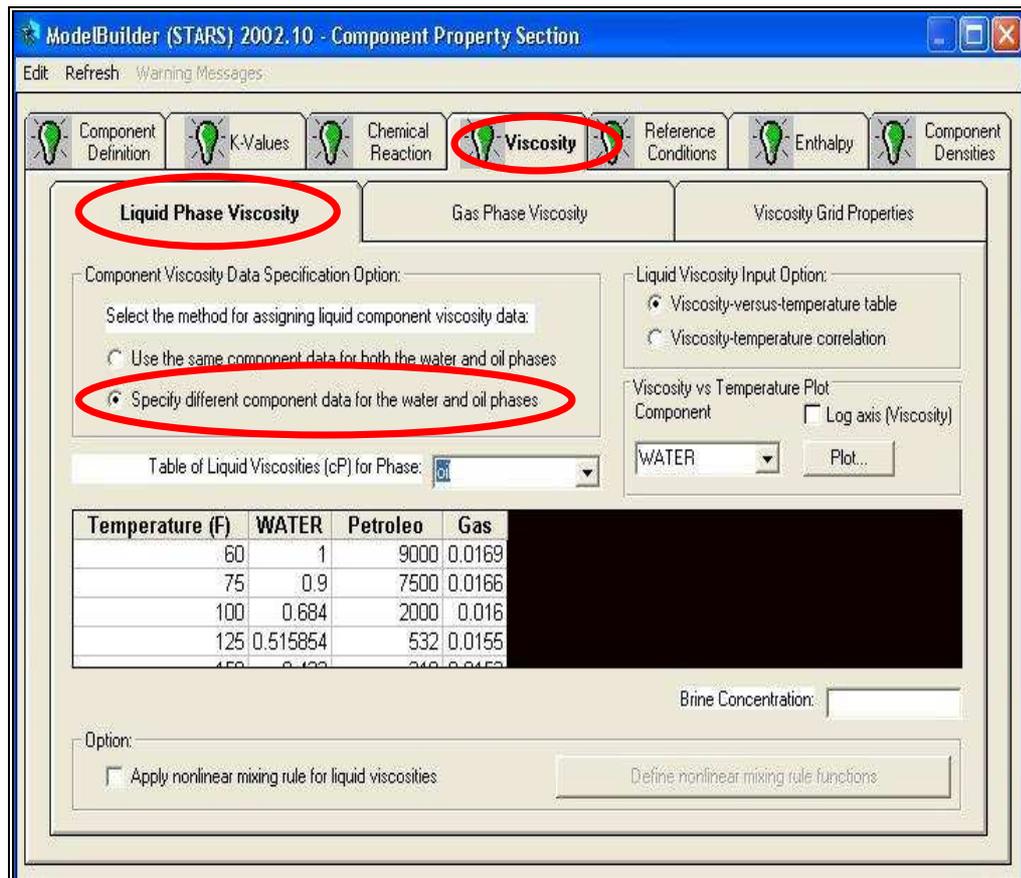


Figura C.7.- Viscosidades de las fases

Debido a la necesidad de indicarle al simulador ciertos valores de referencia, es necesario seleccionar la pestaña con el nombre de "Referente Conditions", la cual se encuentra en esa misma sección. En la nueva ventana se introduce los valores de presión y temperatura de referencia para los fluidos así como la presión y temperatura a condiciones de superficie, tal como se muestra en la figura C.8.

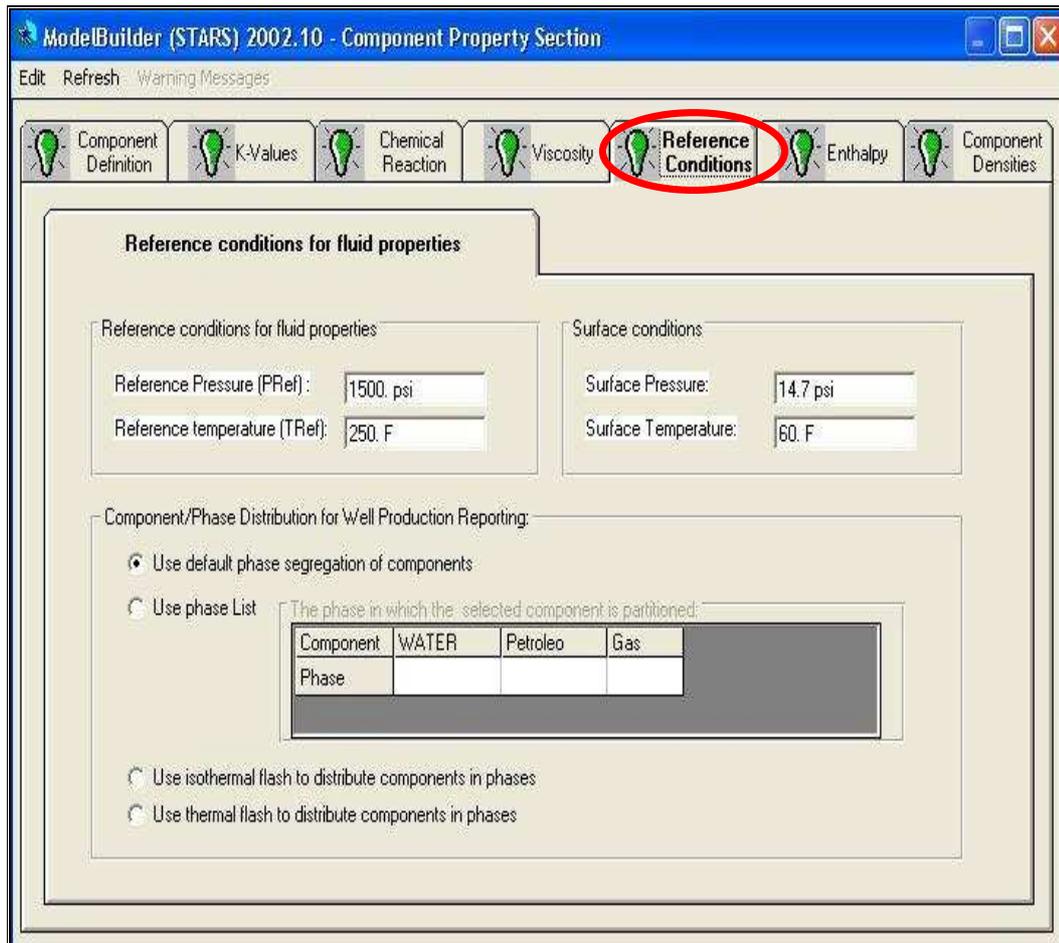


Figura C.8.- Condiciones de referencia

Para finalizar con esta sección, se selecciona la pestaña “Component Densities”, (figura C.9). En ella se acciona la opción “specify different componente data for the water and oil phases” así como la unidad en que se introducirá la densidad. Se selecciona la fase y se introduce la densidad del agua en  $\text{lb/ft}^3$ , la compresibilidad en  $\text{psi}^{-1}$  y el coeficiente de expansión térmica de los componentes  $\text{F}^{-1}$ . Esta operación se repite tanto para el petróleo como para el gas.

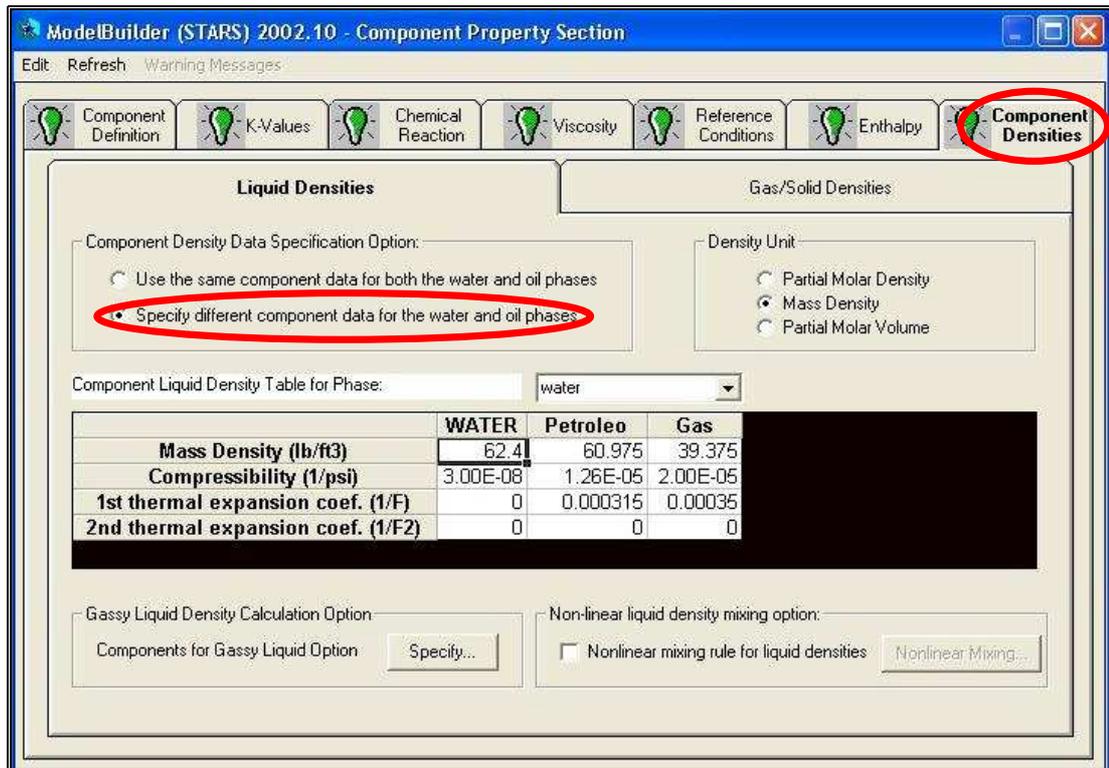


Figura C.9.- Pantalla de la densidad de los componentes

Para ingresar al simulador los datos correspondientes a las propiedades roca-fluido es necesario regresar al menú principal para poder accionar el link que tiene por nombre “Rock-Fluid Data”, (figura C.1).

Al seleccionar el link “Rock-Fluid Data”, se despliega una nueva ventana, en ella activará la pestaña “Tables”, y se selecciona las tablas agua-petróleo ó gas-líquido (figura C.10). Cuando se selecciona para trabajar con la tabla de líquido-gas, ésta nos muestra en pantalla una tabla la cual es necesario introducirle la saturación del líquido, permeabilidad relativa al gas, permeabilidad relativa petróleo-gas y la presión capilar de la fase gas-petróleo.

Por el otro lado, cuando se selecciona para trabajar con la tabla agua-petróleo, este nos muestra en pantalla una tabla la cual es necesario introducirle la saturación de agua, permeabilidad relativa al agua, la permeabilidad relativa agua-petróleo y la presión capilar agua-petróleo.

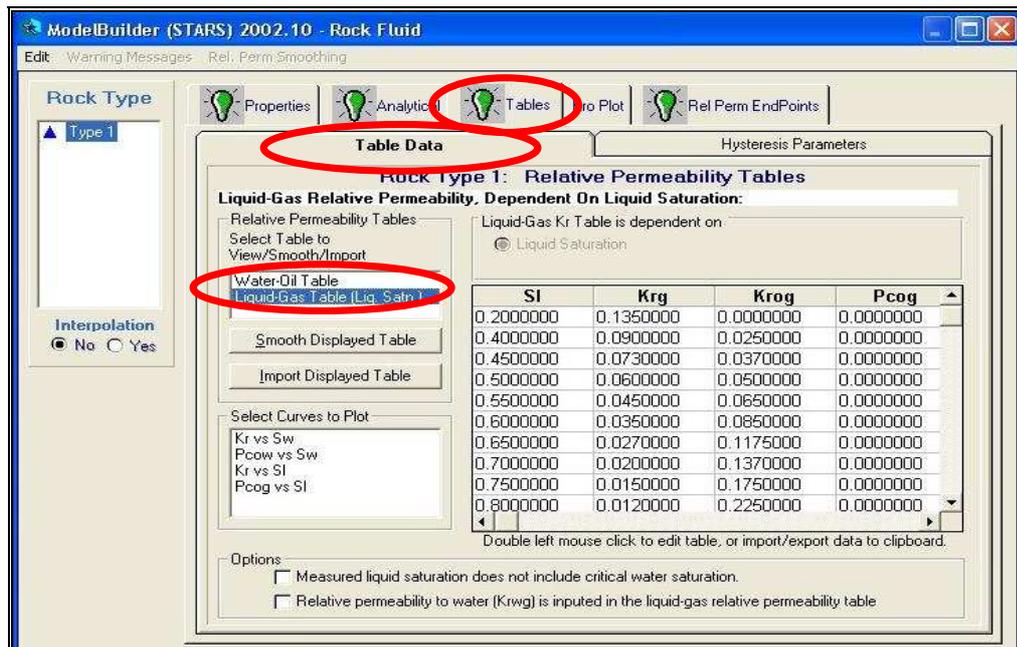


Figura C.10.- Tabla de permeabilidades

Para introducir al simulador los parámetros de referencia, nuevamente es necesario regresar al menú principal y accionar el link con el nombre “Initial Condition”, (figura C.1). Esa opción nos muestra en pantalla tres secciones, tal como se muestra en la figura C.11. La primera sección recibe el nombre de “Reservoir Initialization”, en él se puede definir el número de regiones, que para el caso que se investiga fue de uno, la presión de referencia (1500 lpc), seguido de la profundidad de referencia (DATUM= 1505 ft). Por último, en esta misma sección se suministraron las profundidades de los contactos Agua-Petróleo y Gas-Petróleo, los cuales fueron de 1600 y 1500 ft respectivamente.

La tercera opción que se muestra en esta sección recibe el nombre de “Grid Properties”, figura C.12, en él se puede hacer referencia a ciertos parámetros iniciales ya introducidos, tales como: saturación de petróleo, agua, la presión y temperatura. Se seleccionó la propiedad que se quería y usando el link “Edit Property using Simple Input Array Option”, se indicó el valor correspondiente a dicha propiedad.

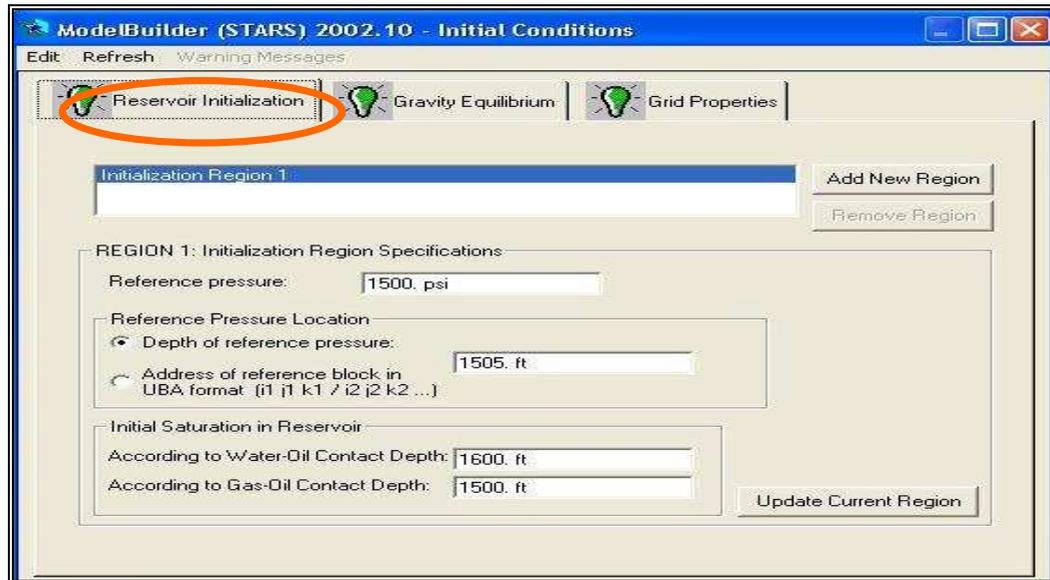


Figura C.11.- Inicialización del yacimiento

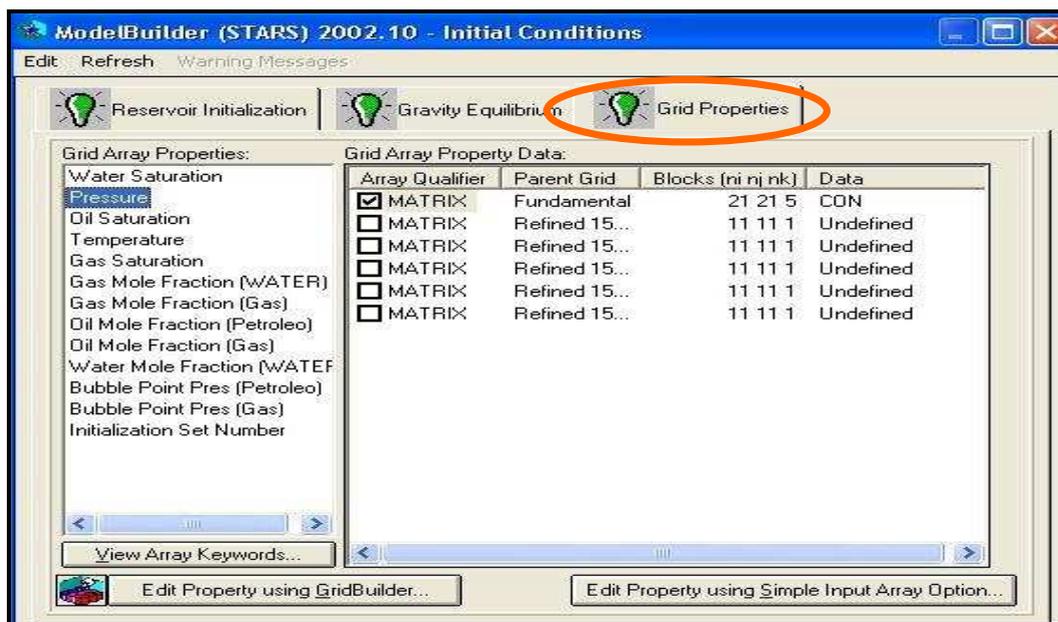


Figura C.12.- Propiedades iniciales

Otra opción de hacerlo es usando el link “Edit Property using GridBuilder...” en esta se muestra una ventana (figura C.13), en donde se coloca en la celda el valor correspondiente a la propiedad, cabe destacar que se debe hacer en la parte de “Whole Grid” para que la propiedad sea en toda la malla, si se coloca en una celda “Layer 1”, la propiedad será solo en esa capa de la malla.

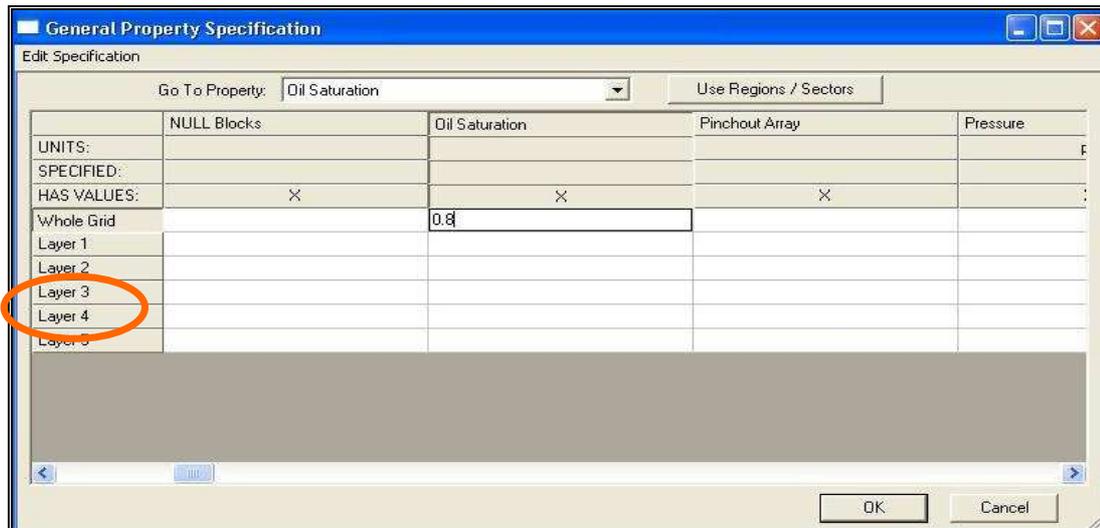


Figura C.13.- Especificación de propiedades

Por último se selecciona la opción “Well and Recurrent Data”, que se localiza en el menú inicial del simulador (figura C.1). La ventana principal de ésta sección muestra las fechas de los eventos de los pozos que están en el yacimiento, que para este caso van desde enero de 1983 hasta enero de 1993, figura C.14.

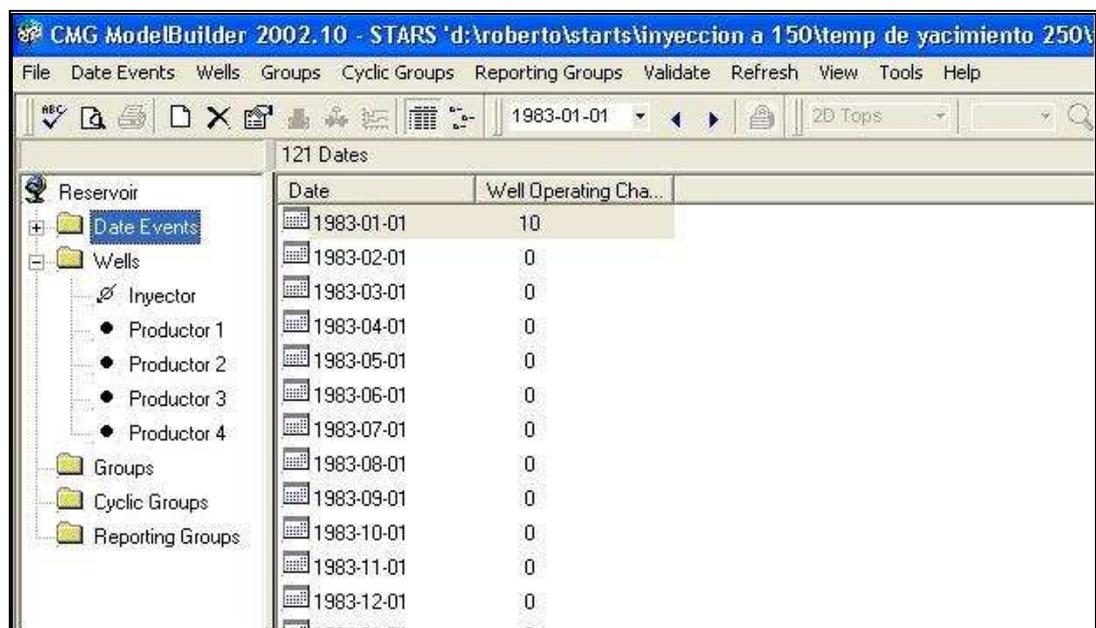


Figura C.14.- Ventana inicial de pozos y eventos

En el caso base, al igual que el resto de los casos, están constituidos por un arreglo de cinco pozos (cuatro pozos productores y un pozo inyector). Para agregar cada uno de estos pozos se seleccionó el link “Wells” en la parte superior de la ventana y seguido de eso se selecciona “New...” (figura C.15).

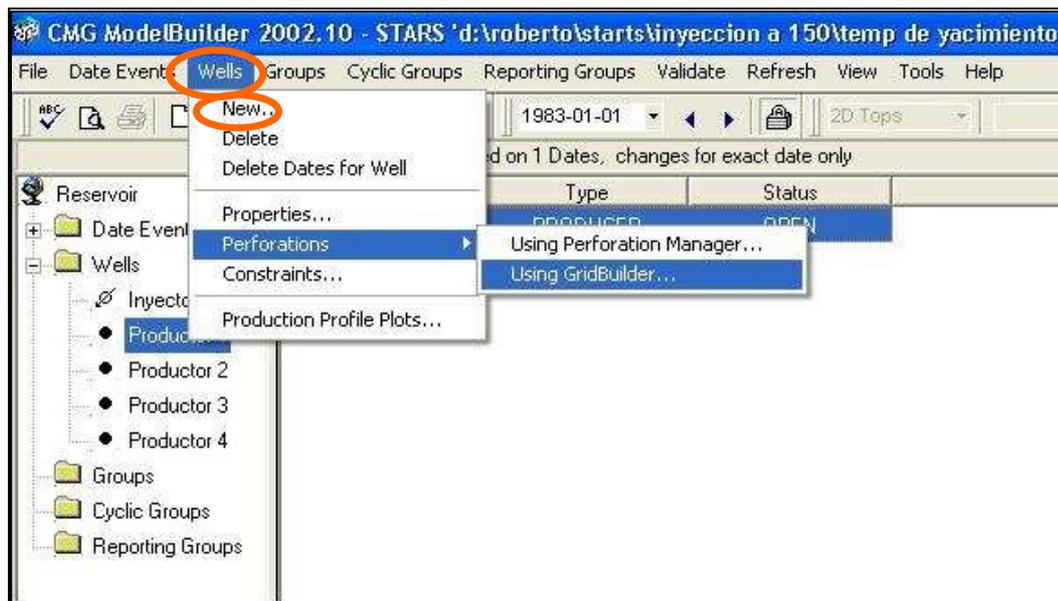


Figura C.15.- Sección de pozos

Al seleccionar el link “New...” este despliega una nueva ventana (figura C.16), en él se van a conseguir varios recuadros, uno de ellos tiene por nombre “Well is defined at date”, en el se coloca la fecha inicial del pozo (por defecto toma la fecha inicial de los eventos). Seguido de eso, se identificó el pozo en el recuadro “Well name/well number”, se definió el tipo de pozo (sí se trata de un pozo inyector o productor) en el recuadro “Well type”. De igual manera se señaló en el recuadro “Well status” las condiciones en que se encontraba el mismo (sí se encontraba cerrado o abierto)

Si es el caso del pozo inyector, se activa el recuadro inferior referente a “Injection Well Data”. Para suministrarle al simulador el tipo de fluido que se va a inyectar, es necesario seleccionar el recuadro que lleva por nombre “Injected Fluid”. Si es el caso de inyectar diferentes fluidos se selecciona el recuadro

“Fluid composition”, para definir la fracción molar de cada uno de los componentes. Para el caso sujeto a estudio solo se inyectó agua.

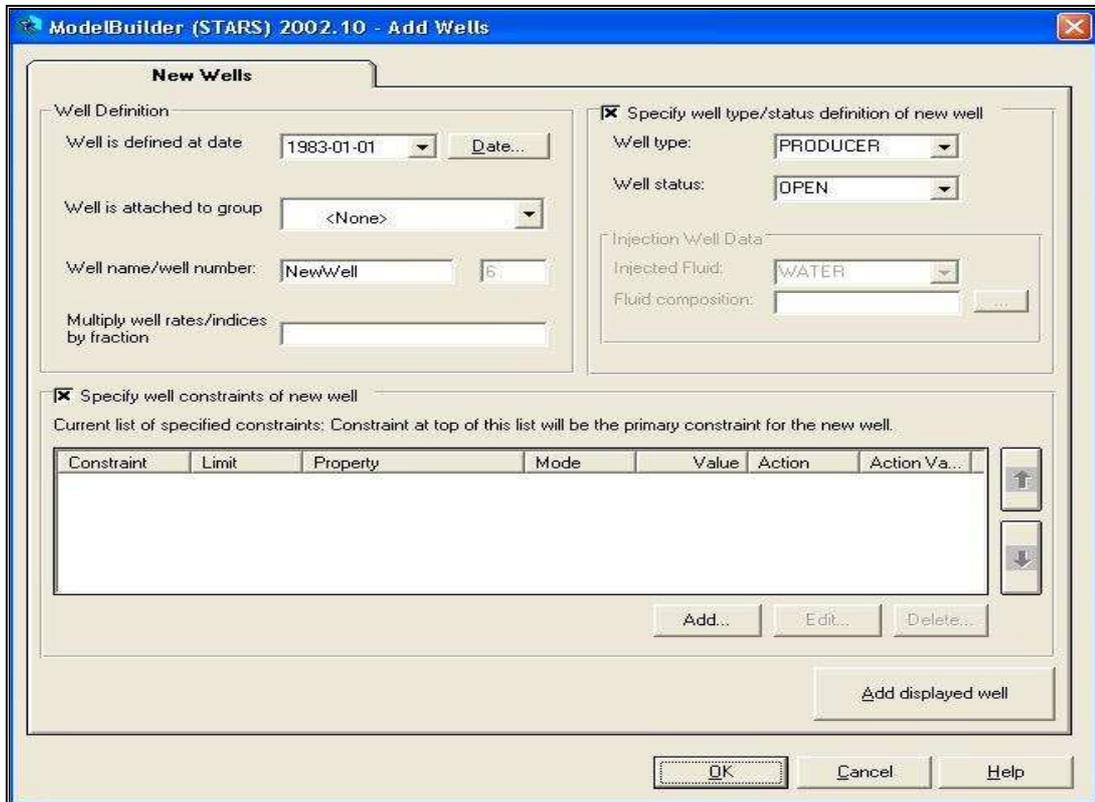


Figura C.16.- Creación de pozos nuevos

Para seleccionar los parámetros operacionales de los pozos tales como la tasa de producción de petróleo y la presión de fondo fluyente para los pozos productores así como la tasa de inyección de agua y la presión de fondo para el caso del pozo inyector, se activa la celda “Specify well constraints of new well”. Para agregar dichos parámetros es necesario seleccionar el link con el nombre “Add”, figura C.17.

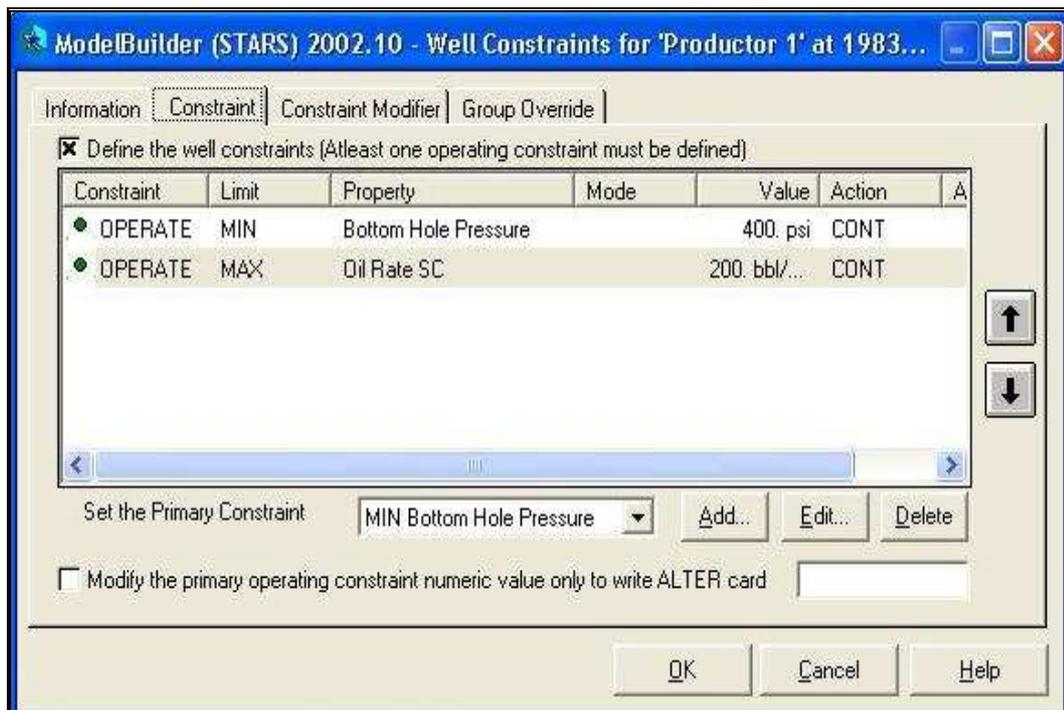


Figura C.17.- Parámetros operacionales

Hecho esto, en la ventana principal de la sección “Well and Recurrent Data”, se selecciona nuevamente el link “Well”, el cual desplegará una pestaña. Se selecciona la opción que tiene por nombre “Properties”, y activando la pestaña con el nombre “Well Attributes”, se define la temperatura y la calidad del agua que se va a inyectar (figura C.18).

Por ultimo se definen las perforaciones de los pozos tanto productores como inyectores. Seleccionando nuevamente el link “Well”, y activando la opción “Perforations”, seguido de la opción “Using GridBuilder”, la nueva ventana que se despliega permitirá ver la malla cargada. Figura C.19.

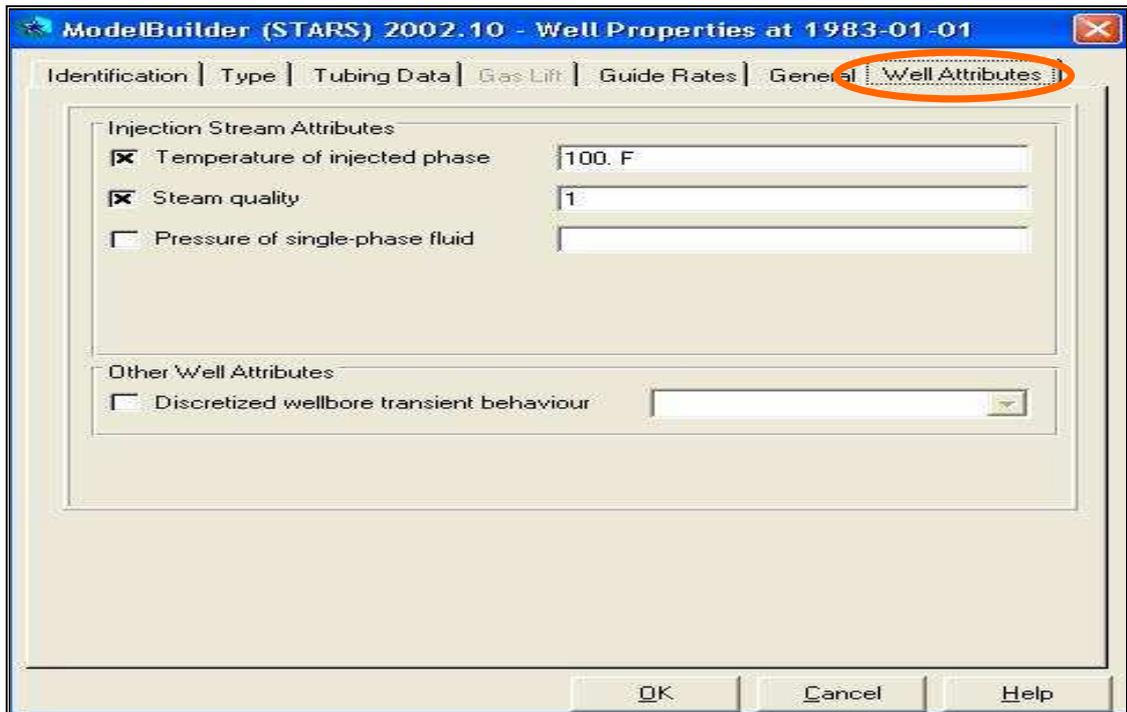


Figura C.18.- Temperatura de Inyección

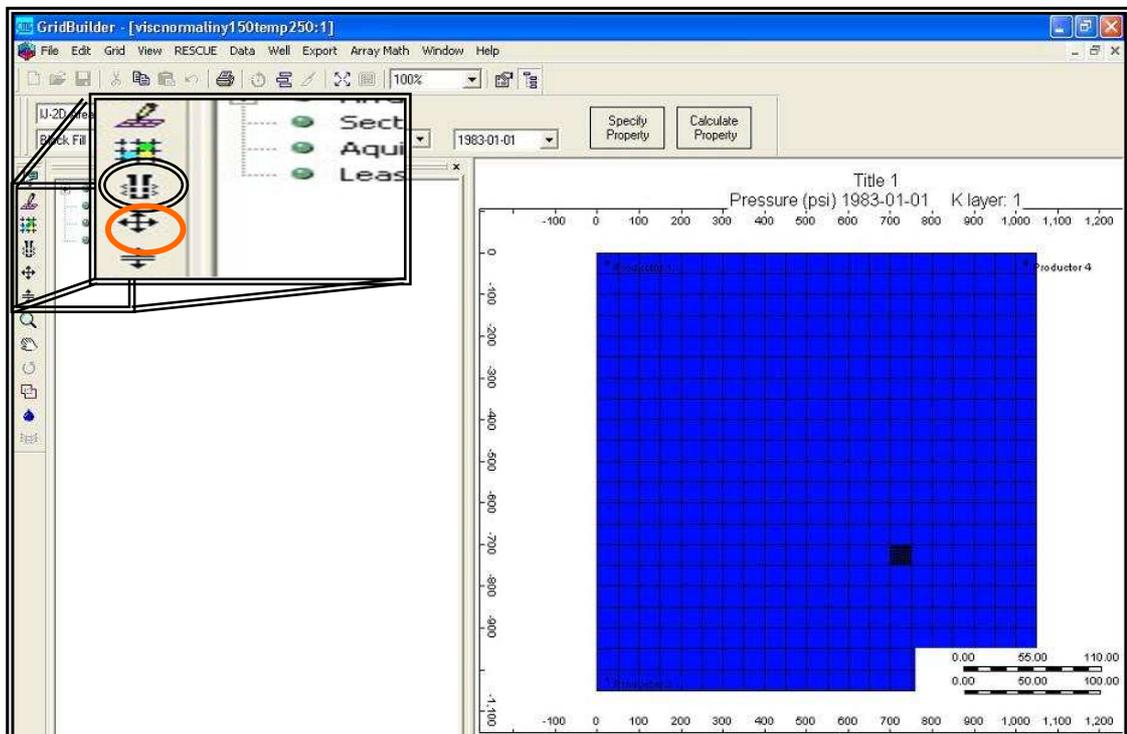


Figura C.19.- Creación de perforaciones

El simulador muestra una nueva ventana donde se encuentran los pozos existentes en el yacimiento, tanto productores e inyectores junto con la fecha en la cual están siendo activados. Usando la opción “Modify Perforations At Existing Date”, que se encuentra en la ventana de la sección “Well Selection”, figura C.20, se puede seleccionar la profundidad de las perforaciones para cualquiera de los pozos.

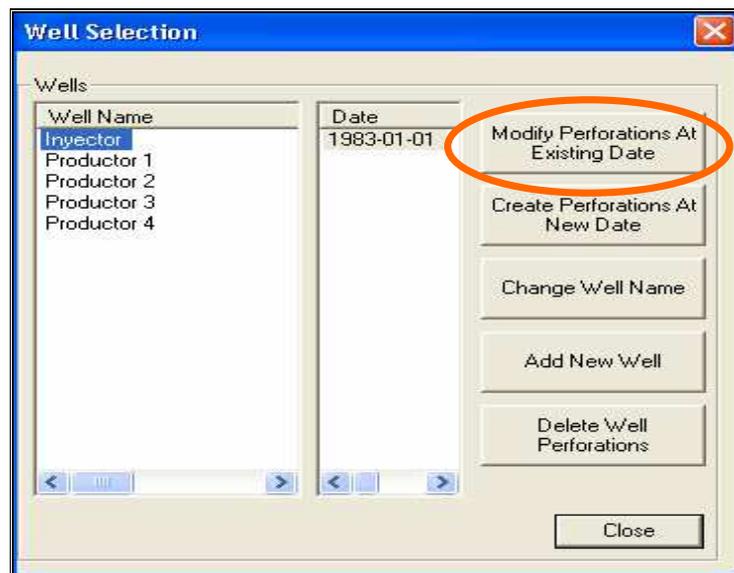


Figura C.20.- Ventana de edición de las Perforaciones

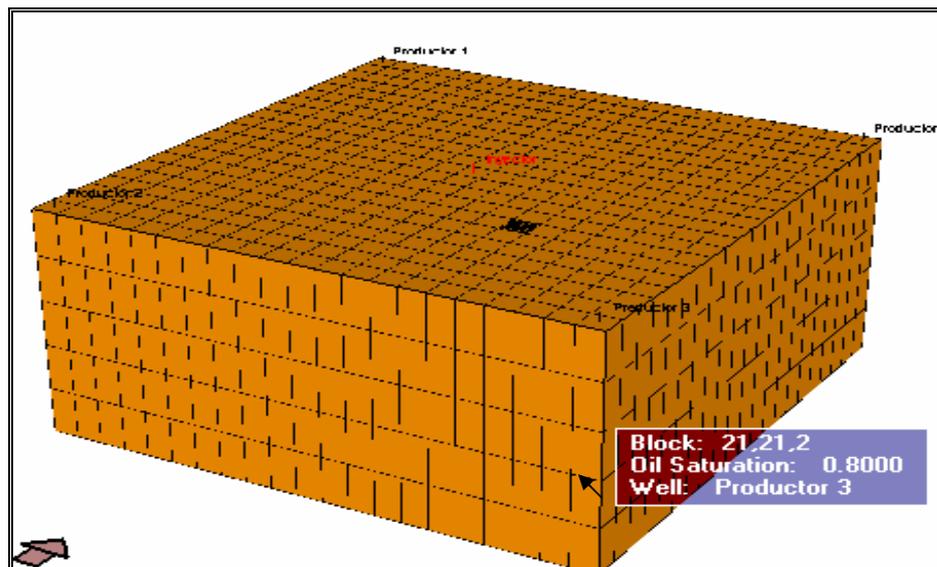


Figura C.21.- Malla Generada

Cada vez que se selecciona con el mouse una celda en específico, este muestra un dialogo en el que indica la posición de la celda seleccionada así como la saturación presente para ese momento. En la figura C.21 nos muestra la posición en que se encuentra el pozo productor tres así como la saturación de petróleo presente para el momento.