

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EFFECTOS DE FLUJO EN TUBERÍA EN LOS  
PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR  
EN POZOS HORIZONTALES**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
por el Br. Mauricio J. Baldomir G.

Caracas Abril de 2004

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EFFECTOS DE FLUJO EN TUBERÍA EN LOS  
PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR  
EN POZOS HORIZONTALES**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Vaca

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo  
por el Br. Mauricio J. Baldomir G.

Caracas Abril de 2004

**Baldomir Gutiérrez, Mauricio J.**

**EFFECTOS DE FLUJO EN TUBERÍA EN LOS PROCESOS  
DE INYECCIÓN DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES**

**Tutor Académico: Prof. Pedro Vaca**

**Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de  
Ingeniería de Petróleo. Año 2004. 140p.**

**Palabras Claves:** Simulación de Yacimientos, SAGD, SW-SAGD, Pozos Horizontales, Hoyo Discretizado, Petróleo Pesado.

**Resumen:** La investigación realizada en el trabajo especial de grado parte de un estudio para la producción de un yacimiento hipotético de petróleo pesado, de características y condiciones originales típicas desfavorables para la producción en frío, como la alta viscosidad, entre otras. El método de producción seleccionado para el desarrollo del yacimiento se basa en dos estrategias que han probado ser exitosas en la producción de crudos pesados, que son: el uso de pozos horizontales y la inyección continua de vapor, ambas integradas de manera eficiente en una solo proceso conocido como el Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor o SAGD (*Steam Assited Gravity Drainage*) y su variación SW-SAGD (*Single-Well SAGD*). Para la representación del proceso en el yacimiento se cuenta con una poderosa herramienta que es la simulación de yacimientos, la cual constituye la mejor respuesta a los problemas planteados en la aplicación de los mismos. En la simulación de pozos horizontales para la producción de petróleo pesado la opción conocida como hoyo discretizado, presentada por el simulador STARS, de *Computer Modelling Group*, representa una excelente opción para modelar fenómenos como la caída de presión debido al flujo dentro de la tubería, la aspereza relativa en las paredes del pozo y el efecto de un mayor o menor diámetro interno en la tubería. El estudio se centra en evaluar el impacto que tienen las distintas variables del modelo, en el flujo de fluidos dentro de las secciones horizontales de los pozos y ante la alternativa de modelar los pozos con el modelo de línea fuente.

**DEDICATORIA**

*A mi madre... ejemplo de lucha incansable*

*A Emily... compañera incondicional*

*A mi familia... lo más valioso en mi vida*

*A Dios y a la Virgen de Coromoto... guías en mi camino*

*A mi país... Venezuela*

*Mauricio J. Baldomir G.*

## **AGRADECIMIENTOS**

- ◆ A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería y la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por haberme formado como ingeniero.
- ◆ Al profesor Pedro Vaca, por su valiosa colaboración en la realización de este trabajo especial de grado como tutor académico.
- ◆ Al ingeniero Franklin González, por su valiosa ayuda en el aprendizaje del uso del simulador STARS.
- ◆ A los ingenieros Juan Carlos Pacheco, Len Flores y Gabriel González, compañeros de estudio durante la carrera.
- ◆ A todos los compañeros tesisistas de la sala de simulación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo. Éxito para todos en su vida profesional.
- ◆ A mis padres, porque a ustedes les debo todo lo que soy. No existe manera en el mundo de retribuir todo lo que me han dado. A mis hermanos, mis abuelos y toda mi familia.
- ◆ A Emily, por creer en mí y estar siempre a mi lado, sin ti no hubiese sido posible.
- ◆ A mis amigos de toda la vida, Valentín González y Andrés Beltrán. Más que amigos, mis hermanos.
- ◆ A la señora Carmen Rincón, a Marlin Negrón, a toda la familia Rincón y al señor Emilio Negrón y familia.

**ÍNDICE GENERAL**

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO.....	3
1.1. EL PETRÓLEO PESADO .....	3
1.1.1. Definición y clasificación.....	3
1.1.2. Reservas.....	5
1.1.3. Explotación del petróleo pesado en Venezuela .....	7
1.1.3.1. Campo Tía Juana .....	7
1.1.3.2. La Faja Petrolífera del Orinoco .....	7
1.1.4. Consideraciones generales.....	8
1.2. LOS POZOS HORIZONTALES .....	9
1.2.1. Definición .....	9
1.2.2. Perforación y completación.....	11
1.2.3. El factor económico y los beneficios compensatorios.....	12
1.2.4. Tipos de pozos horizontales .....	13
1.2.4.1. De radio largo .....	13
1.2.4.3. De radio corto .....	13
1.2.4.4. De radio ultra corto.....	14
1.2.5. Aplicaciones .....	14
1.2.6. Flujo de fluidos en los pozos horizontales .....	15
1.2.7. Los pozos horizontales en Venezuela.....	16
1.3. LA RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	16
1.3.1. Definición y clasificación.....	16
1.3.2. Inyección de agua caliente.....	17
1.3.3. Combustión in situ.....	18
1.3.4. Inyección de vapor.....	18
1.3.5. Consideraciones generales para la aplicación de procesos térmicos.....	18
1.3.5.1. Profundidad .....	19
1.3.5.2. Petróleo in situ.....	19
1.3.5.3. Porosidad .....	19
1.3.5.4. Saturación de agua.....	19
1.3.5.5. Segregación .....	20
1.3.5.6. Heterogeneidad del yacimiento .....	20
1.3.5.7. Espesor de la arena .....	20
1.3.5.8. Movilidad del petróleo.....	20
1.3.6. Calentamiento de la formación.....	21
1.3.6.1. Mecanismos de transferencia de calor en la formación.....	21
1.3.6.2. Calentamiento de la formación por inyección de vapor .....	22
1.4. INYECCIÓN CONTIUNA DE VAPOR: EL SAGD .....	23
1.4.1. Antecedentes.....	24

1.4.2. Estrategias.....	25
1.4.3. Inicialización y desarrollo .....	27
1.4.4. Formación de la cámara de vapor:.....	28
1.4.5. Consideraciones generales.....	28
1.4.6. Ventajas .....	29
1.4.7. El SW-SAGD (Single Well SAGD).....	30
1.5. LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	31
1.5.2. Conceptos básicos .....	33
1.5.2.1. Celdas e intervalos de tiempo.....	33
1.5.2.2. Distribución de las propiedades.....	34
1.5.2.3. Manejo de los pozos .....	35
1.5.2.4. Métodos de solución.....	35
1.5.3. Simulador térmico STARS.....	36
1.5.4. Modelado de pozos horizontales .....	37
1.5.4.1. Método de línea fuente o drenaje .....	37
1.5.4.2. Método de hoyo discretizado.....	38
CAPÍTULO II: METODOLOGÍA .....	39
2.1. CARACTERÍSTICAS DEL MALLADO.....	39
2.2. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO .....	40
2.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS.....	42
2.3.1. Fases y componentes .....	42
2.3.2. Características generales.....	42
2.3.3. Viscosidad de los componentes.....	43
2.4. CARACTERÍSTICAS ROCA-FLUIDOS .....	45
2.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS .....	45
2.6. VISUALIZACIÓN DEL PROBLEMA .....	46
2.7. PROCEDIMIENTO.....	48
2.7.1. Producción del yacimiento sin estimulación.....	48
2.7.2. SAGD .....	49
2.7.2.1. Definición del caso base.....	49
2.7.2.2. Casos a simular.....	50
2.7.3. SW-SAGD.....	53
2.7.3.1 Definición del caso base.....	54
2.7.3.2. Casos a simular.....	55
CAPÍTULO III: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	57
3.1. SAGD: PAR DE POZOS DE 5.000 PIES .....	57
3.1.1. Caso Base .....	57
3.1.2. Modelo de Línea Fuente.....	66
3.1.3. Sensibilidad al radio interno del pozo inyector .....	89
3.1.4. Sensibilidad al radio interno del pozo productor.....	91

---

3.1.5. Sensibilidad a la aspereza relativa en el pozo productor .....	94
3.1.6. Refinamiento de las secciones horizontales .....	95
3.1.7. Opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP .....	97
3.2. SAGD: PAR DE POZOS DE 2.000 PIES .....	100
3.2.1. Caso Base .....	100
3.2.2. Modelo de Línea Fuente .....	103
3.2.3. Sensibilidad al radio interno del pozo inyector .....	109
3.2.4. Sensibilidad al radio interno del pozo productor .....	110
3.2.5. Sensibilidad a la aspereza relativa en el pozo productor .....	111
3.2.6. Refinamiento de las secciones horizontales .....	112
3.2.7. Opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP .....	113
3.3. SW-SAGD .....	115
3.3.1 Caso Base .....	115
3.3.2. Hoyo sin refinamiento .....	121
3.3.3. Sensibilidad al tamaño del espacio anular .....	123
3.3.4. Sensibilidad al radio interno de la tubería de inyección .....	125
3.3.5. Sensibilidad a la aspereza relativa en el espacio anular .....	127
3.3.7. Opción dos tipos de roca .....	128
CONCLUSIONES .....	129
RECOMENDACIONES .....	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	132
ABREVIATURAS .....	134
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	136
ANEXO A: CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA .....	139



**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1.1: El petróleo pesado .....	4
Figura 1.2: Distribución de las reservas de petróleo pesado en el mundo.....	6
Figura 1.3: Depósitos de petróleo pesado en Venezuela y en Canadá .....	7
Figura 1.4: La Faja Petrolífera del Orinoco.....	8
Figura 1.5: Penetración del pozo en el yacimiento.....	10
Figura 1.6: Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura.....	14
Figura 1.7: El SAGD .....	24
Figura 1.8: Formación de la cámara de vapor .....	26
Figura 1.9: El SW-SAGD.....	30
Figura 1.10: Típicas mallas usadas en simulación .....	33
Figura 2.1: Dimensiones del yacimiento .....	40
Figura 2.2: Configuración de los pozos para el SAGD.....	50
Figura 2.3: Radio interno de la tubería y el espacio anular, SW-SAGD.....	55
Figura 3.1: $N_p$ vs. $t$ , caso base y producción por agotamiento natural, 5.000 ft .....	58
Figura 3.2: SOR acumulado vs. $t$ , caso base, 5.000 ft.....	59
Figura 3.3: $Q_o$ , BHP y corte de agua vs. $t$ , caso base, 5.000 ft .....	60
Figura 3.4: Perfil de temperatura, caso base, 5.000 ft .....	61
Figura 3.5: $Q_o$ vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft.....	63
Figura 3.6: Perfil de saturación de vapor, caso base, 5.000 ft.....	65
Figura 3.7: $N_p$ vs. $t$ , comparación línea fuente y caso base, 5.000 ft.....	66
Figura 3.8: $Q_o$ y BHP vs. $t$ , comparación línea fuente y caso base, 5.000 ft.....	67
Figura 3.9: SOR acumulado vs. $t$ , comparación línea fuente y caso base, 5.000 ft.....	68
Figura 3.10: Perfil de temperatura, modelo de línea fuente, 5.000 ft.....	69
Figura 3.11: Perfil de saturación de vapor, modelo de línea fuente, 5.000 ft.....	71
Figura 3.12: Perfil de saturación de agua, modelo de línea fuente, 5.000 ft .....	72
Figura 3.13: Presión vs. distancia, pozo inyector, línea fuente, 5.000 ft (01/2001).....	75
Figura 3.14: $Q_{vap}$ vs. distancia, pozo inyector, línea fuente, 5.000 ft (01/2001) .....	76
Figura 3.15: Presión vs. distancia, pozo productor, línea fuente, 5.000 ft (01/2001) .....	77
Figura 3.16: $Q_{vap}$ vs. distancia, pozo inyector, línea fuente, 5.000 ft (01/2001) .....	77
Figura 3.17: $\mu_o$ vs. distancia, pozo productor, modelo de línea fuente, 5.000 ft.....	78
Figura 3.18: Presión vs. distancia, pozo inyector, caso base, 5.000 ft (01/2001) .....	83
Figura 3.19: $Q_{vap}$ vs. distancia, pozo inyector, caso base, 5.000 ft (01/2001).....	84
Figura 3.20: $P$ y $T$ vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft (01/2001) .....	85
Figura 3.21: Presión vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft (01/2001).....	87
Figura 3.22: Presión vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft.....	88
Figura 3.23: $\mu_o$ vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft. ....	88
Figura 3.24: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 5.000 ft. ....	89
Figura 3.25: $Q_o$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 5.000 ft. ....	90
Figura 3.26: $Q_{vap}$ vs. distancia, aproximación lineal, 5.000 ft.....	91
Figura 3.27: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo productor, 5.000 ft.....	92

Figura 3.28: $Q_o$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo productor, 5.000 ft.....	93
Figura 3.29: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, 5.000 ft.....	95
Figura 3.30: $Q_o$ vs. $t$ , refinamiento de las secciones horizontales, 5.000 ft.....	96
Figura 3.31: $N_p$ vs. $t$ , refinamiento de las secciones horizontales, 5.000 ft.....	97
Figura 3.32: $N_p$ vs. $t$ , opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP, 5.000 ft.....	98
Figura 3.33: $Q_o$ vs. $t$ : opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP, 5.000 ft.....	99
Figura 3.34: BHP vs. $t$ , comparación a la opción STEAMTRAP, 5.000 ft.....	99
Figura 3.35: $N_p$ vs. $t$ , caso base y producción por agotamiento natural, 2.000 ft.....	100
Figura 3.36: SOR acumulado vs. $t$ , caso base, 2.000 ft.....	101
Figura 3.37: Perfil de temperatura, caso base, 2.000 ft.....	102
Figura 3.38: $N_p$ vs. $t$ , comparación línea fuente y caso base, 2.000 ft.....	103
Figura 3.39: $Q_o$ y BHP vs. $t$ , comparación línea fuente y caso base, 2.000 ft.....	104
Figura 3.40: $Q_{vap}$ vs. dist., pozo inyector, línea fuente y caso base, 2.000 ft (01/2004).....	105
Figura 3.41: Perfil de saturación de vapor, línea fuente y caso base, 2.000 ft.....	106
Figura 3.42: $Q_o$ vs. dist., pozo productor, línea fuente y caso base, 2.000 ft (01/2004).....	107
Figura 3.43: $P$ vs. distancia, pozo productor, caso base, 2.000 ft.....	107
Figura 3.44: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 2.000 ft.....	109
Figura 3.45: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo productor, 2.000 ft.....	110
Figura 3.46: Corte de agua vs. $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 2.000 ft.....	111
Figura 3.47: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, 2.000 ft.....	112
Figura 3.48: $N_p$ vs. $t$ , refinamiento de las secciones horizontales, 2.000 ft.....	113
Figura 3.49: $N_p$ vs. $t$ , opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP, 2.000 ft.....	114
Figura 3.50: $Q_o$ y BHP vs. $t$ , comparación a la opción STEAMTRAP, 2.000 ft.....	114
Figura 3.51: $N_p$ vs. $t$ , caso base en SW-SAGD, agotamiento natural y SAGD.....	116
Figura 3.52: $Q_o$ , BHP y corte de agua vs. $t$ , caso base, SW-SAGD.....	116
Figura 3.53: Saturación de fluidos vs. dist., espacio anular, caso base (01/2005).....	117
Figura 3.54: Presión vs. dist., espacio anular, caso base, SW-SAGD.....	118
Figura 3.55: Perfil de temperatura, caso base, SW-SAGD.....	119
Figura 3.56: Perfil de saturación de vapor, SW-SAGD.....	120
Figura 3.57: Perfil de viscosidad del petróleo, SW-SAGD.....	120
Figura 3.58: $N_p$ vs. $t$ , caso base y sin refinamiento, SW-SAGD.....	121
Figura 3.59: $Q_o$ y corte de agua vs. $t$ , caso base y sin refinamiento, SW-SAGD.....	122
Figura 3.60: Saturación de vapor en el dedo del pozo, caso base, SW-SAGD.....	123
Figura 3.61: Saturación de fluidos vs. dist., espacio anular, sin refinamiento (01/2005).....	123
Figura 3.62: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad al tamaño del espacio anular, SW-SAGD.....	124
Figura 3.63: WC vs. $t$ , sensibilidad al tamaño del espacio anular, SW-SAGD.....	125
Figura 3.64: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad al radio interno de la tubería de inyección.....	126
Figura 3.65: WC vs. $t$ , sensibilidad al radio interno de la tubería de inyección.....	126
Figura 3.66: $N_p$ vs. $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, SW-SAGD.....	127
Figura 3.67: $Q_o$ y WC vs. $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, SW-SAGD.....	128
Figura A.1: Permeabilidades relativas al agua y al petróleo.....	140
Figura A.2: Permeabilidades relativas al gas.....	141

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1.1: Clasificación del MEM para los crudos según los °API .....	4
Tabla 2.1: Distribución de las celdas dentro de la malla .....	39
Tabla 2.2: Propiedades iniciales del yacimiento .....	41
Tabla 2.3: Propiedades térmicas de las formaciones adyacentes .....	41
Tabla 2.4: Distribución de los componentes en cada fase .....	42
Tabla 2.5: Propiedades de los fluidos .....	43
Tabla 2.6: Constantes para la función de viscosidad de la fase líquida.....	44
Tabla 2.7: Variación de la viscosidad con la temperatura.....	44
Tabla 2.9: $K_r$ sistema agua-petróleo, tipo de roca 2 .....	51
Tabla 2.10: $K_r$ sistema líquido-gas, tipo de roca 2 .....	51
Tabla 2.11: Ubicación de las secciones horizontales de los pozos dentro de la malla.....	51
Tabla 2.12: Control de los pozos (constraints), SAGD .....	52
Tabla 2.13: Casos a simular, SAGD.....	53
Tabla 2.14: Casos a simular, SAGD.....	56
Tabla 3.1: Cálculos del hoyo discretizado, pozo inyector, 5.000 ft (01/2001).....	82
Tabla 3.2: Cálculos del hoyo discretizado, pozo productor, 5.000 ft (01/2001) .....	86
Tabla 3.3: Cálculos del hoyo discretizado, pozo inyector, 2.000 ft (01/2004).....	108
Tabla 3.4: Cálculos del hoyo discretizado, pozo productor, 2.000 ft (01/2004) .....	108
Tabla A.1: Valores en la correlación de permeabilidades relativas .....	139

### INTRODUCCIÓN

La inyección de vapor actualmente constituye el método más común e importante dentro de los proyectos de recuperación térmica para la producción de petróleo pesado. En este tipo de proyectos, es cada vez más frecuente el uso de pozos horizontales. Estos pozos poseen la ventaja de tener un intervalo mayor abierto a producción que ofrece tasas mayores a las que se lograrían usando pozos verticales. También hacen posible la producción de yacimientos con arenas de poco espesor donde un pozo vertical ofrecería un intervalo de producción reducido.

La inyección de vapor continua usando pozos horizontales se utiliza fundamentalmente mediante el proceso conocido como Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor o SAGD por sus siglas en inglés (*Steam Assisted Gravity Drainage*). Este proceso consiste en dos pozos horizontales paralelos separados uno encima de otro, dentro del yacimiento. A medida que el pozo superior inyecta el vapor de manera continua, el productor, abajo, recoge y drena el petróleo y agua (vapor condensado) hasta la superficie.

Se han realizado algunos estudios para la derivación de los modelos analíticos en procesos de SAGD para pozos horizontales, pero la simulación de yacimientos es la respuesta más acertada. Este posee la versatilidad de integrar en un mismo modelo todas las variables dentro del yacimiento y los pozos perforados, para establecer predicciones de acuerdo a la estrategia de producción seleccionada. En Canadá, la empresa *Computer Modelling Group Ltd* (CMG) ha desarrollado el simulador STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*). Este es un simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos que constituye la nueva generación de simuladores en la ingeniería de yacimientos. STARS ofrece la opción de modelar los pozos horizontales o verticales mediante el modelo de hoyo discretizado o “wellbore”. Este es un modelo de hoyo mecanístico plenamente acoplado que representa el flujo de fluidos y de calor dentro del hoyo y entre el hoyo y el yacimiento de manera simultánea. Se utilizan correlaciones de flujo de fases múltiples apropiadas para ajustar los patrones de flujo del hoyo de manera explícita al final de cada intervalo de tiempo y para cada sección del hoyo. La caída de presión por fricción se

calcula usando correlaciones que dependen del régimen de flujo y del tipo de fluido (monofásico o bifásico).

En base a esto se espera alcanzar el objetivo principal de este estudio que consiste en describir el comportamiento del flujo de fluidos dentro de las secciones horizontales de los pozos, durante los procesos de inyección de vapor continua, utilizando como herramienta el simulador térmico STARS y su modelo de hoyo discretizado. Para lograr este objetivo principal se plantean los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Definir las principales características del modelo de hoyo discretizado mediante la simulación de secciones horizontales en procesos de inyección de vapor continua.
- ✓ Realizar análisis de sensibilidad a las principales características de los pozos, como por ejemplo el radio interno y la aspereza relativa en las paredes del pozo, que tienen un impacto directo sobre el flujo de fluidos dentro de las secciones horizontales.
- ✓ Establecer diferencias en los métodos de cálculo y su influencia en los resultados entre el modelo de hoyo discretizado y el modelo que representa los pozos y las secciones horizontales como una línea fuente (inyección) o de drenaje (producción).
- ✓ Describir detalladamente las variables envueltas en la producción de petróleo mediante la inyección de vapor continua en procesos de SAGD para el caso de dos pozos horizontales paralelos y para el caso de un solo pozo (SW-SAGD).

## CAPÍTULO I

### MARCO TEÓRICO

#### 1.1. EL PETRÓLEO PESADO <sup>(1)</sup>

##### 1.1.1. Definición y clasificación

El petróleo pesado es un petróleo crudo denso y viscoso cuya composición química está caracterizada por su alto contenido de asfaltenos y por la presencia de moléculas muy largas que incorporan en su mayoría azufre y hasta 90 % de metales pesados. El petróleo extrapesado es igualmente un crudo pesado, pero con una gravedad específica inferior a los 10 °API.

Básicamente, el petróleo pesado y el bitumen natural difieren del petróleo liviano por sus altas viscosidades a la temperatura del yacimiento, sus altas densidades y su significativo contenido de componentes de nitrógeno, oxígeno y azufre e inclusive componentes metálicos. El petróleo pesado y el bitumen natural usualmente deben ser mejorados mediante la reducción del contenido de carbono o añadiendo hidrógeno a su composición molecular antes de que puedan ser usados en una refinería convencional o para la venta.

El bitumen natural es definido como un petróleo crudo pesado con una viscosidad dinámica igual o mayor a 10.000 *cp* a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas. Se considera entonces como petróleo crudo pesado al petróleo con una viscosidad dinámica de entre 100 y 10.000 *cp* a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas. Estas definiciones pueden servir para diferenciar el bitumen del petróleo crudo pesado ya que hay quienes no consideran al bitumen como un petróleo crudo pesado.

Cada país tiene su propia clasificación de los crudos. El petróleo que en Venezuela se puede considerar como mediano puede considerarse como pesado para otros países productores. En Venezuela, para clasificar los crudos se aplican las definiciones oficiales del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Una clasificación de la calidad de los crudos se fundamenta en su densidad relativa, la cual se mide según sean más livianos o más pesados que el agua. Mientras más liviano es un crudo, mejor es su calidad y mayor es su valor comercial.



Figura 1.1: El petróleo pesado

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el *American Petroleum Institute*. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado es el crudo, menor será su gravedad API. El agua tiene una gravedad específica de 10 ° API. Los crudos venezolanos varían en densidad. Por ejemplo, los del Zulia pueden estar entre 15,8 y 39 °API, los de Monagas varían desde 10,3 a 28,2 °API y en Anzoátegui se encuentran crudos en su mayoría de unos 7,8 °API en promedio.

<b>TIPO DE CRUDO</b>	<b>GRAVEDAD API</b>
Condensado	a partir de 42
Liviano	más de 30
Mediano	de 22,0 hasta 29,9
Pesado	de 10,0 hasta 21,9
Extrapesado	hasta 9,9
Bitumen	promedio 8,2

Tabla 1.1: Clasificación del MEM para los crudos según los °API

Esta clasificación viene dada directamente por la gravedad específica del petróleo, que está dada a su vez por la relación de la densidad del crudo entre la densidad del agua según la ecuación:

$$\rho_o = 62,4 \cdot \gamma_o \quad (1.1)$$

donde  $\rho_o$  es la densidad del petróleo, en  $lb/ft^3$ , y el término  $\gamma_o$  es la gravedad específica del petróleo, adimensional. Finalmente los grados °API están dados por:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (1.2)$$

### 1.1.2. Reservas

Estudios recientes confirman una vez más que las reservas petroleras a nivel mundial están dominadas por el petróleo pesado. Se espera además que en un futuro no muy lejano la explotación de hidrocarburos líquidos pudiera eventualmente ser casi exclusivamente de este tipo de crudos, pero serán los factores de tipo económico los que determinarán el momento. En el presente, por otro lado, el mercado petrolero aún es, y por algún tiempo continuará siendo, dominado por la refinación y comercio de petróleos livianos. Esta situación y el futuro agotamiento no muy lejano de las reservas mundiales de crudos livianos claramente apuntan hacia nuevas oportunidades de negocios basadas en la explotación del petróleo pesado, oportunidades que en muchos casos ya han sido emprendidas.

El total de reservas a nivel mundial de crudos pesados y extrapesados ha sido estimado a ser en tanto como toda la cantidad de petróleo ligero y mediano descubierta en el mundo. La mayor cantidad de estas reservas se encuentra concentrada entre Canadá y Venezuela con más del 60% del total mundial que se estiman en un aproximado de 4.600 billones de barriles (figura 1.2). El problema por supuesto, está en que extraer y convertir estas reservas de petróleo pesado requiere de grandes inversiones y mejoramientos en tecnología por parte de las empresas petroleras. Principalmente esto se debe a las características desfavorables de las



reservas como lo son las altas viscosidades que dificultan la extracción del subsuelo y su posterior transporte, además de los costos en el mejoramiento o refinación al producir mayor cantidad de dióxido de sulfuro, dióxido de carbono y otros gases que para el caso de petróleo convencional.

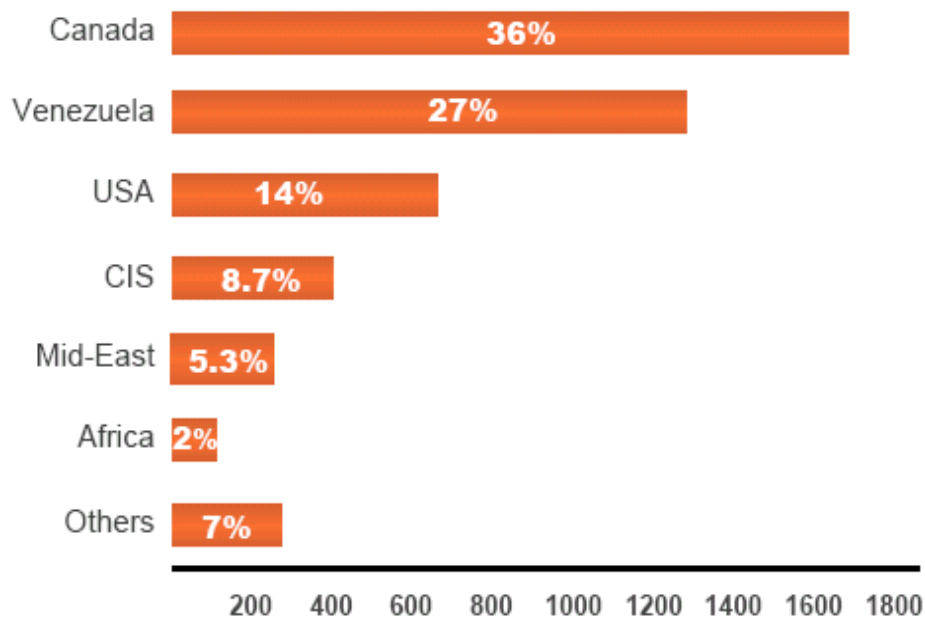


Figura 1.2: Distribución de las reservas de petróleo pesado en el mundo (valores en Billones de barriles, fuente: www.total.com)

Una de las dos mayores reservas de petróleo pesado y extrapesado en el mundo se encuentra en la Faja del Orinoco, a lo largo de la costa norte del río Orinoco en Venezuela, donde se estima que existe un total aproximado de 1,2 billones (1,2 E12) de barriles de petróleo pesado y extrapesado. Hasta ahora sólo de 5 a 10% de ese crudo se considera que puede ser recuperado bajo métodos convencionales de producción. Sin embargo, se considera que el desarrollo de mejoras técnicas podrían lograr aumentar las tasas de recuperación hasta un 25%.

Por su parte, en Canadá (mayormente en Alberta) se estima que los depósitos poseen entre 1,6 y 2,5 billones (1,6 E12 y 2,5 E12) de barriles de bitumen. Casi 9% de esos depósitos se encuentran relativamente cerca de la superficie y pueden llegar a tener altas tasas de recuperación de al menos 50% y posiblemente hasta 90% del petróleo original en sitio.

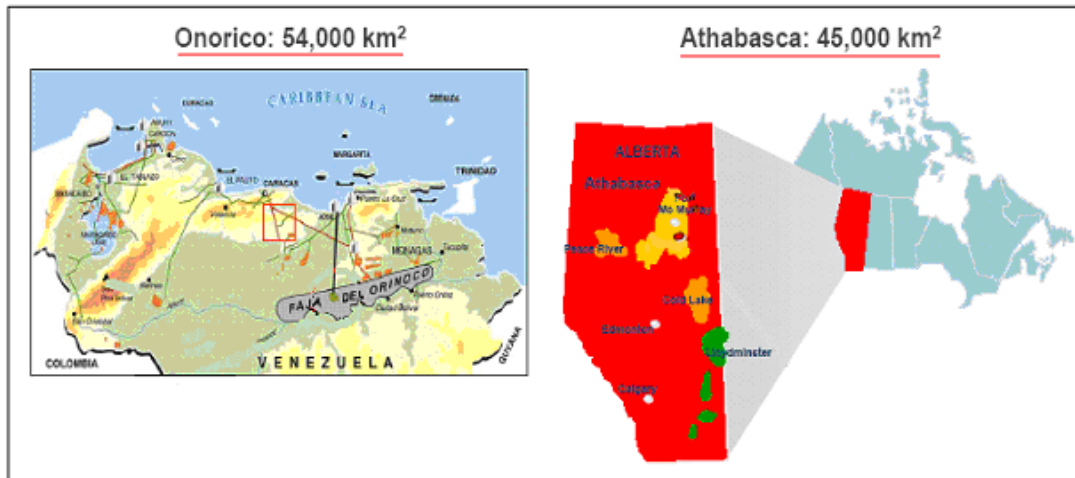


Figura 1.3: Depósitos de petróleo pesado en Venezuela y en Canadá

### 1.1.3. Explotación del petróleo pesado en Venezuela <sup>(2)</sup>

En Venezuela, una amplia variedad de yacimientos se encuentran presentes para el propósito de explotación de petróleo pesado. Los principales yacimientos de petróleo pesado están localizados en el oeste, en la cuenca del Lago de Maracaibo, y al este, al norte del río Orinoco.

#### 1.1.3.1. Campo Tía Juana

Los yacimientos en el oeste de Venezuela se encuentran a profundidades alrededor de 390 *m* con altas permeabilidades y porosidades, características que los hacen candidatos ideales para los procesos de recobro mejorado como la inyección de vapor, que tienen como objetivo el aumento en el recobro final del petróleo. Un ejemplo es el campo Tía Juana, el cual tiene un estimado de 11.000 millones de barriles de petróleo en sitio. La producción acumulada desde los años cincuenta es sólo por el orden de 1.800 millones de barriles con 2.500 pozos, la mayoría de los cuales usan métodos de bombeo convencionales.

#### 1.1.3.2. La Faja Petrolífera del Orinoco

En esta región en el este de Venezuela, justo al norte de la cuenca del río Orinoco, existe la mayor concentración de hidrocarburos del hemisferio. Las características de los yacimientos les han dado el impulso para el uso de diferentes tecnologías en la perforación de pozos, que incluyen también cambios en el diseño de pozos ya perforados. En mayor medida que el

campo de Tía Juana, numerosas tecnologías de producción han sido probadas y llevadas a pruebas piloto en la Faja, muchas se manera exitosa, desde la inyección de vapor bajo diferentes formas hasta la combustión *in situ*.

Empresas petroleras extranjeras en asociación con PDVSA están envueltas en cuatro grandes proyectos para el mejoramiento de los crudos de la Faja produciendo un promedio de 400.000 BOPD. Estos proyectos son Cerro Negro (Exxon Mobil), Sincor (TotalFinaElf y Statoil), Petrozuata (Conoco Phillips) y el cuarto es el proyecto Hamaca, actualmente en construcción, por Ameriven (PDVSA, Conoco Phillips y Chevron Texaco).



Figura 1.4: La Faja Petrolífera del Orinoco

#### 1.1.4. Consideraciones generales

Debido a la alta viscosidad del petróleo pesado en sus condiciones iniciales y a su consecuente dificultad en el transporte y la producción, los procesos térmicos de recuperación de petróleo constituyen en muchos casos la primera opción para la producción de los crudos pesados.

Diferentes alternativas han sido propuestas en las últimas 3 décadas para el mejoramiento de la capacidad de flujo del petróleo pesado y mejoramiento del recobro. Ejemplos de estas alternativas son la inyección cíclica de vapor, la inyección de agua caliente, la combustión *in situ* y el SAGD. Este último puede resultar ser el más efectivo a pesar de aplicarse en la

mayoría de los casos a petróleos altamente viscosos o bitumen, donde ha probado ser económicamente rentable cuando es llevado a cabo de la manera adecuada.

Adicionalmente, el petróleo es en general una mercancía que exhibe ciertas especificaciones para el transporte y refinamiento que deben tenerse en cuenta. El petróleo pesado, usualmente con un alto contenido de azufre, históricamente ha sido vendido con un descuento cuando se compara con el petróleo liviano dulce y requiere además de un proceso de mejoramiento para poder venderse. La mayoría de los crudos pesados producidos en Venezuela son procesados en refinerías con el equipamiento necesario de acuerdo con los altos niveles de residuos producidos. Las operaciones se centran entonces en la explotación del crudo pesado para poder ser usado en las refinerías, si es moderadamente mejorado, o para ser vendido, en el caso de un mejoramiento más severo.

Las nuevas investigaciones en la producción de los crudos pesados se centran especialmente en el perfeccionamiento de las diferentes tecnologías *in situ* y en cómo mejorarlas, estableciendo sus mecanismos particulares y sus limitaciones. Otros factores también son considerados y evaluados numérica y experimentalmente, como la ubicación de los pozos dentro del yacimiento, las limitaciones geológicas, las propiedades específicas de las formaciones, las tecnologías de producción y la presencia o ausencia de capas de gas o acuíferos. Sus impactos en los resultados son registrados a través del uso de modelos económicos para evaluar las mejores técnicas y métodos de producción.

## **1.2. LOS POZOS HORIZONTALES <sup>(3)</sup>**

### **1.2.1. Definición**

Una definición general, que sea aceptada, acerca de lo que es la perforación de un pozo horizontal está aún por ser descrita. La siguiente combina los componentes esenciales de dos publicaciones previas <sup>(4)</sup>.

“La perforación horizontal es el proceso de perforar y completar, para la producción de petróleo, un pozo que comienza como un hoyo lineal de sección vertical o inclinada, la cual

se extiende desde la superficie hasta una localidad subterránea por encima del yacimiento objetivo de gas o petróleo, localidad llamada punto de partida (kickoff point), para luego direccionarse en un arco que intercepta el yacimiento en un punto de entrada (entry point), y a partir de entonces, continuar en una dirección horizontal tangente al arco descrito, para sustancialmente o enteramente permanecer dentro del yacimiento a lo largo de su recorrido hasta que la localización en el fondo del hoyo es alcanzada”.

La mayoría de los yacimientos de petróleo y de gas son mucho más extensos en sus dimensiones horizontales (areales) que en su dimensión vertical (espesor). Con la perforación de la porción de un pozo, la cual intercepta al yacimiento de forma paralela al plano de la dimensión más extensa (horizontal), el objetivo técnico inmediato de la perforación horizontal es alcanzado. Con el alcance de este objetivo, se logra exponer significativamente una mayor cantidad de roca al hoyo de la que podría lograrse con el caso de un pozo vertical convencional penetrando perpendicularmente al plano de mayor dimensión extensiva (figura 1.5). El deseo de lograr este objetivo técnico inmediato es casi siempre motivado por el intento de alcanzar objetivos más importantes relacionados con las características físicas del yacimiento.

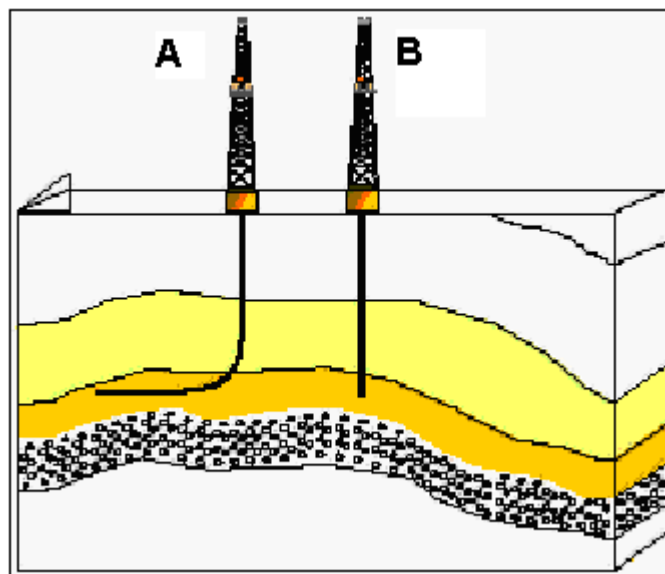


Figura 1.5: Penetración del pozo en el yacimiento  
A) pozo horizontal B) pozo vertical

### 1.2.2. Perforación y completación

Dependiendo del radio de curvatura pretendido durante la perforación y del diámetro del hoyo, la sección del arco de un pozo horizontal puede ser perforada convencionalmente o usando un motor hidráulico colocada al final de la sarta de perforación directamente encima de la mecha. Los métodos de perforación y completación han sido desarrollados para las aplicaciones horizontales en función de minimizar el daño a la formación durante la perforación y completación.

Es posible perforar las secciones del arco de un hoyo debido a que, a pesar de su aparente rigidez, las secciones de la tubería de perforación son suficientemente flexibles para que cada una pueda ser encorvada una distancia respecto al eje inicial sin un riesgo significativo de incurrir en una falla estructural. Mientras menor sea el diámetro de la tubería, mayor será la desviación que puede ser alcanzada dentro de una distancia perforada dada. Esto quiere decir que puede describirse un radio de arco menor, o lo que es lo mismo, un ángulo mayor descrito por el arco.

Los planes en la completación para pozos horizontales son determinados principalmente por la longitud de la sección horizontal y difieren un poco de las completaciones convencionales de pozo en términos de su dificultad. Los elementos en el lodo de perforación como la bentonita y la barita pueden causar más daño a la formación en aplicaciones horizontales. La centralización de la tubería en completaciones horizontales con revestidor es difícil de lograr y la mayoría de los diseños no son lo suficientemente fuertes para llegar al fondo y seguir trabajando.

Varios tipos de completación para los pozos horizontales han sido desarrolladas. El propósito de esta completación es primariamente mantener la sección horizontal del hoyo abierta y permitir un mejor flujo de fluidos. Las opciones en la completación incluyen tuberías simples o tuberías ranuradas (*slotted liners*), empaques con grava y empacaduras de revestidor externo (*external casing packers*). Para formaciones muy consolidadas el hoyo puede ser dejado abierto y sin la inserción de un equipo de completación.

### **1.2.3. El factor económico y los beneficios compensatorios**

El logro de los objetivos técnicos deseados por medio de la perforación horizontal tiene su precio. Un pozo horizontal puede ser desde un 25 % hasta un 300% más costoso, incluyendo perforación y completación, de lo que podría ser para el caso de un pozo vertical dirigido hacia el mismo objetivo.

La búsqueda de economizar los costos lleva al uso de hoyos verticales ya existentes para la perforación de los pozos horizontales. Esto puede alcanzar un ahorro en los costos de entre 20 y 50 % comparado con un pozo horizontal nuevo, dependiendo de la profundidad del pozo. Cada pozo vertical u horizontal, requerirá de una bomba, de tuberías en superficie para facilidades de tratamiento, de análisis químicos, de muestras y pruebas periódicas de agua y de bombeo, de mantenimiento y de electricidad para el bombeo. Si un pozo horizontal reemplaza a 10 pozos verticales, los gastos en estos tópicos deberán ser reducidos en un factor de proporción similar.

Incluso cuando las técnicas de perforación han sido optimizadas para lograr un objetivo, los beneficios financieros que ofrece la perforación horizontal deben al menos compensar el incremento de los costos del pozo, ante la alternativa de emprender otro tipo de proyecto diferente. Las aplicaciones exitosas en la perforación horizontal son las que han logrado la compensación en la ocurrencia entre uno o más factores.

Se puede explotar un yacimiento de manera rentable con un número suficientemente pequeño de pozos horizontales. Cada pozo horizontal puede drenar un gran volumen del yacimiento, mucho mayor del que podría lograrse con un pozo vertical. Adicionalmente, un pozo horizontal puede producir a tasas mucho más elevadas que las de un pozo vertical, lo que se traduce financieramente en una tasa de recobro mayor y en menor tiempo de la inversión inicial. Finalmente, el uso de un pozo horizontal puede impedir o retrasar significativamente el comienzo de los problemas durante la producción que provocan las bajas tasas de producción, las bajas eficiencias de recobro y/o el abandono prematuro del pozo.

#### **1.2.4. Tipos de pozos horizontales**

Para propósitos de clasificación en la ingeniería de petróleo se ha desarrollado una categoría para los pozos horizontales de acuerdo a los radios del arco descritos por el hoyo en el paso de la dirección vertical a la horizontal. Estos tipos de pozos horizontales, son definidos también como métodos de perforación.

##### **1.2.4.1. De radio largo**

El primer método desarrollado fue el método de radio largo, el cual es una extensión de las técnicas de perforación direccional desarrolladas por más de 30 años. El radio de curvatura es típicamente de 1.000 pies o más, con longitudes máximas horizontales de hasta 8.200 pies.

##### **1.2.4.2. De radio mediano**

El método de radio mediano fue desarrollado a comienzos de los años 80 con radios de curvatura de entre 400 y 900 pies. Este método combina las ventajas de tener distancias cortas (menores a 1.000 pies) en la sección vertical del pozo y tener aún la capacidad de interceptar el yacimiento objetivo con la perforación de secciones horizontales largas de 3.000 y 4.000 pies. La mayoría de los pozos horizontales en el mundo en la industria del petróleo y del gas en la actualidad, son perforados usando éste método.

##### **1.2.4.3. De radio corto**

También fue desarrollado en los años 80 el método de radio corto, con radios de curvatura de 30 a 60 pies. Una ventaja de este método es la intersección con la formación dentro de una distancia muy corta del punto de partida (kickoff point). El método de radio corto es menos costoso comparado con los demás métodos, debido a que las secciones curvas del pozo entre la sección horizontal y la vertical requieren de una longitud del hoyo menor y, en consecuencia, un menor tiempo durante la perforación. Sin embargo, entre las limitaciones de este método se encuentran la máxima longitud del pozo y el diámetro del hoyo. La tasa de curvatura relativamente alta se traduce en que las herramientas de perforación son típicamente



menores a las 4,5 pulgadas de diámetro restringiendo las opciones de completación. Las longitudes máximas están alrededor de los 800 a 1.000 pies.

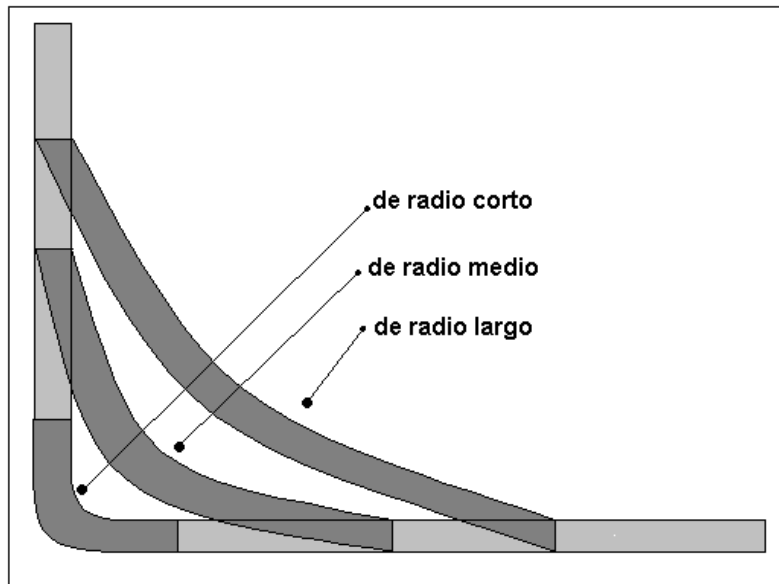


Figura 1.6: Tipos de pozos horizontales según su radio de curvatura

#### 1.2.4.4. De radio ultra corto

El método de radio ultra corto emplea mangueras flexibles blindadas y la perforación con agua a alta presión. La acción de chorro físicamente remueve el material de roca. El radio de curvatura es alrededor de 1 pie con longitudes máximas de 100 pies.

#### 1.2.5. Aplicaciones

Las aplicaciones de los pozos horizontales en la industria petrolera y de los hidrocarburos pueden ser divididas en cuatro tipos primarios:

- ◆ Aumento de la exposición del hoyo ante la formación: Para los pozos verticales, la exposición del pozo ante la formación está limitada a un valor máximo igual al espesor de la formación, mientras que para los pozos horizontales el factor que limita la exposición es la longitud de la sección horizontal del pozo que se pueda alcanzar en la perforación.

- ◆ Perforación desde áreas de acceso restringido: La perforación horizontal, con su longitud en el alcance lateral, permiten ubicar los pozos en objetivos que podrían resultar ser dificultosos o imposibles de alcanzar con los pozos y técnicas de perforación convencionales.
- ◆ Conificación desde los contactos de fluidos: La distribución del diferencial de presión de la producción de manera uniforme a lo largo de la distancia horizontal del pozo, evita una producción de gas libre o agua por un período más largo.
- ◆ Conexión de heterogeneidades: En muchas formaciones con características de heterogeneidad, los pozos horizontales mejoran el flujo de fluidos al conectar las heterogeneidades al pozo productor.

### 1.2.6. Flujo de fluidos en los pozos horizontales <sup>(5)</sup>

Los patrones de flujo que pueden estar presentes dentro de una sección de tubería vertical son los mismos para una sección horizontal más dos patrones adicionales llamados flujo de onda y flujo estratificado. Estos pueden ser bifásicos o monofásicos. Se describen a continuación:

- ◆ Flujo disperso: ocurre a altas velocidades de flujo de gas con la fase líquida dispersa en forma de gotas. La velocidad de la fase líquida se aproxima a la de la fase gaseosa.
- ◆ Flujo anular: ocurre a bajas velocidades del gas. La fase líquida forma un anular alrededor de la circunferencia de la tubería con el gas fluyendo a través del núcleo central.
- ◆ Flujo tapón: el flujo es un patrón intermitente que alterna la fase líquida y la fase gaseosa a lo largo de la longitud de la línea. El área transversal de la tubería es ocupada por un tapón de líquido o gas.
- ◆ Flujo burbuja o espuma: el flujo es predominantemente de fase líquida, pero la fase líquida en el flujo burbuja está a una velocidad mayor que en el flujo tapón. La fase gas está dispersa en pequeñas burbujas dentro del líquido. Un flujo de gas mayor es considerado como espuma y un flujo menor de gas es considerado como burbuja.
- ◆ Flujo estratificado: sólo ocurre en las tuberías horizontales cuando la velocidad de la fase gaseosa es insuficiente como para mantener el líquido anular alrededor de la circunferencia de la tubería.

- ♦ Flujo de onda: es una forma de flujo estratificado donde existen ondas formadas en la superficie del líquido. Esto ocurre cerca del punto de transición donde el flujo estratificado puede ser transformado en flujo tapón.

### 1.2.7. Los pozos horizontales en Venezuela

Pozos horizontales y pozos altamente desviados fueron perforados en Venezuela desde los comienzos de los años 90. Para 1997 más de 500 pozos horizontales habían sido completados en Venezuela y cerca de un tercio de estos fueron localizados en yacimientos de crudos pesados en la costa este del Lago de Maracaibo y en la Faja. Estos primeros pozos horizontales fueron construidos con un promedio de 1.000 pies de hoyo abierto con *liner* ranurado en la sección de producción. Este diseño es todavía utilizado en la cuenca del Lago de Maracaibo con una producción promedio entre 800 y 1.200 *BOPD*.

En la Faja Petrolífera del Orinoco la operadora Cerro Negro ha perforado numerosos pozos horizontales. Los pozos horizontales tienen una zona productora neta de 3.000 a 4.000 pies con una producción alrededor de los 1.600 *BOPD* por pozo. Petrozuata comenzó con pozos horizontales como productores en las arenas más heterogéneas y delgadas. La producción a hoyo abierto promedio fue de 4.000 pies con 1.200 *BOPD*. Sincor opera en yacimientos de muchas arenas heterogéneas y ha perforado pozos con estrategias de altas eficiencias de drenaje con una mezcla de pozos inclinados y horizontales.

## 1.3. LA RECUPERACIÓN TÉRMICA <sup>(6)</sup>

### 1.3.1. Definición y clasificación

La recuperación térmica de petróleo se define como un proceso mediante el cual se suministra calor dentro de un yacimiento de hidrocarburos, con la finalidad de producirlos luego a través de los pozos. Razones diversas justifican la utilización de métodos térmicos para la extracción de hidrocarburos en lugar de algún otro método de recuperación primaria o secundaria, pero la razón fundamental es la de mejorar la eficiencia del desplazamiento del petróleo durante la producción al reducir su viscosidad con el aumento de la temperatura.

Los procesos de recuperación térmica se clasifican de manera general en dos tipos: los que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como procesos *in situ*. Otra clasificación para los procesos térmicos es la de desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación.

Los procesos de desplazamiento térmico son aquellos en los que se inyecta algún fluido de manera continua a través de pozos inyectores con el objetivo de desplazar el petróleo y producirlo luego por otros pozos. La presión que se necesita para inyectar los fluidos en el yacimiento aumenta las fuerzas impelentes dentro del yacimiento, contribuyendo al aumento de la tasa de flujo de crudo en los pozos productores.

Para los tratamientos mediante la estimulación térmica, el calentamiento en el yacimiento es realizado sólo en la zona cercana a los pozos productores envueltos en el proceso. Fuerzas existentes dentro del yacimiento como la gravedad, el empuje por gas en solución o el empuje por agua pueden llegar a actuar de manera considerable una vez que la viscosidad del petróleo ha sido reducida de su valor original.

### **1.3.2. Inyección de agua caliente**

Este método de recuperación térmica consiste en inyectar agua caliente a través de cierto número de pozos para producir luego los hidrocarburos por otros. Estos pozos de inyección y producción envueltos en el proceso se perforan en arreglos de manera tal de lograr un efectivo barrido del crudo por el agua en el yacimiento.

Este proceso, involucra el flujo de dos fluidos en fase líquida: el agua y petróleo; a diferencia de otros tipos de procesos que pueden involucrar una fase gaseosa, como la inyección de vapor o la combustión *in situ*. Para la descripción de este proceso, los elementos envueltos son relativamente fáciles de describir, ya que se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en la cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, al igual que ocurre al igual que en la inyección de agua fría.

### **1.3.3. Combustión *in situ***

Implica la inyección de aire caliente dentro del yacimiento, el cual mediante combustión espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del yacimiento. La combustión genera energía térmica que da lugar a una serie de reacciones químicas como la oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización. Esto contribuye simultáneamente con otros mecanismos como el empuje por gas, condensación, desplazamientos miscibles, empuje por vapor y vaporización. Este proceso puede llevarse a cabo en distintas modalidades que persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento y aumentar la rentabilidad.

### **1.3.4. Inyección de vapor**

La inyección de vapor es el método de recuperación térmica más usado en la industria petrolera. Se define como el proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. Este proceso de inyección de vapor se puede realizar de forma continua o de forma cíclica o alternada.

En la inyección de vapor continua el vapor es inyectado al yacimiento ininterrumpidamente por uno o más pozos inyectoros mientras que el petróleo es producido simultáneamente por uno o más pozos productores ubicados cercanos a los inyectoros en arreglos específicos. Por su parte, en la inyección cíclica o alternada de vapor se inyecta vapor a la formación a través de un pozo productor por un período de tiempo dado, luego del cual el pozo es cerrado por un período de tiempo para permitir la uniforme distribución del calor inyectado dentro del yacimiento, para luego abrir el pozo nuevamente a producción. El pozo producirá luego a tasas más altas para luego ir disminuyendo con la pérdida del calor con la producción.

### **1.3.5. Consideraciones generales para la aplicación de procesos térmicos**

Aunque los procesos de recuperación térmica se emplean comúnmente para la producción de crudos pesados, éstos también pueden aplicarse a yacimientos de crudos más livianos. Diversos factores deben ser considerados para la justificación de la aplicación de algún

método de recuperación térmica ante la opción de algún otro método alternativo y para garantizar un retorno en un período de tiempo aceptable de la inversión inicial y un margen de ganancia favorable. Estos factores a considerar son:

#### **1.3.5.1. Profundidad**

Esta es una consideración primordial. La mayoría de los proyectos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores de 2.500 pies, aunque existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

#### **1.3.5.2. Petróleo *in situ***

Una de las preguntas más frecuentes es cuánto petróleo debe existir en sitio para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe aún una respuesta sencilla a esta pregunta. Sin embargo, como regla práctica, la cual tiene muchas excepciones se considera que no es recomendable iniciar algún tipo de proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1.000 *Bbl/acre-ft* de petróleo en sitio.

#### **1.3.5.3. Porosidad**

Además de su influencia en la cantidad de petróleo *in situ* la porosidad tiene un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor será el volumen de petróleo que se calienta y menor el volumen de roca que se calienta. Se considera que un proceso de recuperación térmica en yacimientos con porosidades menores de 18-20% tiene pocas posibilidades de éxito.

#### **1.3.5.4. Saturación de agua**

Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje natural hidráulico pueden ser buenos candidatos para la recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja. Por ejemplo un yacimiento que produce por empuje hidráulico, cuya recuperación es sólo un 7% del POES, se puede considerar como un buen candidato.

#### **1.3.5.5. Segregación**

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a procesos térmicos. Aunque las situaciones de este tipo no son ideales, ellas pueden ser toleradas y en algunos casos puede sacarse ventaja de las mismas.

#### **1.3.5.6. Heterogeneidad del yacimiento**

La estratificación y/o lenticularidad severa hacen difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos de propiedades y dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical. Podría hacerse una inyección selectiva cuando la estratificación y la lenticularidad están presentes en grado extremo, pero se pierde confianza en las predicciones del comportamiento del proceso térmico que se realiza. Estas variables son difíciles de estimar y no deben ser ignoradas.

#### **1.3.5.7. Espesor de la arena**

Para la inyección de vapor o de agua caliente es conveniente tener espesores moderadamente altos ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas. Una arena con menos de 50 pies de espesor se considera de poco espesor para inyección de vapor y de agua caliente. Esto no quiere decir que tales procesos no puedan aplicarse en arenas de menos de 50 pies, sino que deben considerarse otros parámetros que pueden ser importantes. En yacimientos de poco espesor, el uso de pozos horizontales combinado con la inyección de vapor puede resultar en una estrategia muy favorable.

#### **1.3.5.8. Movilidad del petróleo**

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre es difícil, sino imposible, iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando un fractura. Puede ocurrir también que el petróleo tenga alguna movilidad pero no la suficiente como para permitir tasas de producción de la

magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso los pozos productores requieren alguna forma de estimulación.

### **1.3.6. Calentamiento de la formación**

El propósito general de los procesos de recuperación térmica es el de aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento, de manera que éste puede fluir con mayor facilidad. Por lo tanto, es necesario calentar el yacimiento eficientemente tomando en cuenta que no todo el calor inyectado o generado en el yacimiento permanece dentro del mismo.

Existen algunas aproximaciones básicas para el cálculo de las áreas calentadas, de la distribución de la temperatura dentro del yacimiento y de la pérdida de calor hacia las formaciones adyacentes. Estos métodos son basados en un número de suposiciones simplificadas, las cuales permiten obtener las soluciones analíticas del problema. Sin tales simplificaciones, la solución numérica es necesaria, lo cual cae en el campo de la simulación de yacimientos. Por su parte la cantidad de calor que sale del yacimiento con los fluidos producidos es generalmente difícil de pronosticar sin la ayuda de simuladores físicos o numéricos.

#### **1.3.6.1. Mecanismos de transferencia de calor en la formación**

Cuando un fluido caliente (gas, líquido o una mezcla de ambos) es inyectado en una formación, parte de su contenido calorífico es transferido a la roca matriz y a los fluidos intersticiales, así como también a las formaciones adyacentes no productivas. Como el fluido inyectado desplaza parcialmente el petróleo, el agua y el gas, éste transporta el calor a los espacios porosos y así los fluidos en la formación son calentados por conducción y convección. La roca matriz es calentada por conducción y los fluidos desplazados son calentados por conducción y convección, con la predominancia de alguno de los dos dependiendo del tipo de fluido inyectado y de la viscosidad del petróleo. La transferencia conductiva de calor a la roca matriz ayuda a igualar las temperaturas del sólido y del fluido, las cuales se consideran iguales a efectos de cálculos, sin embargo el tipo de fluido inyectado determinará el tiempo al cual se alcanza el equilibrio térmico.



Normalmente existe un gradiente vertical de temperatura en la formación en la cual el fluido ha sido inyectado, sin embargo en la mayoría de los tratamientos matemáticos de inyección de vapor, la temperatura se considera constante a lo largo de cualquier plano vertical, por lo que la temperatura en la zona de vapor se considera constante; así, a cualquier tiempo habrá sólo dos temperaturas, la temperatura de la zona de vapor  $T_S$ , disminuyendo abruptamente hasta la temperatura original del yacimiento  $T_R$ . Esta explicación simplificada, es una aproximación a la distribución real de la temperatura en la inyección de vapor.

La transferencia de calor hacia las formaciones adyacentes es por conducción y no hay flujo de fluidos. El proceso total, sin embargo es complejo, ya que con el avance del frente de calor en la arena las formaciones adyacentes son expuestas a cambios de temperatura con el tiempo y así los gradientes resultantes de temperatura dan lugar al flujo de calor en dos o tres dimensiones en las formaciones adyacentes.

### 1.3.6.2. Calentamiento de la formación por inyección de vapor

A una temperatura  $T_S$  (temperatura de saturación, correspondiente a una presión de saturación  $P_S$ ), mientras el agua caliente sólo transporta calor sensible,  $h_w$ , el vapor adicionalmente contiene calor latente,  $L_v$ . El agua caliente experimenta una caída de temperatura en orden de transferir su calor sensible a la roca y a los fluidos en el yacimiento, mientras el vapor puede transferir todo su calor latente, sin experimentar cambio de temperatura.

Cuando el vapor es inyectado a una formación que está inicialmente a una temperatura  $T_R$ , éste desplaza una cierta fracción del petróleo en sitio a medida que el vapor se va moviendo dentro de la formación y perdiendo (trasfiriendo) calor hasta llegar un momento en que el vapor se condensa completamente. Hasta este punto, y considerando condiciones ideales (no hay segregación del vapor por efectos de gravedad, espesor uniforme, inyección a través de todo el espesor, no hay caída de presión, ni caída de temperatura en la zona de vapor), se puede establecer que la zona calentada por el vapor se encuentra a una temperatura constante  $T_S$ , extendiéndose desde el punto inicial de inyección hasta el punto donde la temperatura  $T_S$  cae bruscamente a  $T_R$ .

Marx y Langeheim proponen un modelo matemático para el cálculo del área calentada, las pérdidas de calor y la distribución de temperatura durante la inyección de un fluido caliente en una arena petrolífera.

#### 1.4. INYECCIÓN CONTIUNA DE VAPOR: EI SAGD <sup>(7)</sup>

El Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor o SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) constituye uno de los procesos de recuperación térmica más efectivos para la producción de petróleo pesado y bitumen dentro de los métodos de recobro mejorado o EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Es un proceso complejo y costoso, pero con una gran efectividad si se desarrolla de la manera adecuada, pudiendo alcanzar factores de recobro de hasta un 60% en yacimientos de crudos pesados que no pueden ser explotados por métodos convencionales.

Es un proceso de inyección continua de vapor que implica el uso de pozos horizontales. En su forma más común, el proceso consiste de uno o más pares de pozos horizontales paralelos dentro del yacimiento con una separación vertical definida y ubicados cercanos al fondo de la formación, ambos dentro de la arena petrolífera. El pozo superior es el pozo inyector de vapor, mientras que el pozo inferior es equipado como pozo productor. Al inyectarse el vapor de manera continua en el pozo superior se forma una gran cámara de vapor por encima de ambos pozos que llega hasta el tope de la formación. El vapor se condensa en los límites de la cámara al transferir su calor latente a los fluidos, calentando así el petróleo y reduciendo su viscosidad. El petróleo calentado y el vapor condensado drenan hacia el pozo inferior a través de los límites laterales de la cámara por efectos de la gravedad para ser producidos luego hasta la superficie.

Dentro de los límites de la cámara de vapor, el espacio poroso es llenado con una mezcla de vapor (en mayor medida), agua y petróleo. La temperatura será menor a la original del vapor al momento de ser inyectado mientras que la presión no varía en mayor medida. Fuera de la cámara de vapor estarán los fluidos del yacimiento a las condiciones originales de presión y temperatura.

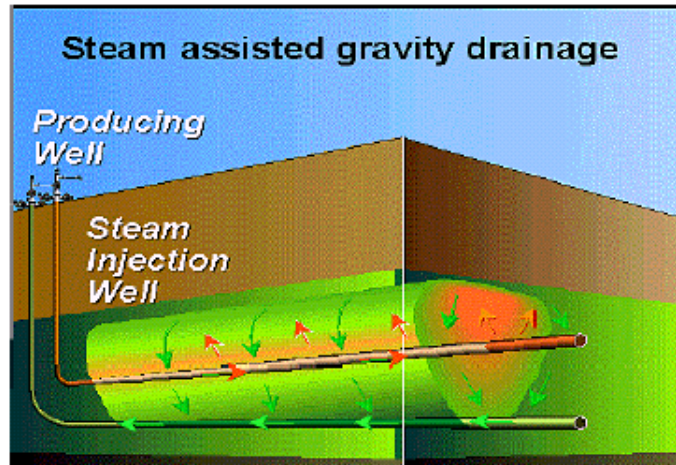


Figura 1.7: El SAGD

La coexistencia del agua en fase líquida y en fase vapor requiere una temperatura y presión cercanas a las condiciones de saturación. Por su parte, para calcular las propiedades de los fluidos en el medio poroso después de la inyección de vapor, se puede asumir que los tres componentes (agua, vapor y petróleo) están uniformemente distribuidos dentro de la cámara de vapor.

#### 1.4.1. Antecedentes <sup>(8)</sup>

El proceso del SAGD fue desarrollado por el profesor Roger Butler (Universidad de Calgary, Canadá) y llevado a la práctica por primera vez por el *Alberta Oil Sands Technology and Research Authority* (AOSTRA) mediante el proyecto “*Underground Test Facility*” (UTF) en Fort McMurray, Alberta, al oeste de Canadá. En su primera fase, entre diciembre de 1987 y mediados de 1990, fueron perforados tres pares de pozos horizontales. En cada par de pozos, el pozo inferior se ubicó a una distancia de uno o dos metros por encima de un estrato de roca caliza y con el pozo superior localizado cinco metros por encima del productor

El proyecto UTF fue la primera demostración de campo exitosa del proceso de SAGD. Además se obtuvieron los primeros parámetros técnicos para las estrategias de operación en el desarrollo eficiente del proceso, las cuales son críticas para una aplicación comercialmente exitosa. Actualmente el proyecto se encuentra en su segunda fase, con una producción cercana a los 2.000 barriles de bitumen por día.

En Venezuela, PDVSA realizó la primera prueba piloto del proceso de SAGD para Latinoamérica, llevada a cabo en el campo Tía Juana, donde los fluidos son altamente viscosos, con valores típicos de hasta 20.000 *cp* a condiciones de yacimiento. La prueba fue realizada a unos 1.000 pies de profundidad y consistió de dos pares de pozos dentro de un arreglo de siete pozos (*seven spot pattern*) con un espaciamiento de 231 metros entre pozos. La planeación e implementación de la prueba fue realizada entre junio y diciembre de 1997. Los resultados de la producción durante el primer año de operación mostraron una producción promedio de 700 *BOPD*, la cual estuvo por encima de la producción inicial esperada, estimada mediante el uso del simulador térmico STARS, con el cual se pronosticó un recobro de hasta un 60% del POES en tres años y medio.

#### 1.4.2. Estrategias <sup>(9)</sup>

El proceso de SAGD es un proceso complejo que implica una gran cantidad de variables a controlar. El éxito en el desarrollo del proceso tiene una gran dependencia de una correcta selección de los parámetros de geometría y de operación, desarrollados en función de las características del yacimiento. Los parámetros de geometría más importantes son el espaciamiento vertical entre pozos, la longitud de las secciones horizontales de los pozos y la separación horizontal entre los pares de pozos. Por su parte, los parámetros de operación incluyen aspectos como la entalpía del vapor inyectado, la presión de inyección, y la tasa de inyección de calor. Numerosos son los estudios y publicaciones realizadas en Canadá y Venezuela sobre cómo afectan éstas variables al proceso para llegar a una eficiente implementación en el campo. Estos estudios se han realizado utilizando como principal herramienta la simulación de yacimientos, además de pruebas en laboratorio con modelos a escala y proyectos de campo. Los estudios toman el porcentaje de recobro y la relación petróleo-vapor como parámetros de medición.

La necesidad del control en los procesos de SAGD está asociada a las principales características del proceso. Estas características deben estar en función de una continua formación de la cámara de vapor, cuyo desarrollo influye directamente sobre la tasa de drenaje que determinará la cantidad de petróleo recuperado y los requerimientos de energía. Esto

implica la necesidad de controlar el manejo del calor y la evolución de la cámara de vapor a cada momento durante el desarrollo del proceso de SAGD. Experimentos han demostrado que una pequeña porción de la cámara de vapor puede ser observada y extrapolada para modelos analíticos o matemáticos. Por otro lado, aspectos concernientes al control pueden ser inferidos de patrones observados y derivados de comportamientos en procesos, viniendo directamente de mediciones en el fondo del hoyo o de pruebas y análisis de superficie.

Además, la optimización del control de la producción es esencial para una aplicación exitosa del proceso. Un alto diferencial de presión (*drawdown*) entre los pozos producirá grandes cantidades de vapor, mientras que para un bajo diferencial de presión el líquido se acumulará entre los pozos. Esto resultará en que el inyector será ahogado y la altura de la cámara de vapor disminuirá impidiendo el drenaje.

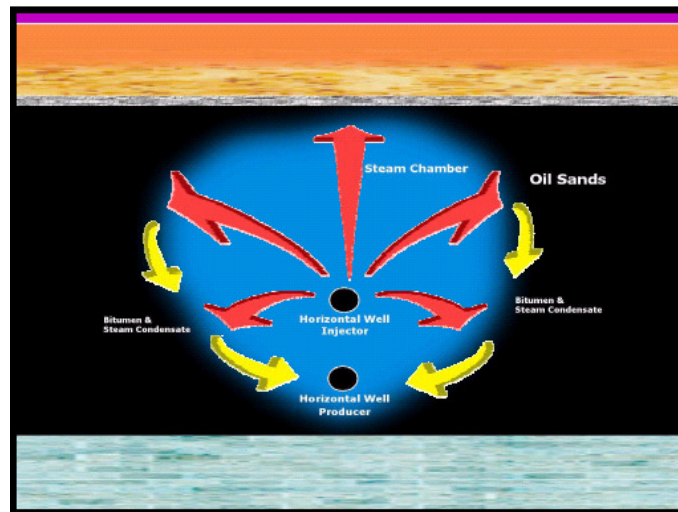


Figura 1.8: Formación de la cámara de vapor

El monitoreo de la presión y la temperatura indica una referencia del proceso de transferencia de calor que ocurre en el yacimiento y el desplazamiento del vapor a lo largo de la sección horizontal del pozo en el yacimiento. El monitorear la temperatura en puntos específicos o a través de un perfil de temperatura permite conocer si el vapor está logrando influenciar toda el área de la sección horizontal. Esto último resulta de gran importancia ya que el mejor momento para iniciar la producción es cuando ambas temperaturas en los pozos son casi las mismas, lo cual indica que la conectividad térmica ha sido alcanzada.

### **1.4.3. Inicialización y desarrollo**

En la descripción y análisis de los procesos de SAGD, se pueden establecer tres etapas presentes durante su desarrollo y evolución. Para pares de pozos horizontales, estas etapas son:

- 1) Inyección inicial de vapor a través de uno o de ambos pozos horizontales con el objetivo de crear comunicación entre los pozos y lograr un crecimiento vertical de la cámara de vapor hasta que el vapor alcance el límite superior del yacimiento.
- 2) Extensión lateral de la cámara de vapor con la continua inyección de vapor.
- 3) Inyección de vapor en el pozo superior y producción a través del pozo inferior a tasas controladas para evitar la irrupción del vapor el pozo inferior.

La etapa inicial es importante ya que tiene como finalidad principal calentar por completo el crudo alrededor de los pozos logrando una mejor comunicación entre ellos dentro de la cámara de vapor.

Una estrategia de inicialización es la circulación de vapor, en pozos con una inyectividad inicial no sustancial. El vapor es circulado por la tubería de producción y retornado por el espacio anular en ambos pozos. El concepto es el de lograr un calentamiento por conducción entre los pozos, el cual generalmente puede resultar lento. Otra estrategia es la de inyectar vapor al yacimiento antes de abrir el pozo inferior a producción cuando la inyectividad inicial es posible. Esta inyección puede llevarse a cabo por ambos pozos horizontales o sólo por el pozo superior hasta que la comunicación entre los pozos es alcanzada. En este caso, una distancia mayor de 5 metros, normalmente usados para la circulación de vapor en yacimientos de petróleos no movibles, puede separar a los dos pozos horizontales.

Estos procedimientos de inicialización resultan muy beneficiosos para lograr un drenaje efectivo en el yacimiento a lo largo de los pozos, aunque la estrategia de inicialización a implementar dependerá de las características del yacimiento y factores en la geometría del proceso. Se debe tener en cuenta también que la transición entre la inicialización y el desarrollo del SAGD resulta en un enfriamiento temporal y una caída en la producción.

#### **1.4.4. Formación de la cámara de vapor:**

Las primeras ecuaciones para procesos de SAGD fueron desarrolladas por Butler para analizar la formación de la cámara de vapor. En la teoría original la mayor asunción fue que la cámara de vapor comienza sobre la altura vertical entera del yacimiento y a lo largo de la toda la longitud del pozo horizontal. Butler luego introdujo modificaciones a la teoría donde una tangente fue dibujada desde el punto de producción a la interfase de la cámara de vapor. Sin embargo, esta asunción no toma en cuenta el crecimiento de la cámara de vapor dentro del yacimiento. La teoría proporciona una herramienta útil para un cálculo rápido y aproximado para el drenaje de petróleo de yacimientos homogéneos. Sin embargo, para describir el proceso entero (inicialización y drenaje) y la no uniforme distribución de la cámara de vapor debido a heterogeneidades se deben desarrollar otros métodos.

#### **1.4.5. Consideraciones generales**

Un aspecto importante en los procesos de SAGD es la longitud de las secciones horizontales, la cual resulta más favorable para la producción mientras más largo sea el pozo productor. Se ha demostrado que mientras más largo sea el pozo productor, mejor será el factor de recobro. Consideraciones generales, basadas en experiencias de campo y simulación de procesos de SAGD, sugieren valores aproximados de 700 metros de largo para las secciones horizontales con una separación vertical de 5 metros y con una separación en superficie de 100 metros para cada par de pozos.

La separación vertical entre los pozos horizontales, para el caso de SAGD convencional, constituye también una variable importante. La tasa de producción de petróleo aumenta con la separación vertical entre los pozos, sin embargo el tiempo inicial requerido para comenzar la producción mediante el drenaje por gravedad se hace mayor. Resultados de investigaciones indican que el espaciado vertical entre pozos puede usarse como un factor que gobierna y controla la tasa de producción y marca el tiempo para la etapa inicial del proceso SAGD.

Otro aspecto importante a considerar son los esfuerzos mecánicos dentro del yacimiento, los cuales debido a las bajas profundidades del reservorio, se espera que sean bajos. Esto puede

causar problemas de estabilidad en el hoyo durante la perforación y especialmente durante la producción debido a que la inyección de vapor a altas temperaturas y presiones podría disminuir los esfuerzos en las arenas. Experiencias sugieren que un *liner* es requerido para evitar fallas dentro del hoyo. Además, si la producción de arena se vuelve un problema, entonces el *liner* y el inyector fallarán y causarán problemas de producción. Esto último es extremadamente importante.

Algunas investigaciones fueron realizadas para procesos de SAGD en yacimientos con capas de gas o presencia de zonas de agua, las cuales pueden llegar a estar por encima de la zona de petróleo por encontrarse éste en ocasiones por debajo de los 10 °API. Los resultados demostraron que la aplicación de procesos de SAGD en presencia de capas de gas y/o zonas tope de agua resulta en recobros reducidos, a pesar de existir un nivel de presión en la zona de gas o agua. El efecto aumenta con el incremento del espesor de estas capas de gas o zonas tope de agua. Una zona tope de agua tiene un impacto mayor en el recobro que una capa de gas del mismo espesor (sólo si el gas no se produce, y si las capas están a la misma presión).

#### 1.4.6. Ventajas

El uso de procesos de SAGD como método de recuperación térmica provee un gran número de ventajas sobre otras tecnologías previas. En compensación a los altos costos del proceso, se alcanzan altos recobros (cerca del 50% o más) con una menor cantidad de pozos perforados.

El SAGD provee además ventajas tecnológicas y ambientales. Es un proceso continuo que minimiza los esfuerzos térmicos en los hoyos por reducción de los ciclos de calentamiento y enfriamiento. En este proceso el vapor es inyectado por debajo de la presión de fractura del yacimiento preservando la integridad del yacimiento. El espaciamiento horizontal de los pozos reduce el número de pozos y de equipos requeridos en superficie, resultando en un menor impacto ambiental.

Otro aspecto a destacar es que el SAGD opera a temperaturas y presiones más reducidas comparadas con la estimulación por inyección cíclica con vapor, lo cual ayuda a reducir el



riesgo de fallas en el revestidor o en las tuberías y minimiza los riesgos de crear fracturas en la formación.

#### 1.4.7. El SW-SAGD (Single Well SAGD) <sup>(10)</sup>

El Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor con Pozo Sencillo o SW-SAGD (Single Well SAGD) es un proceso similar al SAGD convencional pero que se realiza usando un solo pozo horizontal que asume el rol de inyector y productor. Esto se lleva a cabo inyectando vapor al yacimiento desde la punta o dedo (toe) del pozo horizontal y produciendo por el resto de la tubería del mismo pozo. Los mecanismos de recobro son similares a los del SAGD convencional y las ventajas podrían incluir la disminución de los costos en perforación y completación y su utilidad en yacimientos relativamente delgados donde no es posible perforar dos pozos espaciados verticalmente. Sin embargo, el proceso es técnicamente un reto.

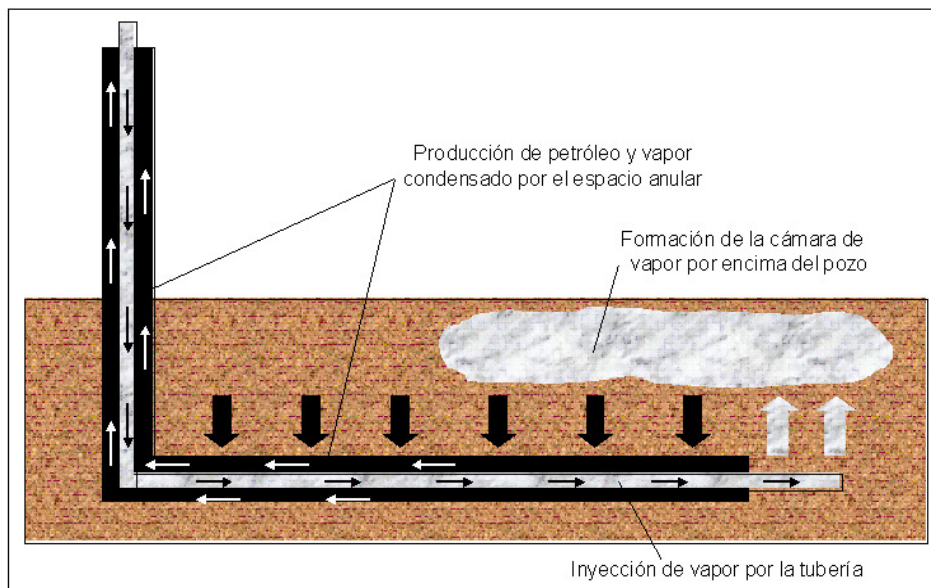


Figura 1.9: El SW-SAGD

Como se ha explicado, según sean las configuraciones entre el pozo inyector y el productor, la cámara de vapor crecerá para crear una gran zona calentada por encima de ambos pozos. Por lo tanto es de esperar que la producción, en las primeras etapas del SAGD convencional, resulte en valores más elevados comparados con el SW-SAGD, pero a largo plazo, se espera similares eficiencias de recobro si se implementa una correcta estrategia en la operación.

Las pruebas de campo para el SW-SAGD no están extensivamente documentadas en la literatura. Falk *et al.* reportaron algunos resultados sobre estrategias de completación y algunos típicos resultados para un proyecto realizado en el Cactus Lake Field, Alberta, Canadá. Un pozo horizontal de aproximadamente 850 metros de longitud fue instalado en un yacimiento de un promedio de 12 a 16 metros de arena neta petrolífera para producir petróleo de 12 °API. El yacimiento consistía de una arena limpia, no consolidada, con 3.400 *md* de permeabilidad. Apparentemente no hubo intentos de precalentamiento del yacimiento antes de la iniciación del SW-SAGD. El vapor fue inyectado en el dedo del pozo y el petróleo producido por el talón. La respuesta de producción de petróleo al vapor fue lenta y gradualmente se incrementó a más de 600 *BOPD*. La relación petróleo vapor (acumulada) fue entre 1 y 1.5 para aproximadamente una mitad del año.

McComark *et al.* también describen la experiencia de operación con 19 instalaciones de pozos mediante el SW-SAGD. El desarrollo para aproximadamente dos años de producción fue mixto. De los siete proyectos piloto, cinco fueron suspendidos o convertidos en otras técnicas de producción debido a la pobre producción. Resultados positivos fueron vistos en campos con altas presiones de yacimiento y bajas viscosidades, con producción primaria significativa por empuje de gas en solución y/o empuje menor de acumulaciones de agua en el fondo. Pobres resultados fueron obtenidos en campos con altos valores iniciales de viscosidad, fuertes empujes por agua y/o problemas de arenamiento. Aunque los autores notan que los mecanismos de producción no son claramente entendidos, ellos sospechan que el drenaje por gravedad aumentó el recobro primario debido al calentamiento cercano al pozo por conducción.

### **1.5. LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS <sup>(11)</sup>**

La simulación numérica de yacimientos es una disciplina relativamente moderna en ingeniería de yacimientos petroleros. Su potencial es enorme como herramienta de trabajo, para predecir el comportamiento de yacimientos bajo diferentes esquemas de explotación, siempre y cuando se entiendan las bases sobre las que está desarrollada.

La simulación de yacimientos es el arte, ciencia e ingeniería del modelado del flujo en yacimientos de petróleo mediante la resolución de ecuaciones relevantes usando computadoras modernas. Esto envuelve el desarrollo e implementación de técnicas numéricas eficientes para la solución de ecuaciones de flujo multifásico en medios porosos heterogéneos. El software resultante con las técnicas de visualización es usado como guía en el desarrollo y manejo de los yacimientos o campos de gas y petróleo. El campo de la simulación constituye un área que se encuentra en constante expansión para incluir el modelado cada vez más exacto del flujo en los yacimientos y para la producción y optimización del sistema entero a todos los niveles.

Entre las áreas que integra la simulación de yacimientos se encuentra la geología, geofísica, petrofísica, perforación, producción, ingeniería de yacimientos, aspectos de facilidades en superficie, limitaciones reguladoras y comerciales y aspectos concernientes al negocio. Puede lograr la integración de toda la data obtenida para realizar las predicciones en el futuro desarrollo de un campo.

Para un óptimo manejo de los yacimientos, resulta crítico recuperar las reservas lo más rápido y económicamente posible, lo cual es un trabajo difícil. Usando la simulación de yacimientos, los ingenieros están en la capacidad de pronosticar un rango en la producción y distintos escenarios de depleción basados en diferentes variables. Esto puede facilitar enormemente la toma de decisiones antes de gastar dinero en la perforación de nuevos pozos. Los simuladores ayudan a tomar decisiones de negocios acertadas usando el capital sabiamente al cuantificar los riesgos e incertidumbres con gran precisión.

Los simuladores numéricos de yacimientos son usados en la industria petrolera extensamente debido a que estos constituyen una poderosa herramienta para la resolución de problemas que no podrían ser resueltos por algún otro método. La simulación es la única manera de resolver cuantitativamente el flujo de fases múltiples en yacimientos heterogéneos en casos de yacimientos que tienen un calendario determinado de producción no solo por las propiedades del yacimiento, sino también por demandas en los mercados, estrategias de inversión, y regulaciones gubernamentales.

### 1.5.2. Conceptos básicos

Para el uso efectivo de un simulador de yacimientos no es esencial manejar todos los conceptos sobre el análisis numérico, sin embargo es necesario entender algunos de los conceptos básicos del modelado de yacimientos para el correcto manejo de las distintas opciones disponibles presentadas por el simulador para así lograr cierto nivel de confiabilidad en los resultados obtenidos de las simulaciones. Algunos de estos conceptos básicos se mencionan a continuación.

#### 1.5.2.1. Celdas e intervalos de tiempo

Para poder resolver las ecuaciones diferenciales que modelan el flujo de fluidos en el yacimiento durante una simulación, el simulador necesita tratar al yacimiento como si estuviera compuesto por elementos diferenciales de volumen y calcular entonces los cambios en las condiciones y propiedades dentro de cada elemento de volumen para cada intervalo de tiempo. Estos elementos de volumen son conocidos como bloques o celdas (gridblocks) y los intervalos de tiempo como “pasos de tiempo” (timesteps). El conjunto total de celdas definen la malla o mallado que representa el volumen total del yacimiento.

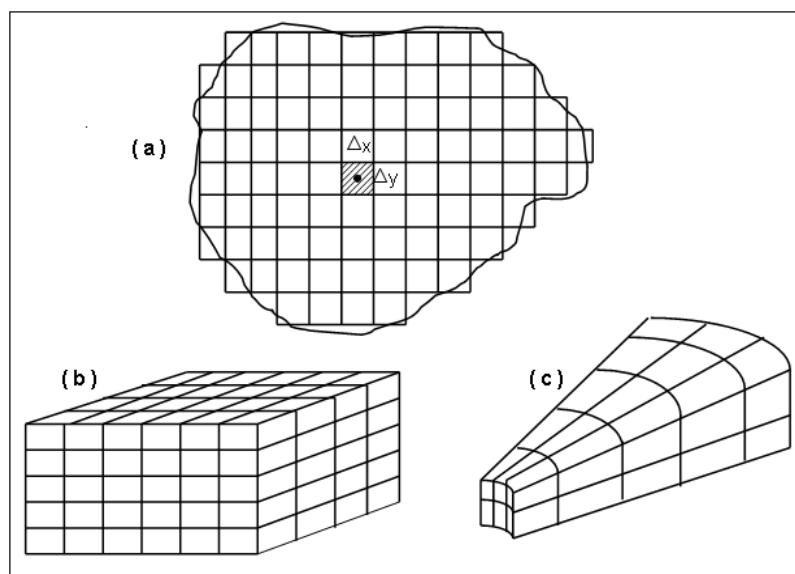


Figura 1.10: Típicas mallas usadas en simulación  
(a) areal 2D, (b) cartesiano 3D, (c) radial

La precisión con la cual un yacimiento puede ser descrito en un modelo y la exactitud en los cálculos del flujo de fluidos en el yacimiento dependerá del número de celdas usadas en el modelo, de los métodos numéricos de solución y de los intervalos de tiempo. En la práctica el número de celdas estará limitado principalmente por el costo en los cálculos y el tiempo disponible para preparar la data de entrada e interpretar los resultados. Como consecuencia, el tamaño y la complejidad del modelo del yacimiento son variables que deben ser consideradas cuidadosamente. El modelo debe contener suficientes celdas (y de dimensiones adecuadas) e intervalos de tiempo para la simulación correcta del comportamiento del yacimiento, pero dentro de las limitaciones de que el modelo debe ser tan pequeño y simple como sea posible.

La vida del yacimiento también debe ser discretizada o dividida en intervalos de tiempo. El simulador calcula los cambios en el yacimiento en cada uno de los incrementos de tiempo. Las condiciones son definidas solo al comienzo y al final de cada intervalo de tiempo. Consecuentemente, las condiciones dentro de un yacimiento, o más específicamente dentro de cada celda, pueden cambiar abruptamente de un intervalo de tiempo a otro. Usualmente, los intervalos de tiempo deben elegirse lo suficientemente pequeños para limitar los cambios abruptos a niveles aceptables. En general, la precisión en la descripción del comportamiento del yacimiento estará influenciada por los tamaños de los intervalos de tiempo.

#### **1.5.2.2. Distribución de las propiedades**

Todas las propiedades del yacimiento, tanto de la roca como de los fluidos, se distribuyen de manera uniforme dentro de la totalidad del volumen de cada celda que define al yacimiento en sí, aunque durante un instante determinado dos o más celdas adyacentes pueden tener distintos valores para una o más propiedades. Las tasas a las cuales fluyen los fluidos dentro o fuera de las celdas están gobernadas por las permeabilidades definidas para la celda y los diferenciales de presión entre las celdas adyacentes. En esencia, el problema matemático está reducido a los cálculos del flujo entre las celdas adyacentes.

Para modelar el flujo de fluidos en el yacimiento con una exactitud razonable, el simulador debe asignar a cada celda del mallado funciones correspondientes a las movibilidades actuales

de los fluidos asociados con su distribución específica en el yacimiento y dentro de las saturaciones promedio específicas correspondientes.

Se necesita de un modelo tridimensional que contenga suficientes celdas para definir una distribución vertical de la presión y la saturación, aunque se debe tener en cuenta que las variaciones verticales de las propiedades de las rocas y los fluidos no pueden ser definidas directamente dentro de cada celda. Las funciones asignadas a cada celda son derivadas en función de calcular el flujo a través de un número hipotético de capas o estratos en el yacimiento, cada uno con sus correspondientes valores de saturación de fluidos, espesor y permeabilidad.

### 1.5.2.3. Manejo de los pozos

El simulador de yacimientos contiene programas que traducen la data de inyección y producción en las condiciones de operación deseadas en el campo y en las restricciones (*constraints*) establecidas para el control del modelo del yacimiento. Dichos programas son llamados “rutinas de manejo de pozos” (*well management routines*). Estas rutinas asignan a los pozos las condiciones de operación como las tasas de flujo y las presiones de fondo, establecen las políticas de operación, y satisfacen las restricciones en las operaciones a niveles de pozos, de grupos de pozos, de yacimiento o de campo.

Las rutinas también pueden tomar y ejecutar decisiones para simular muchas de las decisiones en las operaciones requeridas en el manejo de los yacimientos. Por ejemplo, una rutina de manejo de pozos puede, entre otras cosas, perforar o recompletar un pozo, instalar equipos de levantamiento artificial por gas, controlar las tasas de agua o gas, mantener los objetivos de producción y reinyectar agua o gas en el yacimiento.

### 1.5.2.4. Métodos de solución

La solución de las ecuaciones de flujo consume una gran parte del esfuerzo durante una simulación. Como consecuencia, la selección de un método efectivo para la solución de las ecuaciones constituye un paso importante en el manejo de los costos y en el control de las

dificultades del estudio. La mayoría de los simuladores proveen dos o más métodos para la solución de las ecuaciones permitiendo al usuario la selección del método más adecuado para la solución del problema.

Los métodos de solución pueden ser directos o iterativos. En un método directo las incógnitas son eliminadas una por una hasta que las ecuaciones son resueltas. Exceptuando por un pequeño error las soluciones son exactas. La base del método iterativo, es el desarrollo de una solución “aproximada” del sistema de ecuaciones. La aproximación es reemplazada sistemáticamente hasta que las respuestas “convergen” dentro de una tolerancia específica dentro de la respuesta “correcta”. La mayoría de los simuladores poseen uno o más métodos iterativos para la solución de las ecuaciones.

### 1.5.3. Simulador térmico STARS <sup>(12)</sup>

En Canadá, la empresa Computer Modeling Group Ltd (CMG) ha desarrollado el simulador térmico STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*). Este es un simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos que constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados en la ingeniería de yacimientos. STARS fue desarrollado especialmente con el fin de simular procesos de inyección de vapor, reinyección de vapor, vapor con aditivos, combustión in situ, 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.

El simulador STARS constituye un simulador robusto para el modelaje de flujo en tres fases de fluidos multicomponentes. Permite modelar con o sin sólidos dispersos, a través de formaciones geológicas complejas, incluyendo formaciones fracturadas hidráulica o naturalmente. Es una herramienta numérica que puede ser usada para modelar procesos composicionales, térmicos, geomecánicos y componentes. Tiene la capacidad además de simular la producción en campos petroleros complejos y el mejoramiento de los procesos más allá de las capacidades del petróleo negro y simuladores composicionales.

Además incorpora la opción de hoyo discretizado la cual ayuda a mejorar el modelado de los pozos horizontales para una muy buena representación de procesos como el SAGD o el SAGD de pozo sencillo (SW-SAGD). Los pozos horizontales, especialmente los pozos de dos corrientes de flujo en circulación requieren una representación más sofisticada para responder a los diseños de los pozos y aspectos operacionales. En particular, estos incluyen el impacto de respuestas a los largos períodos transientes, la caída de presión por la viscosidad, los patrones de flujo multifásico, y el flujo de calor por conducción. La discretización del hoyo resuelve además de manera simultánea el problema del acoplamiento pozo-yacimiento.

#### **1.5.4. Modelado de pozos horizontales**

Con el advenimiento y la creciente aceptación de la tecnología de pozos horizontales han surgido numerosas preguntas nuevas que requieren ser abordadas en los modelos de simulación de yacimientos. Las áreas de particular interés son la caída de presión en el pozo horizontal debido a la viscosidad y los patrones de flujo de fases múltiples en la distribución de inyectividades y productividades no uniformes a lo largo del pozo.

Distintos modelos matemáticos han sido desarrollados para describir el flujo en las secciones horizontales. Aunque estos modelos envuelven las variables más importantes presentes durante el flujo en el pozo horizontal durante la producción de petróleo, éstos pueden resultar poco exactos para describir el comportamiento por períodos largos de tiempo. Un aspecto particular resulta en manejar la opción del agotamiento del yacimiento con la disminución de la presión debido a la producción. Se necesita pronosticar de manera más exacta el comportamiento de la productividad durante el agotamiento para así evaluar adecuadamente los beneficios que pueden ofrecer, a más largo plazo, los pozos con secciones horizontales. STARS provee dos métodos distintos para la simulación de los pozos horizontales para los casos en que estos factores pueden ser o no ser importantes en la simulación.

##### **1.5.4.1. Método de línea fuente o drenaje**

El primer método contempla el modelado del pozo como una línea fuente (pozo de inyección) o de drenaje (pozo productor). Este método no toma en cuenta la caída de presión por fricción



en la tubería ni los efectos de retención de líquido. Resulta importante tomar en cuenta que cuando se utiliza el método de línea fuente y drenaje si el campo que se intenta modelar se sabe que tiene algún problema de reflujo, este método arrojará resultados erróneos. Por lo general, si las cantidades de reflujo son pequeñas esto no incide mayormente en los resultados.

#### 1.5.4.2. Método de hoyo discretizado

El segundo método para el modelado de pozos horizontales consiste en utilizar el modelo de hoyo o agujero discretizado (*discretized wellbore*). Este método novedoso maneja la hidráulica del hoyo de una manera dinámica, pudiendo aplicarse también para pozos productores verticales. Este método es idóneo para situaciones en que resulta importante la caída de presión por fricción o los efectos de retención del líquido.

El modelo de hoyo discretizado es un modelo de hoyo mecanístico plenamente acoplado que modela el flujo del fluido y del calor en el hoyo y entre el hoyo y el yacimiento de manera simultánea. Se utilizan correlaciones de flujo de fases múltiples apropiadas para ajustar los patrones de flujo del hoyo de manera explícita al final de cada intervalo de tiempo y para cada sección del hoyo. La caída de presión por fricción se calcula usando correlaciones que dependen de un régimen de flujo y del tipo de fluido (monofásico o bifásico). Se puede usar la opción de obligar al flujo del hoyo estar en modalidad laminar para no utilizar las correlaciones de flujo de manera tal que no se calcularán ni la caída de presión por fricción ni la retención de líquido en el hoyo. En realidad, el uso de esta opción se recomienda para pozos horizontales o desviados o para ejecuciones donde está presente un flujo contra corriente.

La opción de representar los pozos con el método de hoyo discretizado mediante el simulador STARS, constituye la herramienta a usar para el desarrollo del presente trabajo especial de grado.

## CAPÍTULO II METODOLOGÍA

Para poder alcanzar los objetivos propuestos en el trabajo de investigación se tiene como principal herramienta la simulación numérica. Se necesita entonces definir un yacimiento hipotético con las características típicas para los crudos pesados y cuyas propiedades resulten además favorables para la aplicación de procesos de inyección de vapor. Adicionalmente en la aplicación de estos procesos se deben esperar resultados favorables en el recobro final y en la producción total acumulada con una relación petróleo-vapor razonable. Los procesos de inyección de vapor se aplicarán en el yacimiento usando pozos con secciones horizontales, los cuales se someterán a distintos análisis de sensibilidad en sus características básicas. Esto último constituye la base de este estudio.

### 2.1. CARACTERÍSTICAS DEL MALLADO

El mallado que representa al yacimiento es de tipo cartesiano, compuesto por 27x11x8 celdas en las direcciones  $x$ ,  $y$  y  $z$  respectivamente, para un total de 2.376 celdas. Estas celdas tienen dimensiones variables y en cierta forma definen una zona más refinada cercana a los pozos, es decir, las celdas cercanas a los pozos son de menor tamaño para representar así con mejor exactitud el flujo en la zona cercana al pozo, donde se conoce que existe un cambio mayor en presiones y saturaciones. La distribución de las celdas se presenta en la tabla 2.1.

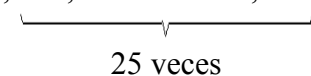
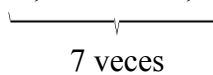
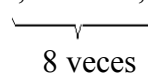
Eje	Longitud en pies	Total de celdas
$x$	250, 200, 200... ..200, 200, 250 <div style="text-align: center;">  <p>25 veces</p> </div>	27
$y$	30, 20, 10, 10... ..10, 10, 20, 30 <div style="text-align: center;">  <p>7 veces</p> </div>	11
$z$	8, 8... ..8, 8 <div style="text-align: center;">  <p>8 veces</p> </div>	8

Tabla 2.1: Distribución de las celdas dentro de la malla

Las dimensiones del yacimiento correspondientes a los tres ejes cartesianos son de 5.500 *ft* (1676,4 *m*) de largo en la dirección del eje *x*; 170 *ft* (51,8 *m*) de ancho en la dirección del eje *y*; y de 64 *ft* (19,5 *m*) de espesor en la dirección del eje *z*. Este se presenta en la figura 2.1 según una imagen tridimensional del mismo mostrada por el simulador. La variación de los colores corresponde a los topes de los estratos según la profundidad. El tope del yacimiento se asume que está a 1.000 pies de profundidad.

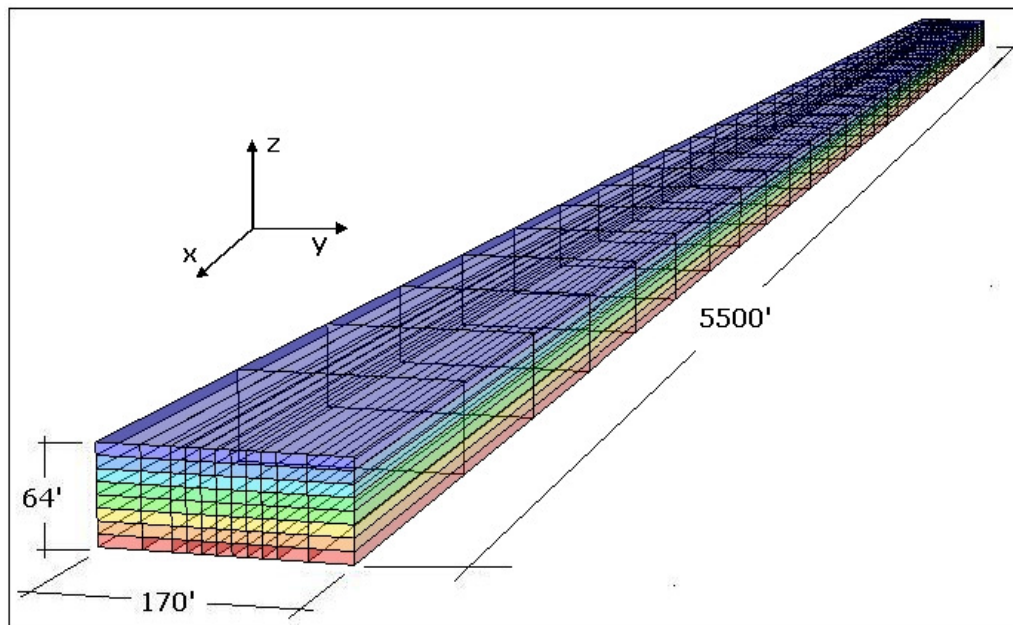


Figura 2.1: Dimensiones del yacimiento

## 2.2. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Las características y propiedades del yacimiento se distribuyen de manera uniforme dentro del volumen total del modelo, es decir que inicialmente el yacimiento es 100% homogéneo en sus propiedades. No existe ángulo de inclinación y el tope del yacimiento se encuentra a 1.000 pies de profundidad. Las propiedades más importantes se resumen en la tabla 2.2.

Para el cálculo de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes se especifican las propiedades térmicas de la formación suprayacente (overburden) y subyacente (underburden). Estas están a la misma temperatura del yacimiento en las condiciones iniciales. Se presentan en la tabla 2.3.

Porosidad, %	30
Permeabilidad horizontal, <i>md</i>	1.500
Permeabilidad vertical, <i>md</i>	1.000
Capacidad calorífica, <i>BTU/ft<sup>3</sup>°F</i>	35
Conductividad térmica, <i>BTU/ft.d. °F</i>	22,4
Difusividad térmica, <i>ft<sup>2</sup>/hr</i>	0,02667
Compresibilidad de la roca, <i>psi<sup>-1</sup></i>	1,5 E-4
Presión inicial, <i>psi</i>	1.000
Temperatura inicial del yacimiento, <i>°F</i>	150
Saturación de petróleo inicial, %	80
Saturación de agua inicial, %	20
Viscosidad del petróleo inicial @ <i>T<sub>R</sub>, cp</i>	698
Petróleo inicial en sitio, <i>MMSTB</i>	2,4612

Tabla 2.2: Propiedades iniciales del yacimiento

	<b>Formación Suprayacente</b>	<b>Formación Subyacente</b>
<b>Capacidad Calorífica Volumétrica</b> <i>(BTU/ft<sup>3</sup>.°F)</i>	17,4	17,4
<b>Conductividad Térmica</b> <i>(BTU/ft<sup>3</sup>.°F)</i>	12	12

Tabla 2.3: Propiedades térmicas de las formaciones adyacentes

### 2.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

#### 2.3.1. Fases y componentes

La simulación convencional de petróleo negro consiste en tres componentes: agua, petróleo y gas. Todas las propiedades físicas son asignadas a un componente en términos de las fases en que puede estar presente durante la simulación. Estas fases son: oleica, acuosa y gaseosa; o fase líquida (oleica y acuosa) y gaseosa (gas). La fase oleica consiste en la combinación de todos los hidrocarburos que no se vaporizan en las condiciones de interés.

Los procesos de inyección de vapor son representados con el sistema térmico de petróleo negro, el cual contiene los mismos componentes que el sistema de petróleo negro, pero además incluye vapor (agua gaseosa). La distribución de los componentes en cada fase para la simulación se presenta en la tabla 2.4.

Componente	Fase		
	Acuosa	Oleica	Gaseosa
Agua	X	-	X
Petróleo	-	X	-
Gas	-	X	X

Tabla 2.4: Distribución de los componentes en cada fase

#### 2.3.2. Características generales

Las propiedades o características más importantes de los fluidos del yacimiento presentes en la simulación se muestran a continuación en la tabla 2.5:

	Agua	Petróleo	Gas
Peso Molecular ( <i>lb/lb-mol</i> )	18,2	508,8	16,04
Densidad Molar ( <i>lb-mol/ft<sup>3</sup></i> )	3,458	0,1224	2,648
Densidad Másica ( <i>lb/ft<sup>3</sup></i> )	62,31	62,18	42,47
°API	-	10,4	-
Compresibilidad ( <i>psi<sup>-1</sup></i> )	3,151E-6	3,882 E-6	6,536 E-4
Expansión Térmica ( <i>°F<sup>-1</sup></i> )	1,314 E-4	4,711E-4	1,278 E-2
Temperatura Crítica ( <i>°F</i> )	705,56	624,65	-82,49
Presión Crítica ( <i>psi</i> )	3197,79	197,25	672,98
Conductividad Térmica ( <i>BTU/ft.d.°F</i> )	1,8	8,6	0,025

Tabla 2.5: Propiedades de los fluidos

### 2.3.3. Viscosidad de los componentes

Adicionalmente a la dependencia de la viscosidad con la temperatura, el simulador representa el efecto de los componentes de gas soluble sobre el valor de la viscosidad de la fase petróleo. Esto se logra mediante el uso de la regla de mezcla logarítmica lineal:

$$\ln(\mu_o) = \sum_{i=1}^{n_c} x_i \ln(\mu_{oi}) \tag{2.1}$$

donde  $\mu_o$  corresponde a la viscosidad de la fase oleica, en *cp*, y los valores  $x_i$  y  $\mu_{oi}$  corresponden a la fracción molar y la viscosidad, respectivamente, del componente “*i*” presente en la fase oleica, en fracción y en *cp* respectivamente. Esto es,  $\mu_o$  es la viscosidad del petróleo mas el gas disuelto (petróleo vivo) y  $\mu_{oi}$  es la viscosidad del componente gas y petróleo (petróleo muerto) presentes en fase líquida, ambos constituyentes de la fase oleica. La variación de la viscosidad de los componentes gas y petróleo de la fase líquida ( $\mu_{oi}$  para el gas y el petróleo en la ecuación), con la temperatura se estima a través de la correlación:

$$\mu_{oi} = A_i \cdot \text{EXP}\left(\frac{B_i}{T}\right) \tag{2.2}$$

donde  $\mu_{oi}$  es la viscosidad del componente en la fase líquida, en *cp*, y *T* es la temperatura, en *K* o *°R*. Para el modelo, los valores de las constantes *A* y *B* se presentan en la tabla 2.6:

	Petróleo	Gas
<i>A</i> ( <i>cp</i> )	0,0073	0,0002
<i>B</i> ( <i>°F</i> )	6995,8	6162,1

Tabla 2.6: Constantes para la función de viscosidad de la fase líquida

En la tabla 2.7 se presenta la variación de la viscosidad con la temperatura para el petróleo vivo y el petróleo muerto en el modelo.

<i>T</i> ( <i>°F</i> )	$\mu_{o(\text{vivo})}$ ( <i>cp</i> )	$\mu_{oi(\text{muerto})}$ ( <i>cp</i> )
60	5095	12415
80	3094	7295
100	1947	4453
140	845,6	1831
180	407,7	841,6
200	292,7	591,1
250	138,6	391,2
300	72,46	266,6
350	41,03	133,5
400	24,82	72,83
450	15,87	42,63
500	10,63	26,47
550	7,41	17,27
600	5,344	11,75
700	3,024	6,04

Tabla 2.7: Variación de la viscosidad con la temperatura

## 2.4. CARACTERÍSTICAS ROCA-FLUIDOS

Para la definición de las permeabilidades relativas STARS ofrece dos opciones: indicar manualmente los valores mediante una tabla o definir las permeabilidades por medio de correlaciones en función de la saturación. En el modelo se utiliza el método de las correlaciones y se describe en el Anexo A.

Para la simulación se define un solo tipo de roca a las cuales son asignadas todas las propiedades. No se toma en cuenta las presiones capilares ya que no existen zonas de transición agua-petróleo en el yacimiento. La saturación de agua inicial en el yacimiento es igual a la saturación de agua connata (20%).

## 2.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS

Los procesos de inyección de vapor a desarrollar en el yacimiento durante la simulación son realizados usando pozos con secciones horizontales. Estas secciones horizontales se extienden a lo largo del eje  $x$  del yacimiento que es el eje de mayor extensión. Las características específicas de los pozos varían para cada caso a simular y se especificarán para cada uno de estos.

Los pozos horizontales dentro del modelo del yacimiento, tanto los de inyección como los de producción, se definen usando de manera conjunta ambas opciones de modelaje de pozo que ofrece el simulador STARS, hoyo discretizado y línea fuente. Para el proceso de SAGD la representación cada pozo en el simulador consiste en un hoyo discretizado en la sección horizontal conectado a una línea fuente (inyección) o de drenaje (producción) en uno de los extremos que representa la sección vertical del pozo, la cual conecta el hoyo discretizado con la superficie. Esta configuración tiene como objetivo el buscar una representación del flujo en la sección horizontal sin tomar en cuenta lo mismo para la sección vertical. En la sección de línea fuente o drenaje no se definen perforaciones ya que su función es la de proveer una entrada/salida para las celdas del hoyo discretizado y controlar varios aspectos del hoyo. Varias líneas fuente o de drenaje pueden estar conectados a un mismo hoyo discretizado, pero solamente una puede estar conectado a la vez.



Se debe destacar que en el modelo del pozo horizontal no se representa la sección del radio de curvatura del pozo descrita en el cambio de la dirección vertical a la horizontal.

## 2.6. VISUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

Para la descripción del flujo en pozos horizontales, Tee S. Ong y R. M. Butler describen tres mecanismos en serie envueltos en la producción de petróleo con un par de pozos horizontales con una cámara de vapor que va creciendo en un proceso de SAGD<sup>(13)</sup>, que son:

- a) Un primer mecanismo que es el drenaje por gravedad en el yacimiento, descrito por una ecuación que no considera los efectos de la disminución de la presión en el yacimiento.
- b) Una caída de potencial concentrada en la zona cercana al pozo, descrita por la ecuación de Darcy para flujo estable.
- c) El flujo a lo largo del pozo de producción, que puede ser descrito por la ley de Hagen-Poiseuille para flujo a través de una tubería según la ecuación:

$$q = \frac{\pi \cdot r_{wp}^4 C}{8\mu} \left( \frac{\delta P_{wp}}{\delta x} \right) \quad (2.3)$$

donde  $q$  es la tasa de flujo, en  $m^3/s$ ;  $r_{wp}$  es el radio interno del pozo productor, en  $m$ ; y  $\mu$  es la viscosidad del petróleo, en  $cp$ , a una temperatura promedio  $T_m$ , en  $^{\circ}F$ , que se asume como la misma alrededor y dentro del pozo. El término  $C$  está dado por:

$$C = (1 - k^4) - \frac{1 - k^2}{\ln\left(\frac{1}{k}\right)} \quad (2.4)$$

donde  $k$  es la relación entre el radio externo y el radio interno del pozo. El término  $\delta P_{wp} / \delta x$  representa la caída de presión a lo largo de la sección horizontal con la producción y ésta es originada principalmente por las resistencias al flujo causadas por la viscosidad del petróleo y

la aspereza relativa que pueda presentar las paredes internas del hoyo o la tubería de producción según sea el caso.

Sin tomar en cuenta los primeros dos mecanismos en la producción durante un proceso de SAGD que corresponden al yacimiento, y considerando solo el tercero que envuelve el flujo en la sección horizontal del pozo, tenemos una visualización del problema planteado. Este es el derivado de simular un pozo horizontal como una línea fuente que no considera la dependencia directa de la tasa de flujo con tres parámetros: el radio de tubería, la viscosidad del petróleo dentro de la tubería y la caída de presión por fricción con la producción. Esto se traduce en resultados erróneos en el cálculo de las tasas de flujo de los pozos, de la producción total acumulada y del factor de recobro final del yacimiento. Adicionalmente, existe la necesidad de describir la magnitud del impacto que tiene la inclusión de los parámetros mencionados sobre la producción durante la simulación.

Como ya se ha mencionado, para resolver el problema el simulador STARS ofrece la opción de modelar el pozo horizontal como un hoyo discretizado. Este modelo ofrece las opciones de incluir la aspereza relativa o rugosidad en las paredes del pozo y de especificar el radio interno de la tubería. La opción de hoyo discretizado además puede representar dos corrientes de flujo en el pozo, el espacio anular y la tubería sí, en las cuales se puede incluir igualmente la aspereza relativa y definir los radios tanto del espacio anular como de la tubería. Incluyendo estos parámetros en la simulación se puede describir el impacto que tienen sobre la producción mediante procesos de inyección de vapor, al comparar el método de línea fuente con el de hoyo discretizado y al realizar un análisis de sensibilidad a características como la aspereza relativa y el radio del pozo.

Por otra parte, existe además el problema de incluir el efecto que tiene la viscosidad del petróleo sobre el flujo en la tubería de producción. Se debe tener en cuenta que el cambiar la viscosidad en el modelo implica un efecto en las ecuaciones de flujo en el yacimiento y entre el yacimiento y el pozo. Por esto resulta difícil el hacer un análisis de sensibilidad a los cambios de viscosidad del petróleo que fluye dentro de la tubería de producción. Pero se debe tener presente que al representar el pozo de producción como un hoyo discretizado se calculan

distintos valores de temperatura y presión del crudo dentro de la tubería, a lo largo de la extensión horizontal, que determinarán distintas viscosidades y que producen a su vez una caída adicional de presión dentro de la tubería a medida que el crudo se va enfriando en el recorrido de la sección horizontal. Esto no ocurre en el modelo de línea fuente ya que se considera una sola presión y temperatura dentro del pozo que es constante a lo largo de la extensión horizontal

Finalmente, es importante destacar las ventajas de la simulación sobre los modelos analíticos. La simulación de yacimientos constituye una valiosa herramienta que representa de manera integral todos los mecanismos envueltos durante la producción. Además posee la ventaja de incluir los efectos de depleción o agotamiento de la presión en el yacimiento con la producción, aspecto que puede no estar incluido en los modelos analíticos. En casi todos los casos, para pronosticar la productividad y el comportamiento del yacimiento y de los pozos horizontales, se recomienda el uso de simuladores.

## **2.7. PROCEDIMIENTO**

Una vez definido el yacimiento y los pozos horizontales se realizarán los procesos de inyección de vapor. Los procesos a modelar serán el SAGD y el SW-SAGD. Para todos los casos, en las simulaciones se toma un horizonte de diez años, desde el 1° de enero del año 2.000 hasta el 1 de enero de 2010.

Los procesos de SAGD serán simulados con un par de pozos de 5.000 pies (1.524 m) de extensión horizontal y luego con un par de pozos de 2.000 pies (609,6 m). Esto no busca como finalidad la comparación en la aplicación de un mismo proceso con un pozo de 5.000 pies y uno de 2.000 pies, sino de estudiar la magnitud del impacto que tienen los parámetros del hoyo discretizado con la extensión de la sección horizontal.

### **2.7.1. Producción del yacimiento sin estimulación.**

Este primer caso comprende la producción del yacimiento mediante el agotamiento natural de la presión sin ningún tipo de energía adicional y con la perforación de un solo pozo horizontal

que se extiende a lo largo del yacimiento (eje  $x$ ) ubicado cercano a la base de la formación. Este caso es solo para efectos comparativos entre la producción por agotamiento natural y los procesos de inyección de vapor. No está incluido en los objetivos el modelar efectos de flujo en el pozo para el caso de agotamiento natural.

Para el modelado del pozo se utilizará el modelo de hoyo discretizado en el que el radio del pozo es 0.1667 pies (4 pulgadas de diámetro interno) y no se consideran los efectos de aspereza relativa en el pozo (el valor por defecto del simulador es de  $\varepsilon = 0,001$ ). Se simularán los casos de 5.000 y 2.000 pies de longitud en la extensión horizontal del pozo productor a tasas controladas ajustando la presión de fondo del pozo productor hasta agotar totalmente el yacimiento dentro del período máximo de 10 años.

### 2.7.2. SAGD

Para la simulación del proceso de SAGD, se ubicarán un par de pozos horizontales paralelos en el yacimiento, el inyector arriba y el productor abajo. La distancia vertical que separa a los pozos es de 16 pies (4,9 m) y el pozo productor se ubica cercano a la base de la formación.

#### 2.7.2.1. Definición del caso base

Se definen dos casos base para los análisis de sensibilidad, uno para el par de pozos de 5.000 pies y otro para el par de pozos de 2.000 pies (longitud de la sección horizontal). Como ya se ha explicado, cada caso base será sometido a los mismos análisis de sensibilidad por separado. El objetivo de esto es conocer si el impacto que tiene la variación de los parámetros del hoyo discretizado en los análisis de sensibilidad se incrementa o se reduce con la extensión de la longitud horizontal.

El caso base consta de dos pozos horizontales paralelos definidos como hoyos discretizados (figura 2.2) ubicados el inyector y el productor en las capas (*layers*) 5 y 8 del mallado. El diámetro interno del pozo inyector es 4 pulgadas y el del pozo productor es 5 pulgadas. No se considera la aspereza relativa en los pozos ( $\varepsilon = 0,001$  por defecto). La discretización de los

pozos consiste en 25 secciones de 200 pies cada uno (ó 10 para el pozo de 2.000 pies), definidos dentro del mallado en las capas señaladas.

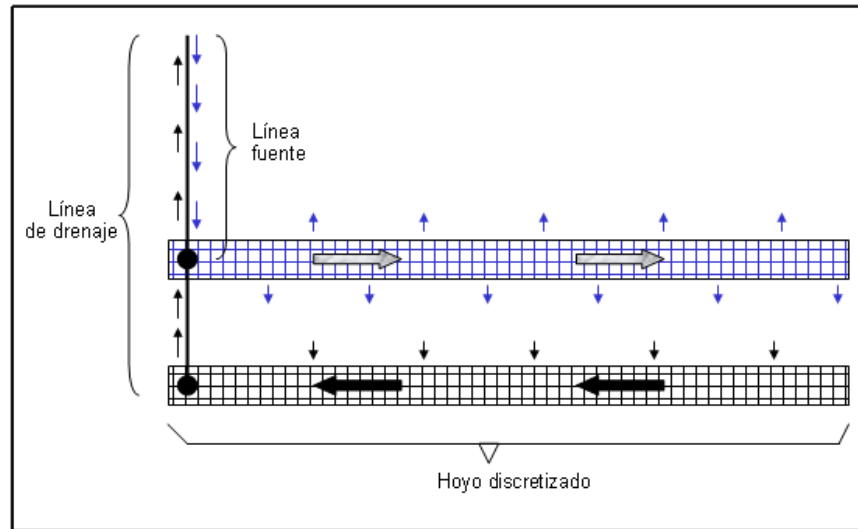


Figura 2.2: Configuración de los pozos para el SAGD

### 2.7.2.2. Casos a simular

Primeramente se simulará un caso definiendo las secciones horizontales de los pozos con el modelo de línea fuente para compararlo con el caso base. Luego se harán análisis de sensibilidad al radio interno para el pozo productor e inyector por separado, y a la aspereza relativa en el pozo productor. Seguidamente se simulará el efecto que tiene el refinar las secciones horizontales de los pozos insertando el hoyo discretizado en un mallado refinado híbrido.

Se simularán además dos casos utilizando opciones importantes en la simulación para procesos de SAGD. La primera opción es definir un segundo tipo de “roca” (“roca 2” en el simulador) en el yacimiento de características diferentes sólo para las secciones horizontales de los pozos, cuya característica principal es la de tener asignada valores de permeabilidades relativas diferentes al resto de las celdas del yacimiento. Estas permeabilidades relativas son entonces usadas en la resolución de las ecuaciones de flujo del hoyo discretizado. Se definen en la tabla 2.9 y 2.10:

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
0	0	1
1	1	0

Tabla 2.9:  $K_r$  sistema agua-petróleo, tipo de roca 2

$S_L$	$K_{rg}$	$K_{rog}$
0	1	0
1	0	1

Tabla 2.10:  $K_r$  sistema líquido-gas, tipo de roca 2

La segunda opción es la utilización del límite o *constraint* STEAMTRAP o entrapamiento de vapor. Este se incluye en los límites para el control del pozo productor y tiene la función de evitar la producción de vapor junto con el agua y el petróleo. La manera en que opera este límite es manteniendo la presión de fondo en el pozo productor a un nivel lo suficientemente alto de manera que no aparezca vapor en las celdas que contienen al pozo. El pozo queda limitado a una presión de fondo que está en función de la temperatura de la primera celda de la sección horizontal que se mantiene a un máximo de 5 °F por encima de la temperatura del pozo inyector.

Todo este procedimiento descrito se repite luego para el caso del par de pozos de 2.000 pies. En las tablas siguientes se especifican algunos detalles de la simulación para cada caso a simular. La tabla 2.11 define la ubicación de las secciones horizontales de los pozos dentro de la malla.

$x$	$y$	$z$	Pozo
2:26	6	5	Inyector (5.000 <i>ft</i> )
2:26	6	8	Productor (5.000 <i>ft</i> )
9:18	6	5	Inyector (2.000 <i>ft</i> )
9:18	6	8	Productor (2.000 <i>ft</i> )

Tabla 2.11: Ubicación de las secciones horizontales de los pozos dentro de la malla

Pozo Inyector		Pozo Productor	
$BHP$ máxima ( <i>psi</i> )	2.000	$Q_r$ máxima ( <i>BN/d</i> )	1.000
$T_{vap}$ ( $^{\circ}F$ )	500	$Q_o$ máxima ( <i>BN/d</i> )	400
Calidad del vapor (%)	80	$BHP$ mínima ( <i>psi</i> )	40

Tabla 2.12: Control de los pozos (constraints), SAGD

Para la completación de los pozos horizontales en aplicaciones de campo los diámetros de tubería de los pozos horizontales son los mismos que para los pozos verticales, aunque los hoyos de diámetros grandes son difíciles de lograr por la dificultad en la perforación de las secciones horizontales. Los diámetros de tubería vienen especificados en los catálogos por su diámetro externo con distintos valores de diámetro interno según el espesor de la tubería. Es decir, por ejemplo una tubería de 4½” de diámetro exterior puede tener un diámetro interno de entre 4,09” y 3,826”. Por supuesto esto depende de las especificaciones del fabricante.

En las aplicaciones de pozos horizontales, las características en la completación de los pozos corresponden a las especificaciones de fabricación de los *slotted liners* o tuberías ranuradas que son los más usados en pozos horizontales. Las especificaciones más importantes se refieren a los diámetros internos, diámetros externos, aspereza relativa en las paredes de la tubería y espesor de la tubería entre otras características especificadas en los catálogos.

Para todos los casos a simular los pozos son controlados por los límites definidos en la tabla 2.12. La tasa de inyección de vapor queda por determinar y esta será la misma para todos los casos permaneciendo continua e ininterrumpidamente a lo largo de todo el proceso desde el primer día y hasta el final de los 10 años. Los valores de radio interno de tubería para los hoyos discretizados a usar y la aspereza relativa en el pozo productor para cada caso en cada caso se definen en la tabla 2.13.

Los resultados de las simulaciones se compararán con el caso base mediante gráficas de producción a través del tiempo (tasa de petróleo, producción acumulada, corte de agua, etc.) y

la variación de las propiedades dentro de la tubería con la distancia para un momento dado (presión, temperatura, viscosidad, etc.). El simulador ofrece además animaciones en 3D del yacimiento donde se pueden observar los cambios importantes en la distribución de las propiedades y el desarrollo de la cámara de vapor.

	Caso	ID <sub>prod</sub> (in)	ID <sub>iny</sub> (in)	ε <sub>prod</sub>
1	Caso Base	5	4	1E-4
2	Modelo línea fuente	-	-	-
3	Variación ID <sub>prod</sub>	2	4	1E-4
4	Variación ID <sub>prod</sub>	3	4	1E-4
5	Variación ID <sub>prod</sub>	4	4	1E-4
6	Variación ID <sub>prod</sub>	6	4	1E-4
7	Variación ID <sub>iny</sub>	5	2	1E-4
8	Variación ID <sub>iny</sub>	5	3	1E-4
9	Variación ID <sub>iny</sub>	5	5	1E-4
10	Variación de ε	5	4	1E-1
11	Variación de ε	5	4	1E-2
12	Variación de ε	5	4	1E-3
13	Variación de ε	5	4	1E-7
14	Hoyo más refinado	5	4	1E-4
15	Opción tipo de roca 2	5	4	1E-4
16	Opción STEAMTRAP	5	4	1E-4

Tabla 2.13: Casos a simular, SAGD

### 2.7.3. SW-SAGD

El proceso de SW-SAGD implica la inyección de vapor y producción de petróleo de manera continua y simultánea con el uso de un solo pozo horizontal. Esto se logra con dos corrientes de flujo en el pozo: la tubería de producción por donde circula el vapor hasta el final del pozo y el espacio anular por donde fluye el petróleo y agua (vapor condensado) hasta la superficie.



La simulación de este pozo horizontal consiste de una línea fuente y una de drenaje (sección vertical) que se conectan a un mismo hoyo discretizado (sección horizontal). En este hoyo discretizado se definen dos corrientes de flujo: la tubería del pozo, a la cual se conecta la línea fuente en uno de sus extremos (talón del pozo); y el espacio anular, al cual se conecta la línea de drenaje en el mismo extremo. Las líneas de inyección y drenaje se conectan al hoyo discretizado de manera simultánea y aunque ambas se encuentran direccionadas en la misma celda del mallado fundamental (9,6,7) perteneciente al hoyo discretizado, no representan un flujo por el espacio anular y la tubería de producción en la sección vertical.

Esto se logra con el uso de la opción de pozo en circulación o CIRCWELL. Un pozo en circulación consiste en un hoyo discretizado con una segunda sarta de flujo independiente dentro del mismo. Tanto la sarta de tubería como el espacio anular son discretizados en el flujo. La inyección desde la superficie se conecta a un extremo de la tubería y el vapor de inyección fluye hacia el otro extremo de la tubería para inyectar solo en la última celda (dedo del pozo). La corriente que se produce en el espacio anular recoge la producción de fluidos desde el yacimiento a través de las perforaciones y el exceso de vapor en el espacio anular se produce hasta la superficie. Para modelar el proceso de SW-SAGD el hoyo discretizado necesita estar conectado directamente a las celdas que se encuentran por sobre y por debajo del mismo, permitiendo que el vapor suba y que el líquido penetre desde el fondo al mismo tiempo. Esto se logra insertando el hoyo discretizado dentro de un mallado refinado híbrido.

### 2.7.3.1 Definición del caso base

El caso base consiste de una sección horizontal de 2.000 pies definida con la opción de pozo en circulación y conectada en un mismo extremo a una línea fuente y a una línea de drenaje. Esta sección horizontal consiste de 10 celdas direccionadas en el rango 9:18,6,7 del mallado fundamental en los ejes  $x$ ,  $y$  y  $z$  respectivamente. La misma se encuentra dentro de un refinamiento local híbrido orientado en la dirección del eje  $x$  y consiste en la división de cada celda en 3 subdivisiones radiales (centradas en el eje  $x$ ), 4 angulares en el eje  $\theta$  y 4 en el eje  $x$ .

Los límites de operación para el control del pozo son similares a la tabla 2.12 pero con una tasa de petróleo y de líquido total de 200 y 800  $BN/d$  respectivamente. Particularmente, el escoger un límite de operación óptimo para un hoyo discretizado en circulación resulta complejo debido a que las corrientes de la tubería y el espacio anular están estrechamente unidas pero cuentan con condiciones de operación independientes. En algunas situaciones, todas las condiciones de operación especificadas en el espacio anular no pueden satisfacerse debido a las condiciones de operación en la tubería. Por otro lado, la información documentada acerca de los procesos de SW-SAGD es limitada y la definición del caso base para este estudio se basó en un estudio similar<sup>(14)</sup> realizado con el simulador STARS.

La selección de los radios internos del espacio anular y la tubería de inyección requieren también de especial atención. Para el caso base el diámetro interno de la tubería es 3 pulgadas (7,6 cm) y al espacio anular corresponde un diámetro interno de 3,6 pulgadas (9,1 cm). De acuerdo a la definición de la sección horizontal como un pozo en circulación, por defecto el simulador asume el radio exterior de la tubería igual al radio interior de la misma, es decir, la definición es una tubería con un espesor nulo que no ofrece una resistencia adicional al flujo de calor. Lo mismo sucede para el radio interno del espacio anular.

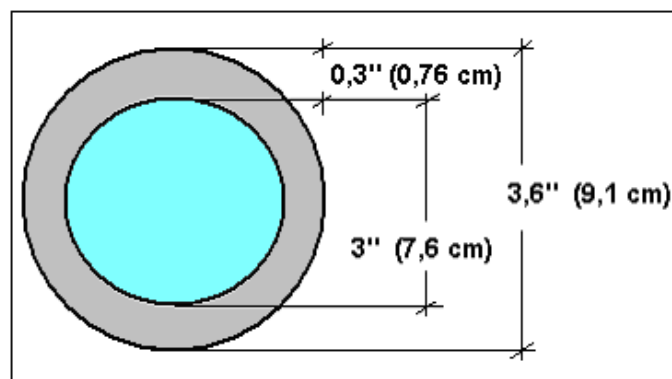


Figura 2.3: Radio interno de la tubería y el espacio anular, SW-SAGD

### 2.7.3.2. Casos a simular

Se realizarán variaciones del caso base y análisis de sensibilidades para establecer comparaciones y evaluar el impacto de las variables en el flujo dentro de la sección horizontal.

Primeramente se simulará el SW-SAGD de acuerdo a las mismas características del caso base pero definiendo la sección horizontal en un mallado sin refinamiento. Seguidamente se hará un análisis de sensibilidad al tamaño del espacio anular manteniendo fijo el diámetro de la tubería de inyección (en 3 pulgadas) y variando el diámetro del espacio anular. En el caso base esta diferencia es de 0,3 pulgadas (0,76 cm). A continuación se hará un análisis de sensibilidad a la variación del radio interno de la tubería de inyección manteniendo la separación fija con el radio interno del espacio anular (en 0,3 pulgadas). Esto no significa que el área de flujo para los fluidos en el espacio anular se mantenga constante sino sólo la separación entre el radio externo de la tubería (igual al radio interno) y el radio interno del espacio anular. Estos son parámetros que, como se mostrará en los resultados, presentan una gran sensibilidad. Finalmente se hará el análisis de sensibilidad a la aspereza relativa en el espacio anular y a la definición de un segundo tipo de roca en el espacio anular de la misma manera como se hizo en el SAGD (tablas 2.9 y 2.10).

Caso		ID <sub>tub</sub> (in)	ID <sub>ann</sub> (in)	ε <sub>ann</sub>
1	Caso Base	3	3,6	1E-4
2	Modelo sin refinamiento	3	3,6	1E-4
3	Variación ID <sub>ann</sub>	3	3,2	1E-4
4	Variación ID <sub>ann</sub>	3	3,4	1E-4
5	Variación ID <sub>ann</sub>	3	3,8	1E-4
6	Variación ID <sub>ann</sub>	3	4,0	1E-4
7	Variación ID <sub>tub</sub>	1	1,6	1E-4
8	Variación ID <sub>tub</sub>	2	2,6	1E-4
9	Variación ID <sub>tub</sub>	4	4,6	1E-4
10	Variación de ε	3	3,6	1E-1
11	Variación de ε	3	3,6	1E-2
12	Variación de ε	3	3,6	1E-5
13	Variación de ε	3	3,6	1E-7
14	Opción tipo de roca 2	3	3,6	1E-4

Tabla 2.14: Casos a simular, SAGD

## CAPÍTULO III

### RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de los casos descritos en el capítulo anterior. Los resultados para la aplicación del SAGD en el yacimiento se presentan por separado para los pozos de 5.000 y 2.000 pies.

#### 3.1. SAGD: PAR DE POZOS DE 5.000 PIES

##### 3.1.1. Caso Base

Las características en el caso base corresponden a las de hoyo discretizado definidas en la metodología (sección 2.7.2.1). Para la selección de la tasa de inyección de todos los casos, se realizaron simulaciones a distintos valores de tasa de inyección en el caso base. Se seleccionó la tasa de 400 barriles de agua equivalente por día por presentar un recobro favorable razonable y por ser un valor completamente aplicable en el campo. El aumento en la producción total acumulada al aplicar el SAGD a tasas de inyección mayores a este valor no es significativo. Por otro lado, el hacer un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección en la aplicación del SAGD no está dentro de los objetivos planteados en el trabajo de investigación, sin embargo la selección de la tasa de inyección no se ha querido desestimar y la misma se escogió con el criterio de obtener un alto recobro sin llegar a tasas de inyección muy elevadas y con un nivel de agotamiento del yacimiento distribuido en los 10 años de aplicación del proceso.

Primeramente, se simuló la producción del yacimiento sin estimulación cerrando el pozo inyector y produciendo a una tasa controlada con la energía natural del yacimiento. La producción total acumulada obtenida es de 440.019 *BN* (17,2% del total del POES y 21,1% del petróleo movable) mientras que al aplicar el proceso de SAGD según las características del caso base es de 881.890 *BN* (35.8% del POES y 44.1% del petróleo movable). La aplicación del proceso de SAGD se traduce en una producción acumulada adicional de 459.628 *BN*. Esto se muestra en la figura 3.1.

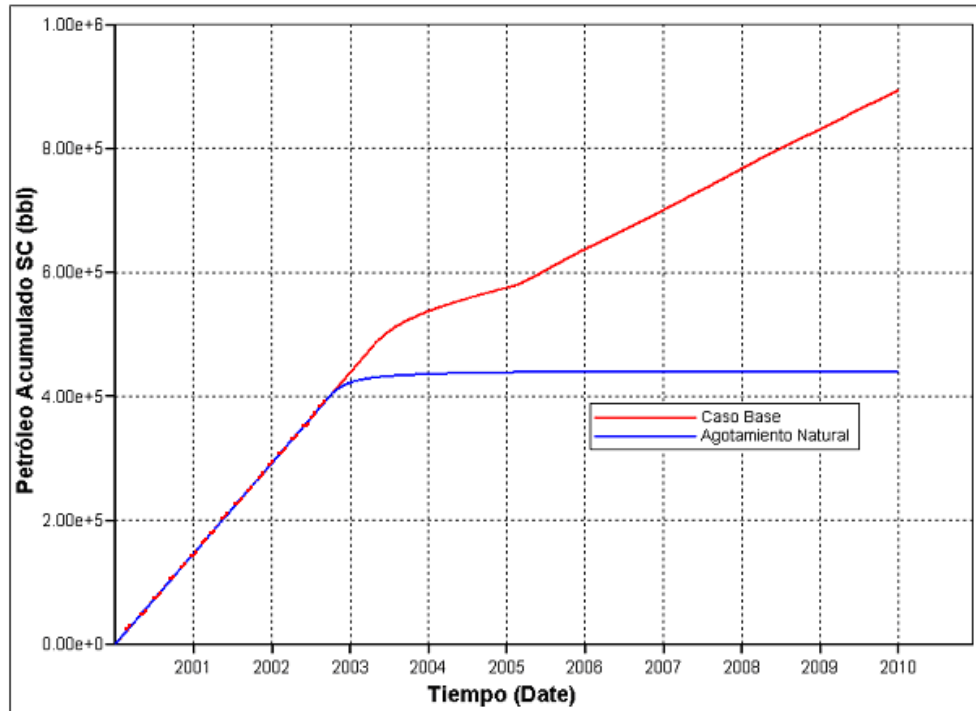


Figura 3.1:  $N_p$  vs.  $t$ , caso base y producción por agotamiento natural, 5.000 ft

La relación vapor-petróleo (*Steam Oil Ratio*, SOR) para el caso base se muestra en la figura 3.2. Esta está definida como la cantidad de vapor, medido en barriles de agua equivalente por día, que se inyecta por cada barril de petróleo que se produce. Es un indicador de la eficiencia de los procesos de inyección de vapor y corresponde un menor valor a una mayor eficiencia. Para los procesos de SAGD el valor promedio de SOR está en el rango de 1,5 a 3. Para el caso base esta relación es de 100% (SOR=1) hasta abril de 2003 para luego ir incrementándose hasta un valor máximo de 1.66. Una relación vapor-petróleo de 100% se explica por el hecho de que la tasa de inyección y de producción se definen en iguales volúmenes y el yacimiento es capaz de inyectar y producir a esos volúmenes hasta esa fecha. Posteriormente la producción de petróleo decae, mientras la inyección de vapor se mantiene al mismo nivel.

Por otro lado en la aplicación del SAGD bajo el esquema del caso base, casi todo el vapor inyectado en el yacimiento es recuperado como agua (vapor condensado) con la producción para cada instante de la vida del proceso. Sólo llegando a los últimos tres años la producción de agua es menor a la cantidad inyectada (como vapor) debido a una menor condensación del vapor en el yacimiento. Esto se debe a la acumulación de calor dentro del yacimiento.

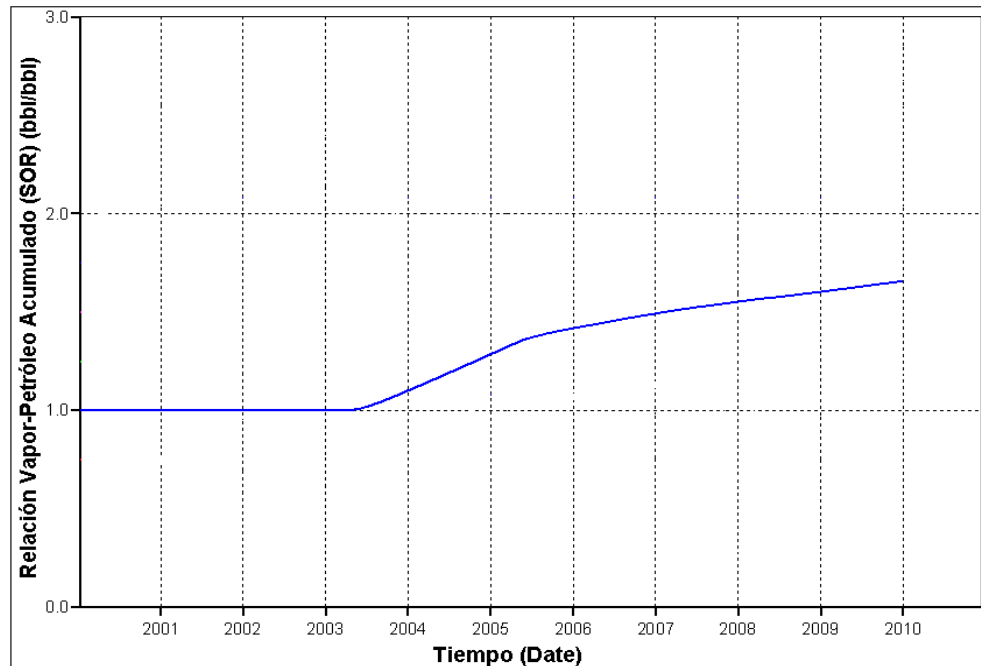


Figura 3.2: SOR acumulado vs. t, caso base, 5.000 ft

La tasa de producción de petróleo cae por debajo del límite impuesto de 400  $BN/d$  tan sólo 6 meses después que para el caso de agotamiento natural (abril de 2.003). Esto se debe al agotamiento de la presión en el yacimiento que obliga a disminuir la presión de fondo fluyente para mantener un diferencial de presión (drawdown) que garantice la tasa de petróleo deseada (figura 3.3). La caída de la tasa de petróleo está acompañada de un aumento del corte de agua.

La disminución de la presión en el yacimiento durante los tres primeros años del proceso, se debe al vaciamiento del yacimiento y a una alta tasa de condensación del vapor que no permite la formación de la cámara de vapor, que favorecerá al sostenimiento de la presión al llenar grandes volúmenes del espacio poroso con vapor. Esto se debe a la diferencia de temperatura entre el yacimiento ( $150\text{ }^{\circ}F$ ) y el vapor inyectado ( $500\text{ }^{\circ}F$ ) al comenzar el proceso. Este efecto puede reducirse utilizando una estrategia de inicialización de precalentamiento del yacimiento.

Después que el límite de 40  $psi$  para la presión de fondo fluyente del pozo es alcanzado (marzo de 2003, figura 3.3), la tasa de petróleo inicia una caída hasta llegar por debajo de los 100  $BN/d$  (en dos años) debido a que el yacimiento no ha sido uniformemente calentado y el

petróleo que fluye dentro y hacia el pozo es en su mayoría petróleo “frío” de alta viscosidad, acompañado de una gran cantidad de agua (vapor condensado).

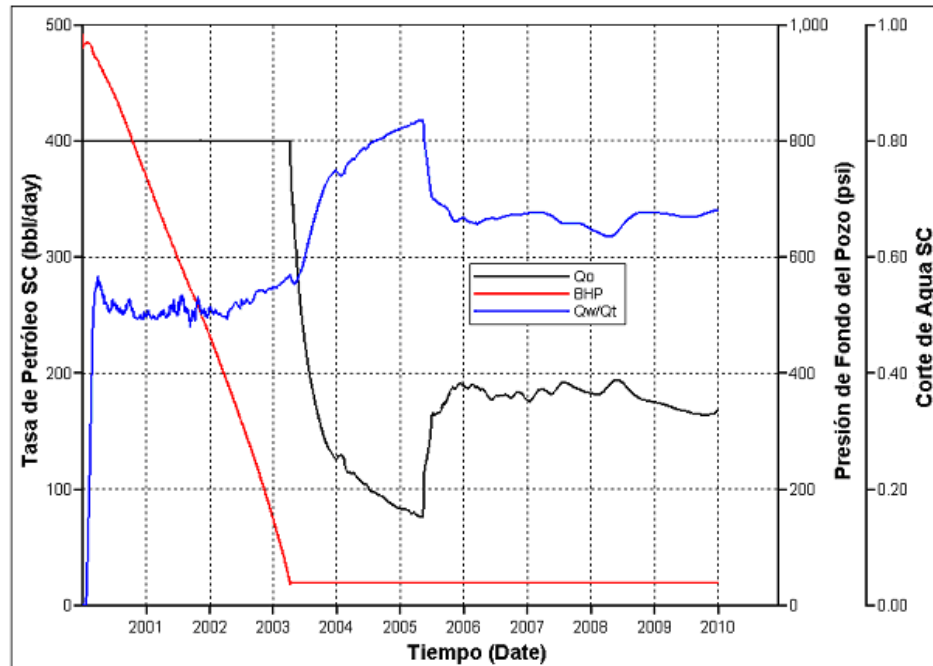


Figura 3.3: Qo, BHP y corte de agua vs. t, caso base, 5.000 ft

Este último fenómeno se ilustra en la figura 3.4. En un principio el vapor se distribuye por la totalidad de la extensión del pozo inyector, pero antes del final de 2.001 la cámara de vapor va “retrocediendo” hacia el talón del pozo. Esto lleva a una menor efectividad en el proceso. Sin embargo a partir de mayo de 2.005, después que el yacimiento ha acumulado gran cantidad de calor hacia el talón de los pozos, la condensación de vapor es menor y éste logra llegar hacia el final de la sección del pozo inyector lo que ocasiona un aumento en la movilidad del petróleo y por consiguiente en la tasa de producción, acompañado de una disminución del corte de agua (figura 3.3).

Por otro lado la extensión de la cámara de vapor hacia al tope de la formación por encima de la zona del talón del pozo inyector, ocasiona una pérdida de calor adicional hacia la formación suprayacente que, sumado a la transferencia de calor del vapor hacia el yacimiento y hacia los fluidos, ocasiona una mayor condensación del vapor y por tanto una mayor producción de agua junto con la producción de petróleo.

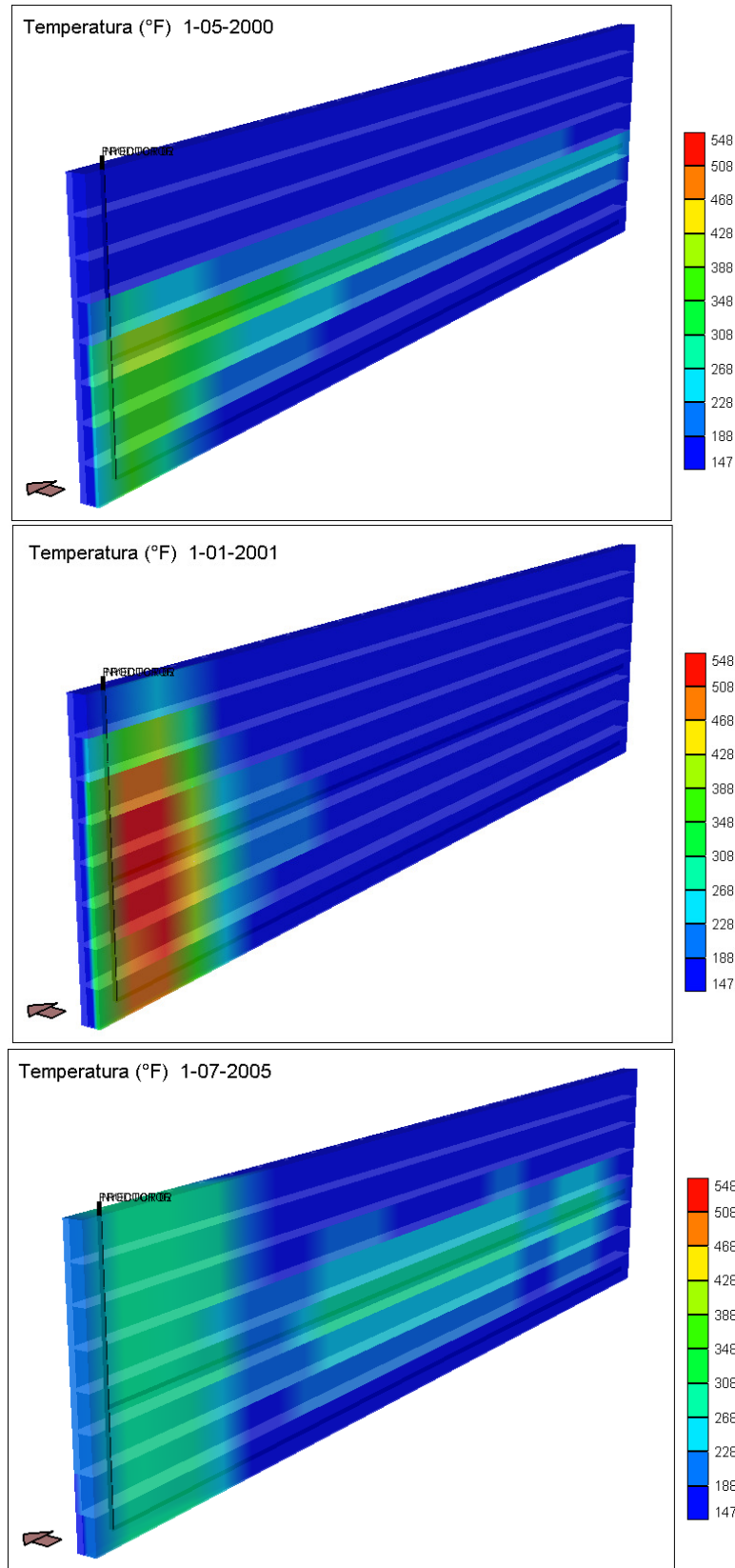


Figura 3.4: Perfil de temperatura, caso base, 5.000 ft



La figura 3.4 representa un perfil de temperaturas en el modelo del yacimiento mediante una imagen tridimensional presentada por el simulador STARS, que ilustra la distribución del calor dentro del yacimiento a través del tiempo. Con este perfil se pueden identificar las zonas de mayor calor en el yacimiento con los valores reales de temperatura asignados a cada celda del modelo. Por ejemplo se observa que para el año 2.001 alrededor del talón de los pozos existe una temperatura de  $510\text{ }^{\circ}F$  en promedio (zona roja) y de  $175\text{ }^{\circ}F$  en promedio (zona azul) en el resto de la longitud de las secciones horizontales de los pozos. El perfil representa una sección del yacimiento que está interceptada por un plano longitudinal que pasa por las celdas que contienen ambos pozos (el rango es 2:26, 6:11 y 1:8 para los ejes  $x$ ,  $y$  y  $z$  respectivamente, definidos en la tabla 2.1).

La distribución no uniforme del calor en el yacimiento ocasiona zonas de diferente movilidad dentro del yacimiento. A mayor temperatura corresponderá una menor viscosidad del petróleo. El petróleo “caliente” alrededor del talón de los pozos se moverá más fácilmente hacia el pozo productor por tener menor viscosidad, mientras que habrá un menor flujo de petróleo hacia el pozo productor en el resto de la sección horizontal. También el petróleo de menor viscosidad se moverá con mayor facilidad dentro del pozo ocasionando una menor caída de presión. La figura 3.5 presenta el comportamiento de la tasa de petróleo versus la distancia horizontal del pozo productor. Este gráfico representa las contribuciones para el flujo de petróleo dentro del pozo productor de cada celda de la sección horizontal.

Se observa que para el comienzo del año 2.002 (curva azul) toda la sección horizontal del pozo contribuye al flujo de petróleo, aunque el flujo en el talón del pozo (hasta los primeros 1.000 pies de distancia desde el talón) es mayor por la alta movilidad del petróleo en esta zona y por la acumulación del petróleo que fluye por toda la sección. Esta curva corresponde a la producción de petróleo en el límite de los  $400\text{ BN/d}$ . El flujo mayor de petróleo en el dedo (final) del pozo (de 4.800 a 5.000 ft) se debe a que la última celda de la sección horizontal tiene una cara adicional para el flujo, es decir, una mayor área de contacto con el yacimiento.

Para el comienzo de 2.005 (curva roja) la producción de petróleo está casi en su punto más bajo (figura 3.3). La gran disminución en la presión dentro del yacimiento junto con el

enfriamiento afectan de manera conjunta la producción de petróleo. Aunque el talón del pozo sigue estando a mayor temperatura, ésta ha disminuido con respecto al año 2.001 (de 510 a 305 °F aproximadamente) lo que ocasiona una menor movilidad del petróleo del yacimiento hacia el pozo productor.

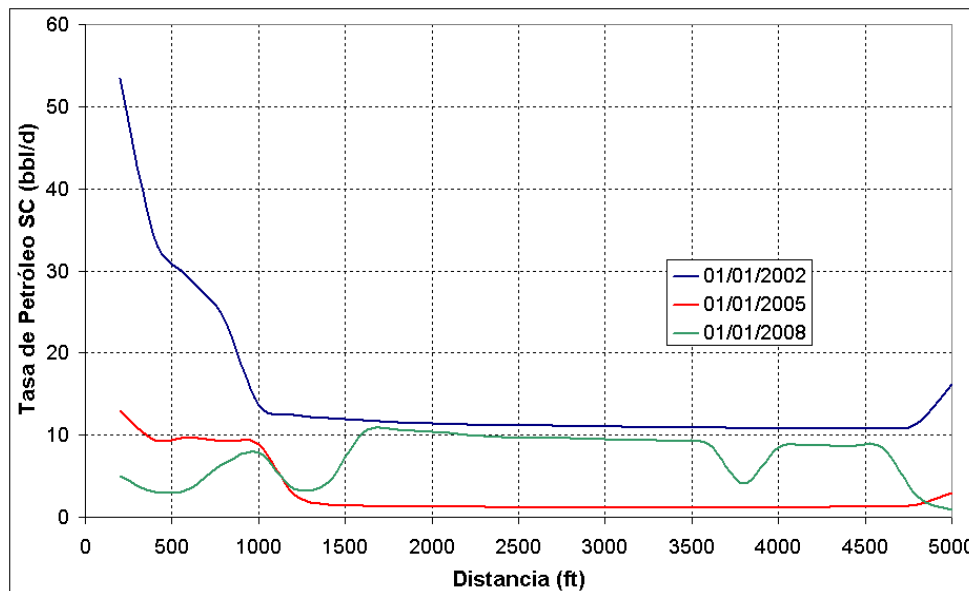


Figura 3.5: Qo vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft

Pero para el año 2.008 (curva verde) el calentamiento hacia el final del pozo iniciado desde julio de 2.005 (figura 3.4) contribuye a un aumento de la tasa de producción la cual se distribuye más uniformemente a lo largo de la sección horizontal. Los “saltos” en esta curva (de 0 a 1.500 pies, y de 3.500 a 4.000 pies) se deben a errores en los valores de la saturación de petróleo asignada a las secciones dentro del pozo durante la simulación, aunque las diferencias en los valores no sobrepasan los 10 *BN/d*. Se pueden disminuir estas variaciones en las curvas al buscar una simulación más exacta, tomando por ejemplo intervalos de tiempo más pequeños o un control numérico mas preciso que disminuya el nivel de error, pero por razones de tiempo y limitaciones en la versión del simulador STARS esto no ha sido posible.

En este último análisis se quiere destacar lo siguiente: en los procesos de SAGD los principales mecanismos de producción que actúan en el yacimiento son el drenaje por gravedad y el diferencial de presión (drawdown) entre el pozo productor y el yacimiento. El

primero dependerá principalmente de la formación de la cámara de vapor, ya que es en la interfase petróleo-vapor donde fluye el “petróleo caliente” junto con el vapor condensado (agua) hacia el fondo del yacimiento por efectos de la gravedad. La distribución uniforme de la cámara de vapor a lo largo de la sección horizontal proporciona además un calentamiento más uniforme que derivará en una mayor eficiencia del proceso. El diferencial de presión por su parte origina el movimiento de los fluidos hacia el interior del pozo en la zona alrededor y a lo largo de la sección horizontal del pozo productor. De aquí la importancia en la adecuada representación del flujo en las secciones horizontales y del diferencial de presión entre las secciones del pozo y las celdas que los contienen, ya que de estas dependerán directamente los resultados. La evaluación de estos dos aspectos constituyen la base de este estudio y son posibles gracias a la representación de las secciones horizontales mediante el modelo de hoyo discretizado.

Para evaluar el comportamiento de la cámara de vapor, el perfil de saturación de vapor proporciona una clara visualización. La figura 3.6 representa una sección del yacimiento, interceptada por un plano transversal que ilustra la formación de la cámara de vapor alrededor de los pozos horizontales. La cámara de vapor crece alrededor del talón del pozo inyector y sube hasta el tope de la formación para luego extenderse horizontalmente y llegar hasta los límites laterales del yacimiento. Como se espera del perfil de temperatura, es después de la mitad de la vida del proceso cuando el vapor logra llegar hacia el final o dedo de los pozos. Aunque no se muestra en la figura, no es sino hasta después del año 2.001 cuando se observa una saturación de vapor alrededor del pozo inyector por encima del 10%. Esto es debido al fenómeno mencionado anteriormente acerca de casi toda la condensación del vapor en los primeros años del proceso.

Finalmente se consideran los aspectos correspondientes al flujo dentro de la sección horizontal. Al fluir petróleo “frío” de alta viscosidad en casi toda la sección del pozo productor se origina una mayor caída de presión en el pozo. Adicionalmente los diferenciales de presión entre las secciones del pozo y las celdas determinarán el flujo de fluidos hacia el pozo (producción) o el flujo de vapor hacia el yacimiento (inyección). Estos últimos puntos se describen a continuación.

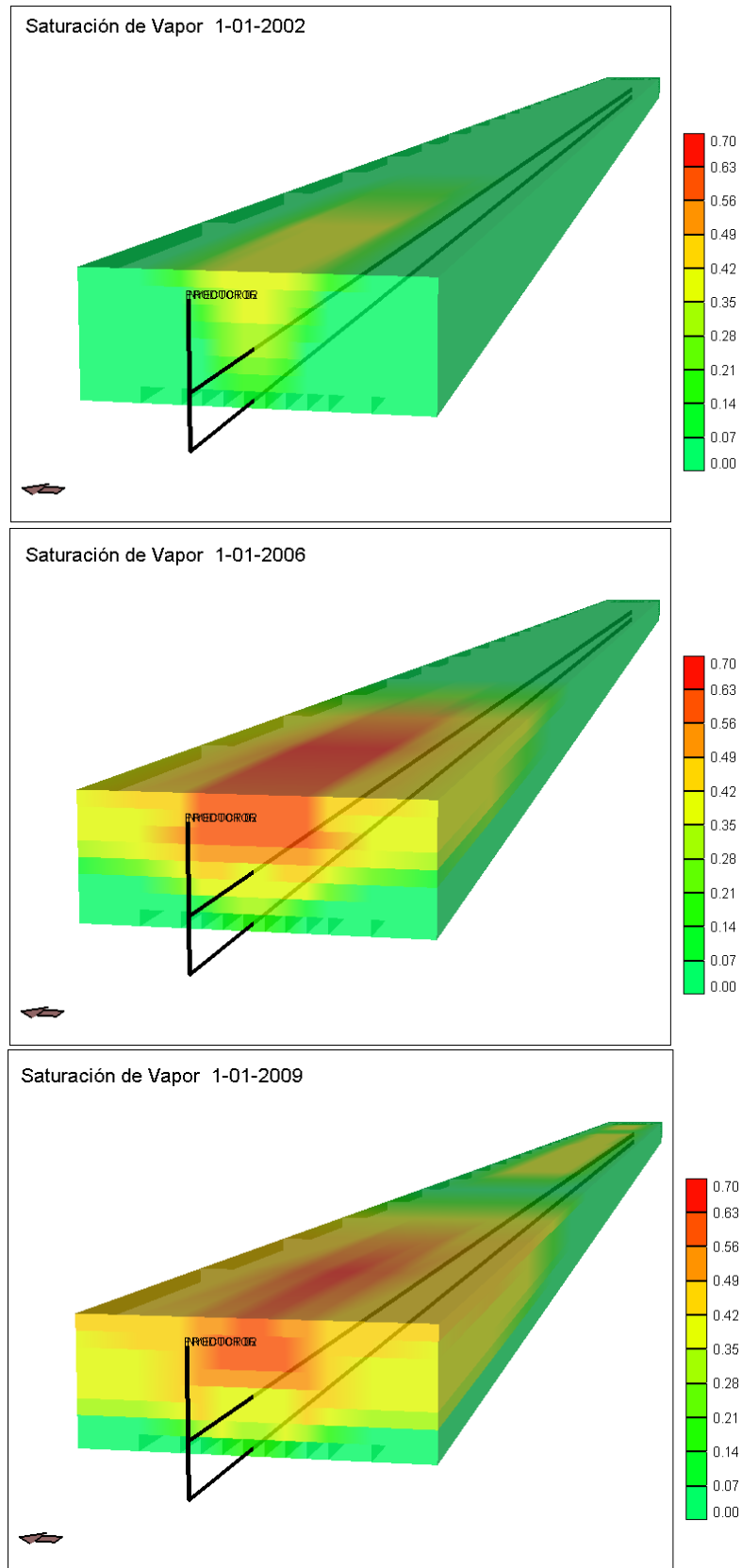


Figura 3.6: Perfil de saturación de vapor, caso base, 5.000 ft

### 3.1.2. Modelo de Línea Fuente

Para el caso del modelaje de los pozos horizontales con el método de línea fuente la producción total de petróleo acumulada es de 1.071.850 *BN* (43,5% del total del petróleo original en sitio y 53,6% del petróleo movable). Esto representa una diferencia de 189.960 *BN* con respecto al caso base modelado con el método de hoyo discretizado.

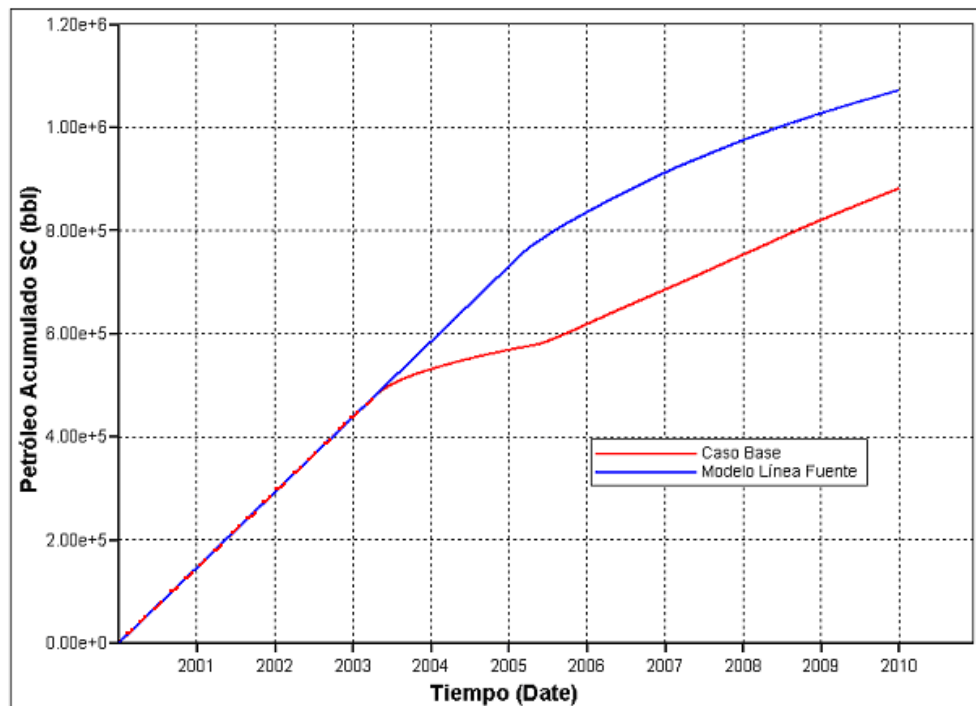


Figura 3.7:  $N_p$  vs.  $t$ , comparación línea fuente y caso base, 5.000 ft

La coincidencia en las curvas de la figura 3.7 corresponde a la producción en ambos casos en el límite de 400 *BN/d*. Por su parte la diferencia en la producción total acumulada está dada por el comportamiento de la tasa de petróleo que se presenta en la figura 3.8 (curvas roja y azul). La tasa a su vez está ligada al comportamiento de la presión de fondo fluyente en el pozo productor (curvas verde y negra).

De la misma manera que para el caso base, la caída en la tasa de producción de petróleo (curva azul) debajo del límite de los 400 *BN/d* se debe a que la disminución de la presión promedio del yacimiento no permite mantener esta tasa de producción con un diferencial de presión con la presión de fondo fluyente mínima de 40 psi (curva verde, febrero de 2.005). Sin embargo

este fenómeno ocurre en el modelo de línea fuente después del año 2.005 y no después del 2.003 como en el caso base.

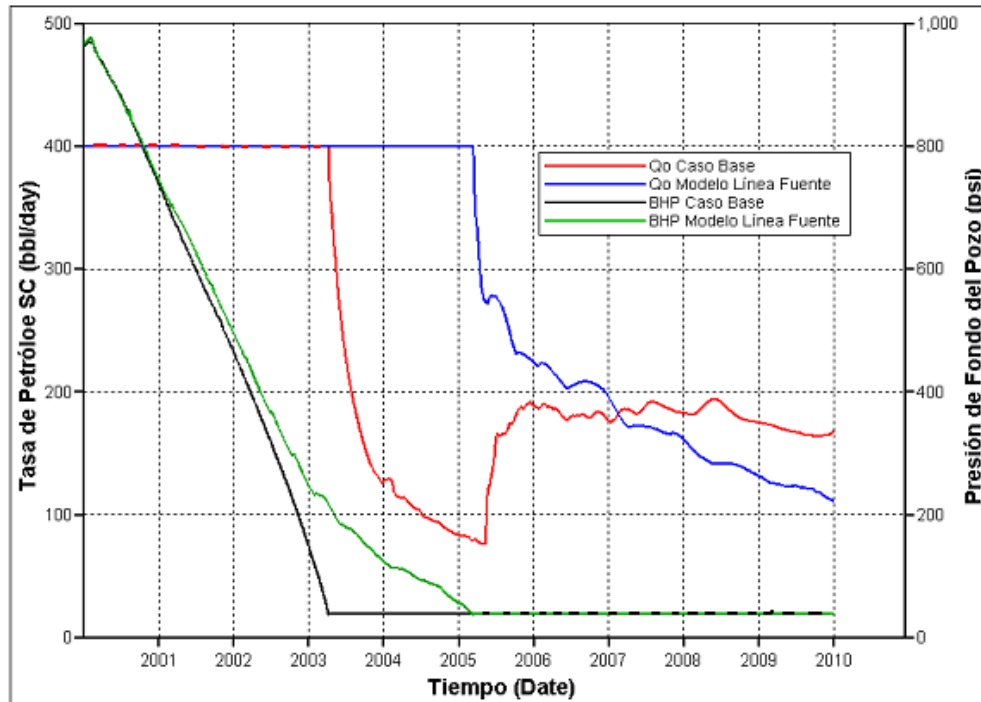


Figura 3.8: Qo y BHP vs. t, comparación línea fuente y caso base, 5.000 ft

Otra diferencia en los resultados entre los dos métodos de simulación que modelan el mismo proceso de inyección de vapor está en la relación vapor-petróleo acumulada (figura 3.9). Esta se mantiene en 1 por mayor tiempo para el modelo de línea fuente y culmina al final de los diez años en un valor de 1,36 barriles de agua equivalente inyectados por cada barril de petróleo producido (1,66 para el caso base modelado con el modelo de hoyo discretizado).

La diferencia fundamental en la producción total acumulada entre el modelo de línea fuente y el de hoyo discretizado del caso base, está dada por como ocurre el calentamiento de la formación. En el modelo de línea fuente el vapor se distribuye y se inyecta uniformemente por toda la longitud de la sección horizontal del pozo inyector promoviendo un mejor calentamiento del yacimiento. Esto se muestra en el perfil de temperatura del yacimiento en la figura 3.10

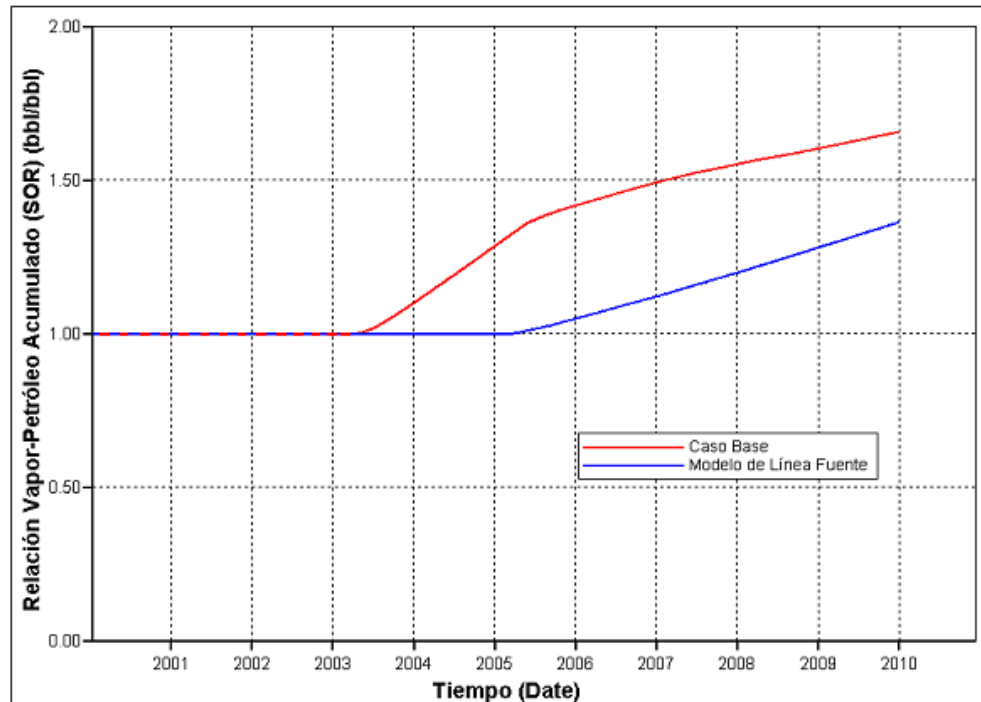


Figura 3.9: SOR acumulado vs. t, comparación línea fuente y caso base, 5.000 ft

Se observa que el calentamiento es uniforme aunque con el transcurso del tiempo el calor se centra en el eje longitudinal de los pozos. Como se observa el talón y el dedo de los pozos están más fríos. Para el 2.001 se ha formado una zona caliente entre los pozos que favorece la producción al establecer una buena comunicación entre ambos. Luego este frente térmico avanza hasta llegar a tope y la base de la formación (año 2.004), lo que implica una pérdida de calor adicional hacia las formaciones suprayacente y subyacente respectivamente. Finalmente se observa que para el 2.006 la temperatura promedio en el yacimiento ha disminuido considerablemente. A este momento corresponde una tasa menor de petróleo por el enfriamiento (por la extracción de calor con la producción de fluidos) y a la disminución de la presión promedio en el yacimiento.

Por otra parte y a diferencia del caso base, la cámara de vapor es más extensa y se forma de manera más uniforme hacia el centro del eje longitudinal de los pozos y no en el talón. La cámara de vapor crece verticalmente por encima del pozo inyector hasta llegar rápidamente al tope de la formación. Luego se extiende en la dirección lateral para luego eventualmente llenar gran parte del volumen del yacimiento con vapor.

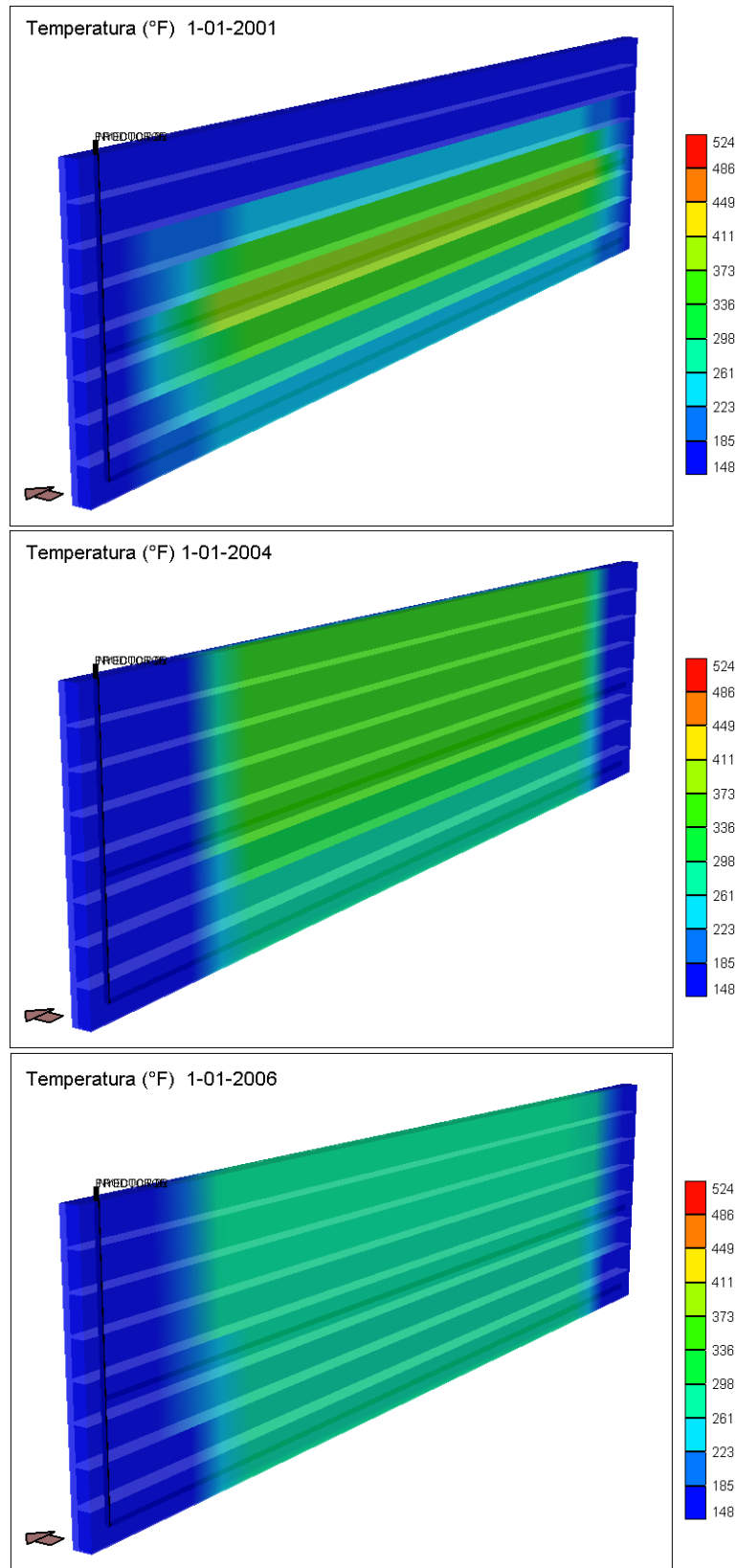


Figura 3.10: Perfil de temperatura, modelo de línea fuente, 5.000 ft



En la figura 3.11 se presenta el perfil de saturación de vapor en el yacimiento donde se puede observar la evolución de la cámara de vapor. Se puede observar los límites que delimitan la cámara de vapor (forma de triángulo invertido) que corresponden a la interfase petróleo-vapor a través de la cual fluirá el petróleo hacia el pozo productor. El drenaje del petróleo por gravedad toma lugar ya que se puede observar cómo la saturación de vapor en el tope de la formación varía entre 40 y 60% al desplazarse el petróleo de alta movilidad hacia la base del yacimiento por efecto de la gravedad.

El perfil de saturación de agua en el yacimiento muestra la gran cantidad de vapor condensado que se concentra alrededor del pozo inyector. Para el año 2.005 con la acumulación de calor alrededor y por encima de los pozos la condensación ocurre mayormente en la interfase petróleo vapor de la cámara de vapor. Sin embargo el drenaje por gravedad toma lugar desde el comienzo. Para el año 2.003 la zona entre los pozos se encuentra llena de una mezcla de agua y vapor de entre 40 y 25% de saturación respectivamente.

Pero, ¿a qué se debe la diferencia en la distribución del vapor entre los dos modelos? Para contestar esta pregunta debemos entender la forma en que operan ambos modelos. Para la simulación los pozos están definidos dentro de las celdas del mallado fundamental. Por otra parte, el intervalo abierto a producción o inyección del pozo está definido como perforaciones en cada una de las 25 celdas que definen la sección horizontal. Luego, para el control de los pozos durante la simulación se asignan límites de tasas máximas de flujo como control primario, ya sea para inyección (vapor, medido en barriles de agua equivalente) o para producción (agua, petróleo y gas). El límite secundario es la presión de fondo en el pozo, esto es presión de fondo fluyente para el pozo productor y presión de inyección para el pozo inyector.

La diferencia fundamental está en la representación de la presión interna dentro de los pozos. Al operar a una tasa fija se calcula la presión de fondo en el pozo que garantice la tasa de flujo distribuida entre las 25 celdas que definen la sección horizontal. Pero cada modelo tiene ecuaciones de flujo distintas que acoplan el hoyo a la celda.

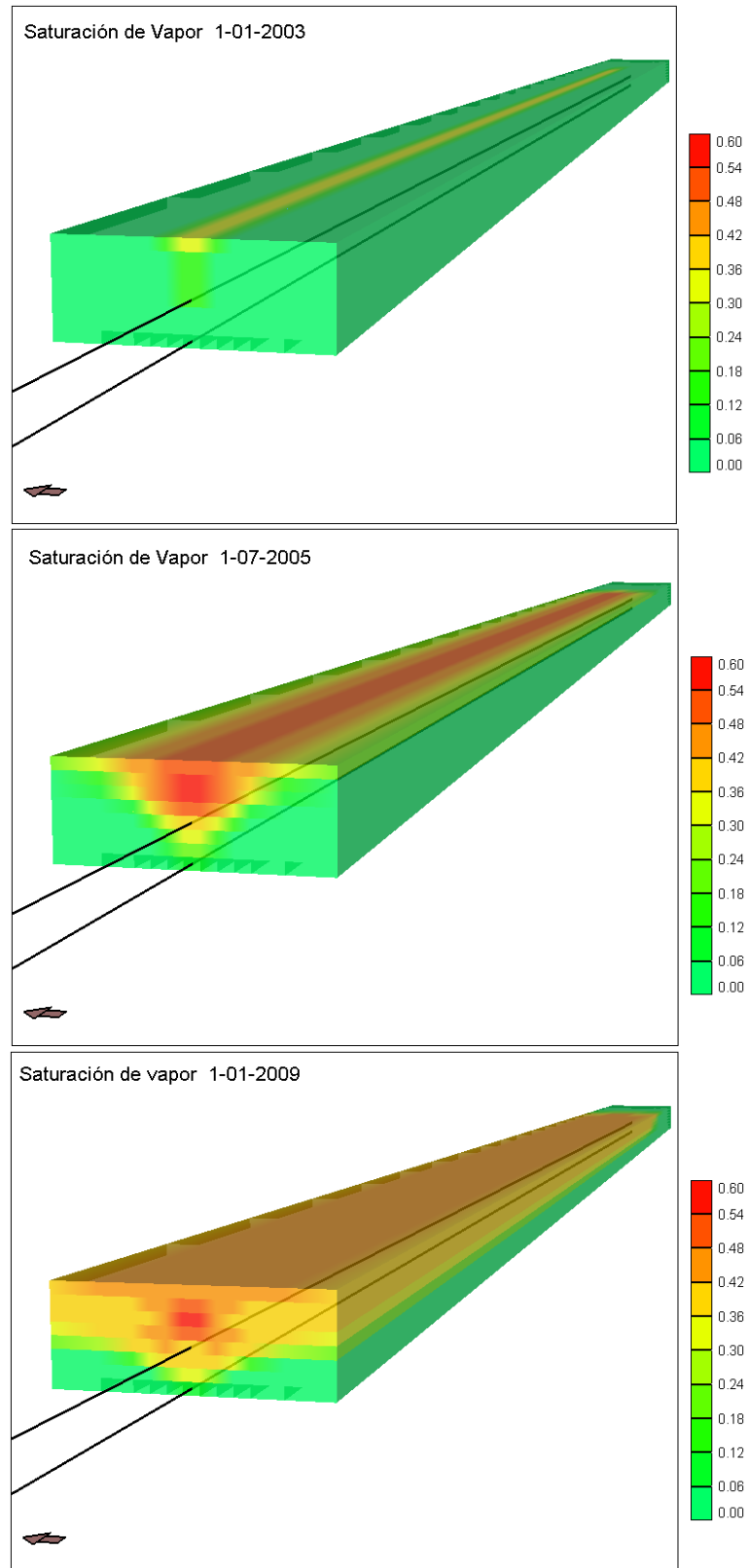


Figura 3.11: Perfil de saturación de vapor, modelo de línea fuente, 5.000 ft

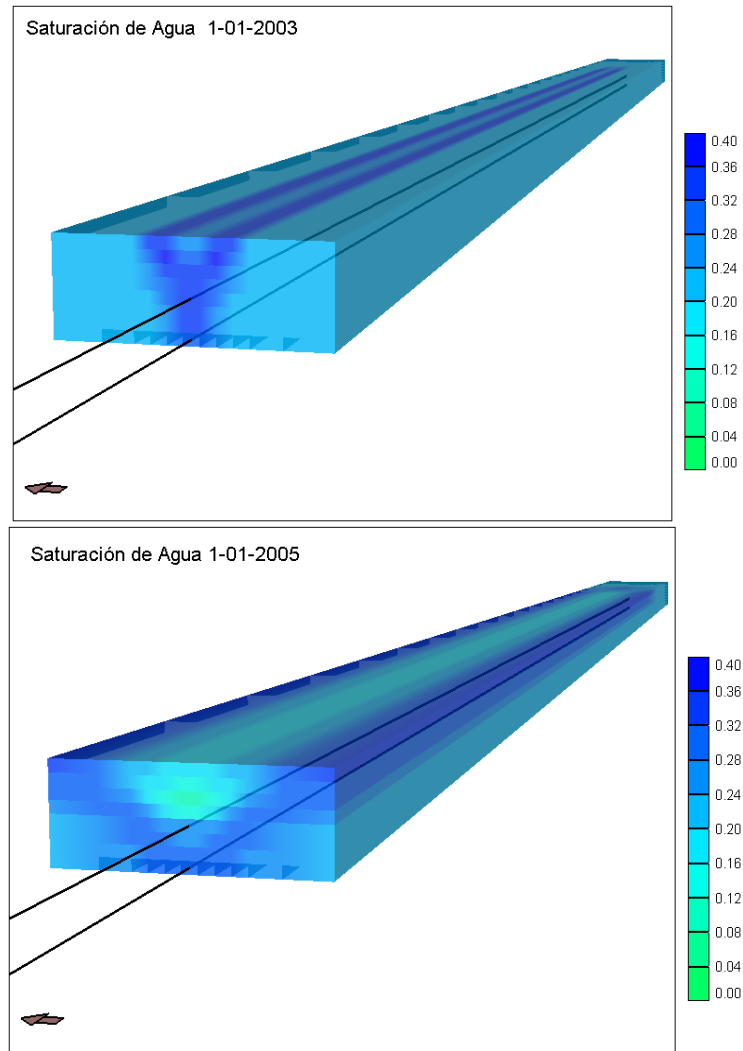


Figura 3.12: Perfil de saturación de agua, modelo de línea fuente, 5.000 ft

El modelo de hoyo discretizado modela el flujo de fluidos y del calor en el hoyo y entre el hoyo y el yacimiento de manera simultánea. Por su parte el modelo de línea fuente asigna la misma presión de fondo a todas las celdas que es calculada según el flujo máximo definido. Para el caso del pozo productor, al alcanzarse la mínima presión de fondo permitida se calcula la tasa en función de este valor.

a) Modelo de línea fuente:

Para cada sección del pozo dentro de una celda, STARS resuelve la ecuación de flujo entre el radio efectivo de la celda y el radio del hoyo. Se desarrolla un índice de pozo equivalente según la caída de presión apropiada con la siguiente ecuación general:

$$q_{jk} = I_k \left( \frac{k_{rj}}{\mu_j} \right)_k (P_{wfk} - P_k) \quad (3.1)$$

donde:

- ✓  $q_{jk}$  = tasa de flujo de la fase  $j$  en la capa  $k$  (positiva para la inyección y negativa para la producción),  $BY/d$ .
- ✓  $k_{rj}$  = permeabilidad relativa la fase  $j$  en la capa  $k$ .
- ✓  $\mu_j$  = viscosidad la fase  $j$  en la capa  $k$ .
- ✓  $P_{wfk}$  = presión del hoyo productor de la capa  $k$ ,  $psi$ .
- ✓  $P_k$  = presión de la celda del mallado,  $psi$ .

El término  $I_k$  representa el índice de productividad o inyectividad de la fase  $j$  para la capa  $k$  y está dado según la ecuación:

$$I_k = \frac{2\pi \cdot h \cdot K}{Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.2)$$

donde:

- ✓  $h$  = espesor de la capa,  $ft$ .
- ✓  $K$  = permeabilidad absoluta,  $md$ .
- ✓  $r_w$  = radio del pozo,  $ft$ .
- ✓  $r_e$  = radio equivalente de drenaje de la celda, definido por:

$$r_e = CC \sqrt{\frac{\Delta x^2 + \Delta y^2}{\pi}} \quad (3.3)$$

donde:

- ✓  $CC$  = factor de geometría del pozo calculado en la simulación según las palabras claves (*keywords*) utilizadas en la definición del pozo.
- ✓  $\Delta x$  y  $\Delta y$  = dimensiones de la celda,  $ft$ .

En referencia a la inyección de vapor, ésta es controlada por la ecuación 3.1. La temperatura de inyección a 500 °F corresponde a la temperatura de la mezcla de agua-vapor que sale de la caldera. A esta temperatura corresponde una presión de saturación de 684 *psi*. Pero la presión que tiene el vapor en el pozo se calcula en función del diferencial de presión que garantice el flujo de vapor del pozo al yacimiento a la tasa fijada. En el modelo de línea fuente para los cálculos de flujo, todas las celdas que contienen al pozo tienen valores de saturación, petróleo y vapor. El vapor presente en cada celda del pozo siempre se encuentra a condiciones de saturación, esto quiere decir que con la disminución de la presión del vapor en el hoyo para el cálculo del diferencial de presión dado con la continua disminución de la presión del yacimiento, el simulador disminuye la temperatura del vapor para mantener la condición de saturación de 80% de calidad.

El modelo de línea fuente calcula entonces la inyección de vapor a través de toda la sección horizontal del pozo controlando todas las variables. Los cálculos constituyen entonces un modelo integrado que resuelve las ecuaciones de flujo en base a la inyección de vapor constante en 400 *BN/d* de agua equivalente durante todos los intervalos de tiempo. Para esto debe:

- ◆ Calcular un diferencial de presión igual para cada una de las celdas y diferente para cada intervalo de tiempo que en conjunto garanticen la inyección en 400 *BN/d* de agua equivalente.
- ◆ Envolver en el cálculo la variación en el tiempo de la permeabilidad relativa (dada por la saturación de los fluidos), la viscosidad de los fluidos (dada por los cambios de temperatura) y la variación de la presión en las celdas cercanas al pozo.

Las presiones dentro de la sección horizontal del pozo no son representadas en el modelo de línea fuente y tampoco se presentan en los resultados de la simulación (archivo de salida). Estas sólo se toman en cuenta para los efectos del cálculo de las ecuaciones de flujo que establecen la conexión entre el pozo al yacimiento. Para la representación del diferencial de presión entre las secciones del pozo y el yacimiento, se graficó la presión en las celdas de la sección horizontal del pozo y las celdas que están por encima y por debajo del pozo.

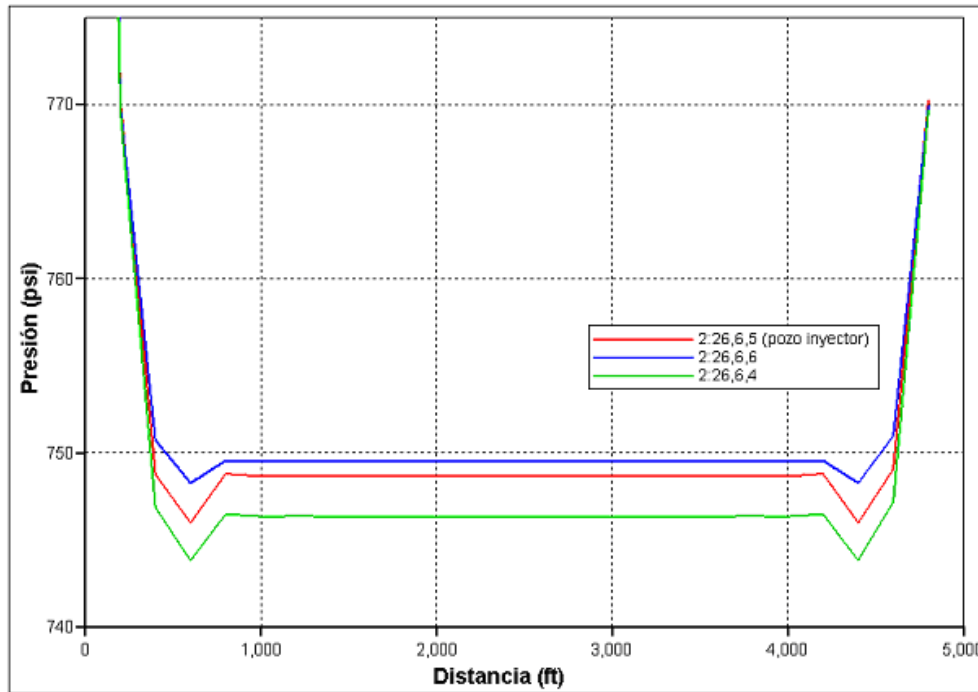


Figura 3.13: Presión vs. distancia, pozo inyector, línea fuente, 5.000 ft (01/2001)

El cálculo de la presión de inyección se hace en base a inyectar la misma cantidad de vapor en todas las celdas del pozo (excepto los extremos). Esto origina la simetría en las curvas de presión y tasa de vapor versus distancia con respecto al centro de la sección horizontal (a 2.500 pies). La curva roja en la figura 3.13 es la presión en las celdas que contienen el pozo a lo largo de la sección horizontal. El simulador ajusta la presión en la sección horizontal del pozo de manera tal que el diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento es el mismo para todas las celdas del pozo. En la capa debajo del pozo ( $k = 6$ , curva azul) no hay inyección ya que la presión es mayor a la presión del pozo, caso contrario a la capa superior ( $k = 4$ , curva verde). Esto muestra que la inyección de vapor es hacia el tope del yacimiento (al año 2.001).

El diferencial de presión es pequeño (4 *psi*) pero hay inyección. Las presiones hacia el talón y el dedo del pozo (picos en las curvas, figura 3.13) representan una variación en la presión de inyección de menos de 3 *psi* con respecto al resto de la sección horizontal (líneas horizontales) aunque el diferencial de presión es el mismo excepto para la primera y la última celda donde no hay inyección. Esto se debe a imprecisiones en los cálculos y por el efecto de

las zonas aledañas. La distribución de la inyección del vapor a lo largo de la sección horizontal del pozo inyector se presenta en la siguiente figura:

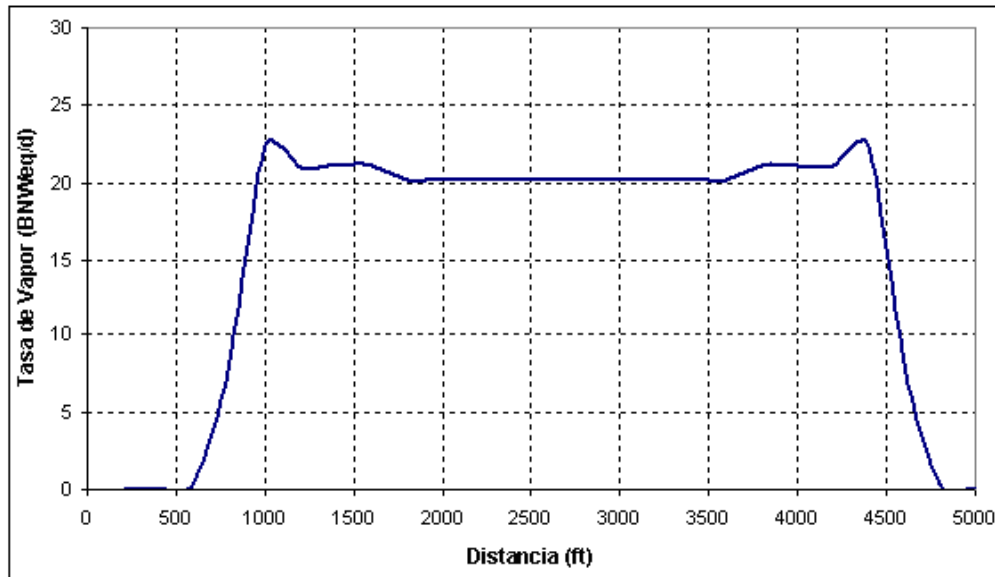


Figura 3.14: Qvap vs. distancia, pozo inyector, línea fuente, 5.000 ft (01/2001)

En la producción de fluidos el procedimiento de cálculo es el mismo. En base a las mismas ecuaciones descritas para el flujo entre cada sección del pozo y la celda que lo contiene, se calcula una presión de fondo fluyente en el pozo productor que origina un mismo diferencial de presión para todas las secciones del pozo, que al ser graficado con la distancia exhibe también simetría con respecto a la mitad de la sección horizontal del pozo productor, y siempre para producir dentro de los límites. Esto se muestra en la figura 3.15.

A cada intervalo de tiempo esta presión de fondo fluyente en el pozo productor va disminuyendo hasta llegar al límite de 40 *psi*. A partir de entonces la tasa de petróleo y vapor condensado se calculará fijando la presión de fondo fluyente en este valor. El diferencial de presión entre el yacimiento y la presión de fondo fluyente de 40 *psi*, junto con el cambio en las movibilidades de los fluidos dentro del yacimiento, distribuye el flujo de fluidos dentro de la sección horizontal del pozo productor también de manera simétrica como se muestra en la figura 3.16.

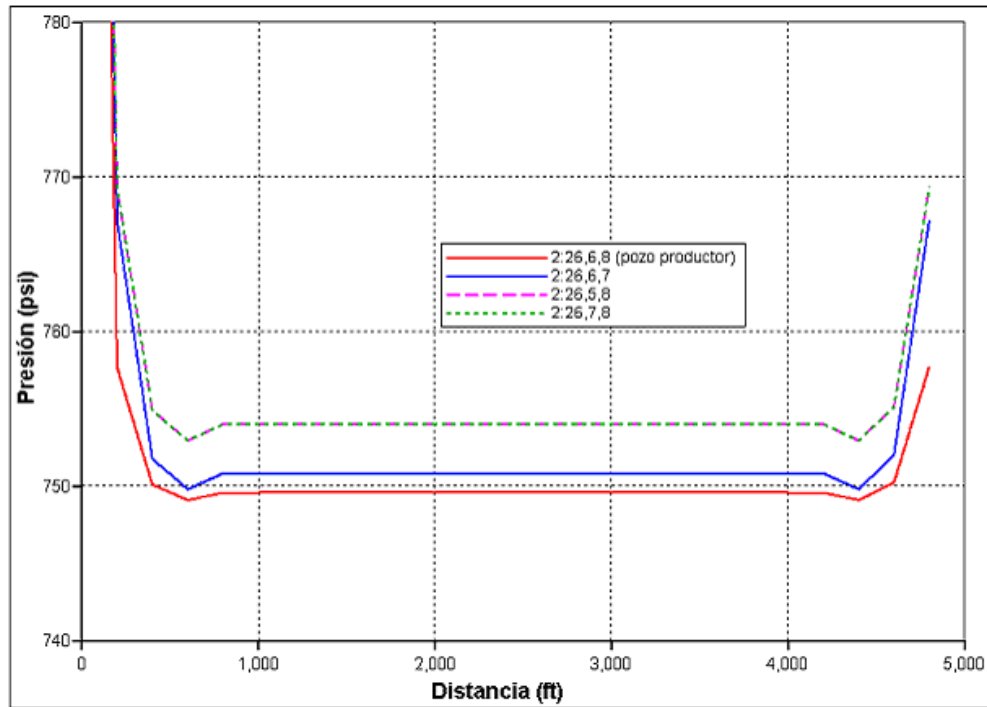


Figura 3.15: Presión vs. distancia, pozo productor, línea fuente, 5.000 ft (01/2001)

El cálculo en la distribución de la tasa es casi constante con 60% de la sección horizontal del pozo produciendo a  $17 \text{ BN/d}$  y permaneciendo según la misma distribución por toda la vida del proceso, aunque a menor tasa después del 2.005. A diferencia del caso base (figura 3.5), el grueso de la producción no se concentra en el talón.

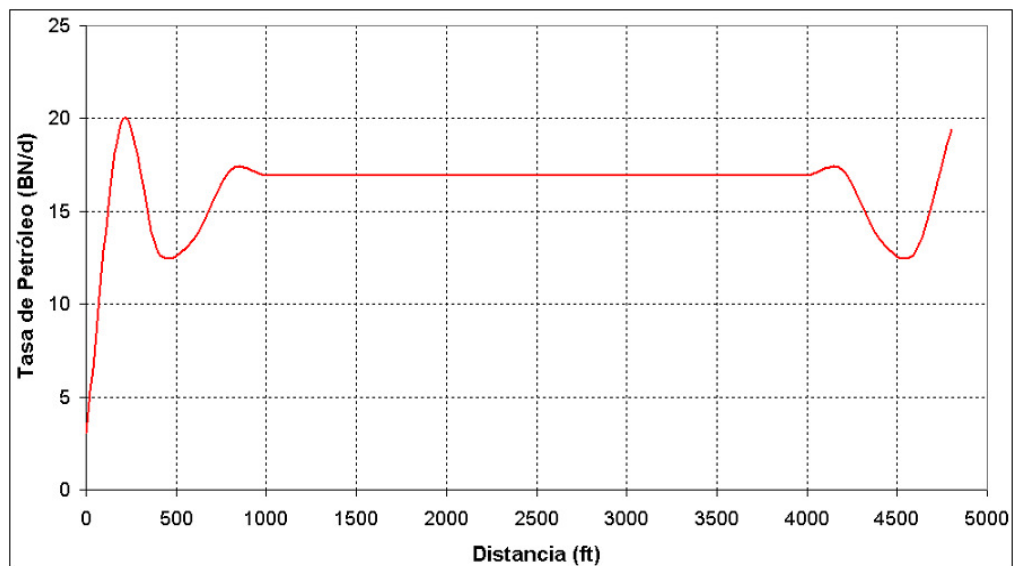


Figura 3.16:  $Q_{vap}$  vs. distancia, pozo inyector, línea fuente, 5.000 ft (01/2001)



La diferencia en la tasa de producción entre el modelo de línea fuente y el caso base está dada en gran parte por la forma en que se calcula el diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento. No sólo el diferencial de presión en la ecuación 3.1 del modelo de línea fuente es constante para cada celda sino también la permeabilidad relativa para cada fase y la viscosidad del crudo. En particular, la viscosidad del petróleo estará dada por la temperatura que es la misma en todas las secciones del pozo. Esto origina una viscosidad constante en el pozo productor. La viscosidad mayor en el talón y el dedo del pozo de la figura 3.17 no tiene mayor incidencia en el flujo al no haber diferencial de presión entre las celdas y el pozo.

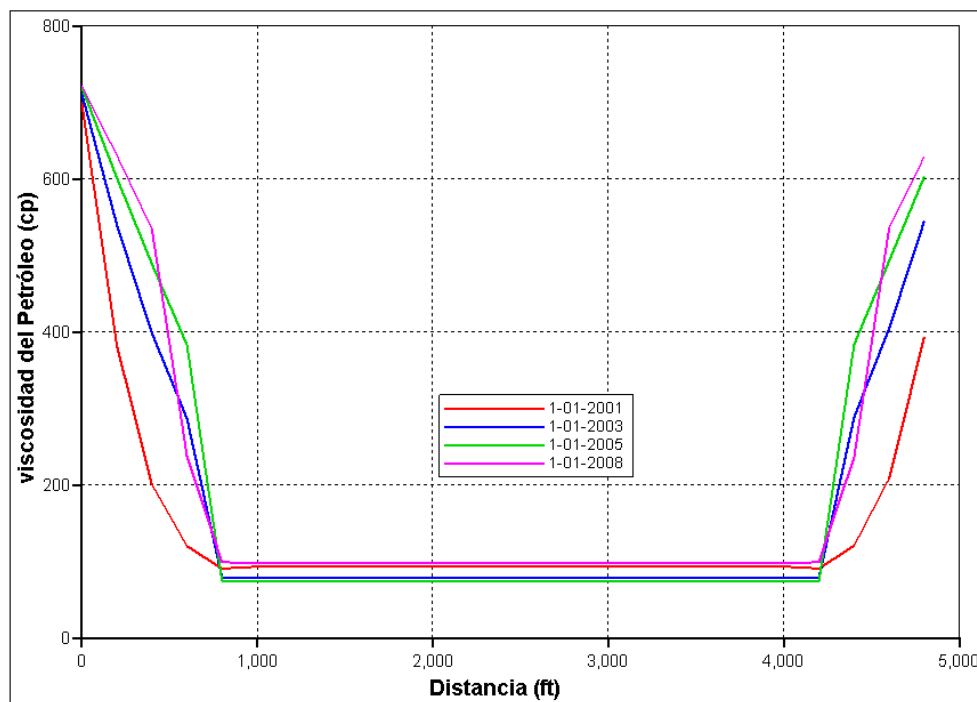


Figura 3.17:  $\mu_o$  vs. distancia, pozo productor, modelo de línea fuente, 5,000 ft

En definitiva la tasa, de inyección y de producción, se distribuye equitativamente entre las celdas de la sección horizontal donde las propiedades involucradas en la ecuación de flujo son constantes para cada celda y cambian para cada intervalo de tiempo. Para el pozo productor el total de la sumatoria de las tasas de cada celda de la sección horizontal será la que fluirá en la sección vertical para ser producida hasta la superficie. La eficiencia del proceso está ligada al desempeño de la cámara de vapor que regirá el volumen calentado y el sostenimiento de la presión en el yacimiento por mayor tiempo.

b) Modelo de hoyo discretizado:

Para la inyección y producción el modelo resuelve las ecuaciones de flujo dentro de la sección horizontal. El simulador traslada las ecuaciones de flujo en la tubería a las ecuaciones de la ley de Darcy. Para esto se asignan propiedades tales como la porosidad (corresponde el valor de 1) y la permeabilidad entre otras al hoyo en la cual se equipara el flujo en la tubería a la ecuación de velocidad en los medios porosos. La ecuación de velocidad en medios porosos en la dirección  $x$  está dada por:

$$v = - \left( \frac{Kk_r}{\mu} \right) \left( \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) \quad (3.4)$$

donde:

- ✓  $K$  = permeabilidad absoluta, *md*.
- ✓  $k_r$  = permeabilidad relativa.
- ✓  $\mu$  = viscosidad, *cp*.
- ✓  $\partial \Phi / \partial x$  = diferencia de potencial, *psi/ft* (consiste en la sumatoria de las fuerzas de fricción, de gravedad y de viscosidad).

En la diferencia de potencial se incluye la caída de presión por fricción, la cual es calculada por la correlación de Dukler de acuerdo el régimen de flujo y el tipo de fluido (bifásico o monofásico). La ecuación de velocidad para el flujo homogéneo en la tubería está dada por:

$$v^2 = \left( \frac{r_w}{\rho f} \right) \left( \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) \quad (3.5)$$

donde:

- ✓  $r_w$  = radio del pozo, *ft*.
- ✓  $f$  = factor de fricción de Fanning.
- ✓  $\rho$  = densidad, *lb/ft<sup>3</sup>*.

Para el flujo laminar en la tubería el factor de fricción de Fanning se calcula como  $f = 16/Re$ , donde  $Re$  es el número de Reynolds dado por:

$$\text{Re} = \frac{2v\rho r_w}{\mu} \quad (3.6)$$

Al calcular el factor de fricción con el número de Reynolds según la ecuación 3.6, sustituyendo en la ecuación 3.5 e igualando la ecuación resultante con la ecuación 3.4, se obtiene la ecuación para evaluar la permeabilidad (velocidad de flujo) en el hoyo discretizado para flujo laminar dada por:

$$K = \left( \frac{r_w^2}{8k_r} \right) \quad (3.7)$$

La expresión para el flujo turbulento es más compleja y depende también del factor de fricción, de la viscosidad, y la densidad del fluido. También se evalúa a partir de las ecuaciones 3.4 y 3.5 como:

$$K = \frac{\mu}{k_r} \sqrt{\frac{r_w}{\rho \cdot f} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \left( \frac{\partial x}{\partial \Phi} \right)} \quad (3.8)$$

donde el factor de fricción para un flujo turbulento se calcula con la ecuación de Colebrook definida como:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4 \log \left( \frac{1}{2\varepsilon} \right) + 3,48 - 4 \log \left( 1 + \frac{9,35}{2\varepsilon \text{Re} \sqrt{f}} \right) \quad (3.9)$$

y  $\varepsilon$  es la aspereza relativa en las paredes de la tubería (adimensional). La permeabilidad se actualiza en cada intervalo de tiempo y su valor depende del patrón de flujo y la composición del fluido. El flujo de fluidos y de energía entre una sección del hoyo y una celda del mallado recibe el mismo tratamiento como entre dos celdas individuales. La ecuación de Peaceman se emplea para calcular las transmisibilidades (índice de pozo) entre las secciones del hoyo y el yacimiento para cada fase:

$$T_j = \frac{2\pi\Delta x \sqrt{K_x K_y}}{\text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left( \frac{k_{rj}}{r_j \mu_j} \right) \quad (3.10)$$

donde  $r_j$  es el factor de resistencia residual para el componente de adsorción de la fase que varía entre 0 y 1 (el valor por defecto es 1). El radio de drenaje equivalente de la celda  $r_e$ , se obtiene de:

$$r_e = 0,28 \frac{\left( \sqrt{\frac{K_z}{K_y} \Delta y^2} + \sqrt{\frac{K_y}{K_z} \Delta z^2} \right)^{1/2}}{\sqrt[4]{\frac{K_z}{K_y}} + \sqrt[4]{\frac{K_y}{K_z}}} \quad (3.11)$$

Para el flujo de fluidos dentro de los hoyos discretizados el simulador calcula el número de Reynolds en cada intervalo de tiempo, y cuando el flujo se vuelve turbulento aplica una cuña apropiada entre la fase líquida y la fase gaseosa. Esto es para evitar el deslizamiento de la fase gaseosa sobre la fase líquida por tener una mayor velocidad de flujo. El simulador calcula entonces la permeabilidad (velocidad de flujo) en cada sección del pozo (ecuaciones 3.7 y 3.8) y con las dimensiones de la celda se calcula la transmisibilidad entre la sección del hoyo y la celda que la contiene (ecuación 3.10).

En la tabla 3.1 se presentan los cálculos hechos por el simulador en cada sección del pozo inyector correspondiente a una celda. Los valores de transmisibilidades para cada sección del pozo en la tabla son usados para el cálculo del flujo al multiplicarlos por el diferencial de presión entre la celda y el pozo (drawdown) y según la siguiente conversión:

$$1 \text{ ft.darcy} = 1,127 \text{ Bbl.cp/psi.d}$$

Patrón de Flujo	K (darcy)	Transmisib. (ft.md/cp)	Cuña (Gas Slip)	Celda
Turbulento	5,70E+09	4,97E+06	1,1597	2,6,5
Turbulento	2,23E+10	9,74E+06	1,1469	3,6,5
Turbulento	2,30E+10	1,00E+07	1,1491	4,6,5
Turbulento	2,36E+10	1,03E+07	1,1494	5,6,5
Turbulento	2,41E+10	1,05E+07	1,1509	6,6,5
Turbulento	2,46E+10	1,07E+07	1,153	7,6,5
Turbulento	2,51E+10	1,10E+07	1,1552	8,6,5
Turbulento	2,57E+10	1,12E+07	1,1574	9,6,5
Turbulento	2,63E+10	1,15E+07	1,1598	10,6,5
Turbulento	2,70E+10	1,18E+07	1,1623	11,6,5
Turbulento	2,77E+10	1,21E+07	1,1649	12,6,5
Turbulento	2,85E+10	1,24E+07	1,1676	13,6,5
Turbulento	2,93E+10	1,28E+07	1,1704	14,6,5
Turbulento	3,03E+10	1,32E+07	1,1733	15,6,5
Turbulento	3,13E+10	1,37E+07	1,1764	16,6,5
Turbulento	3,26E+10	1,42E+07	1,1797	17,6,5
Turbulento	3,40E+10	1,48E+07	1,1832	18,6,5
Turbulento	3,56E+10	1,55E+07	1,1869	19,6,5
Turbulento	3,75E+10	1,64E+07	1,1926	20,6,5
Turbulento	3,98E+10	1,74E+07	1,2005	21,6,5
Turbulento	4,26E+10	1,86E+07	1,2093	22,6,5
Turbulento	4,64E+10	2,03E+07	1,2193	23,6,5
Turbulento	5,17E+10	2,26E+07	1,2339	24,6,5
Turbulento	6,00E+10	2,62E+07	1,2527	25,6,5
Turbulento	7,73E+10	3,37E+07	1,2813	26,6,5

Tabla 3.1: Cálculos del hoyo discretizado, pozo inyector, 5.000 ft (01/2001)

Las permeabilidades no se refieren a un medio poroso sino a la tubería. Lo que determina la tasa de flujo de vapor desde la sección horizontal hacia el yacimiento, es el diferencial de presión entre la sección del hoyo y el yacimiento, junto con las transmisibilidades. En este modelo el simulador sí grafica la presión dentro del hoyo a lo largo de la sección horizontal (curva roja, figura 3.18), pero no grafica la presión en las celdas que contienen el pozo. Esta solo se puede ver en el archivo de salida que presenta un valor de presión para cada celda correspondiente a un tiempo dado.

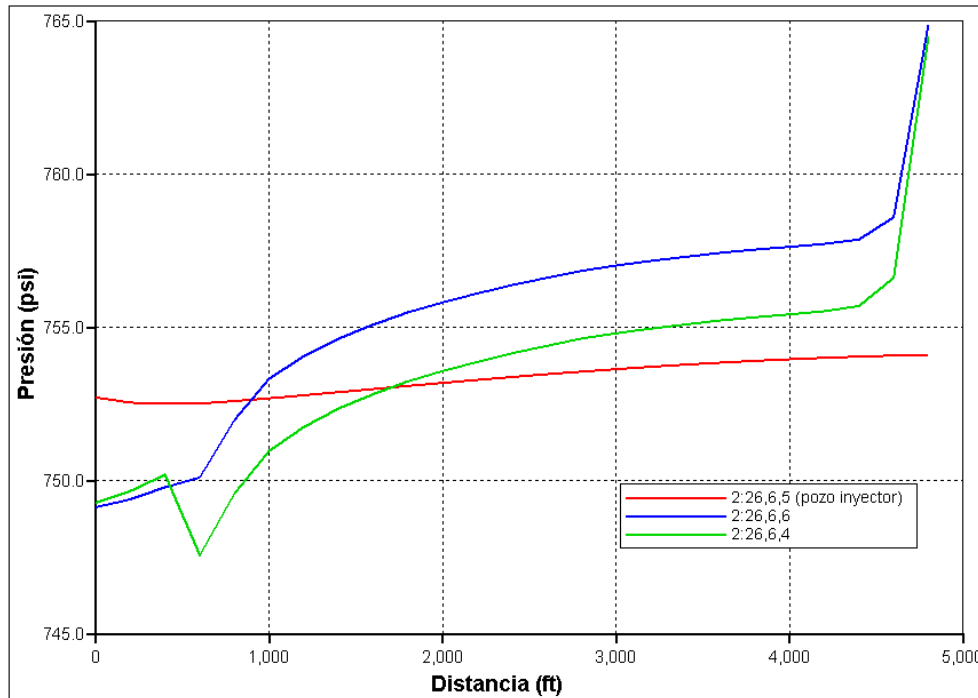


Figura 3.18: Presión vs. distancia, pozo inyector, caso base, 5.000 ft (01/2001)

Las nueve primeras celdas (de 0 a 1.800 pies) presentan un diferencial de presión favorable para la inyección, aunque solo las cuatro primeras (de 0 a 800 pies) pueden inyectar vapor en la dirección vertical por debajo del pozo inyector. Sin embargo, las transmisibilidades calculadas en las tres primeras celdas junto con el diferencial de presión, son lo suficientemente altas como para inyectar la totalidad de la tasa de vapor (figura 3.19). Se observa cómo la presión en el pozo inyector (curva roja) varía con la distancia a diferencia del modelo de línea fuente (figura 3.13), aunque esta variación no es mayor a 2 *psi* en toda la longitud del pozo. El cálculo de la presión de inyección es hecho con las ecuaciones de flujo en el pozo en dirección desde la primera (2,6,5) hasta la última celda (26,6,5). La variación de la presión de inyección a lo largo del pozo inyector originará zonas de mayor presión en el yacimiento desde el primer día, haciendo que la presión de las celdas del yacimiento varíe en la dirección del eje *x* y través del tiempo para una misma capa (curvas verde y azul).

La distribución de la tasa de inyección de vapor a lo largo de la sección horizontal del pozo inyector se muestra en la figura 3.19. La curva azul corresponde a la inyección de vapor según la distribución de presión de la figura 3.18. Para el año 2.009 el diferencial de presión es positivo en todas las celdas lo que permite la inyección de vapor en casi toda la longitud de la

sección horizontal del pozo, sumado a que las transmisibilidades de las primeras celdas son menores con respecto a la tabla 3.1. Esta curva (verde) presenta las mismas anomalías descritas en la figura 3.5 originadas por errores en la saturación de vapor dentro de las secciones del hoyo.

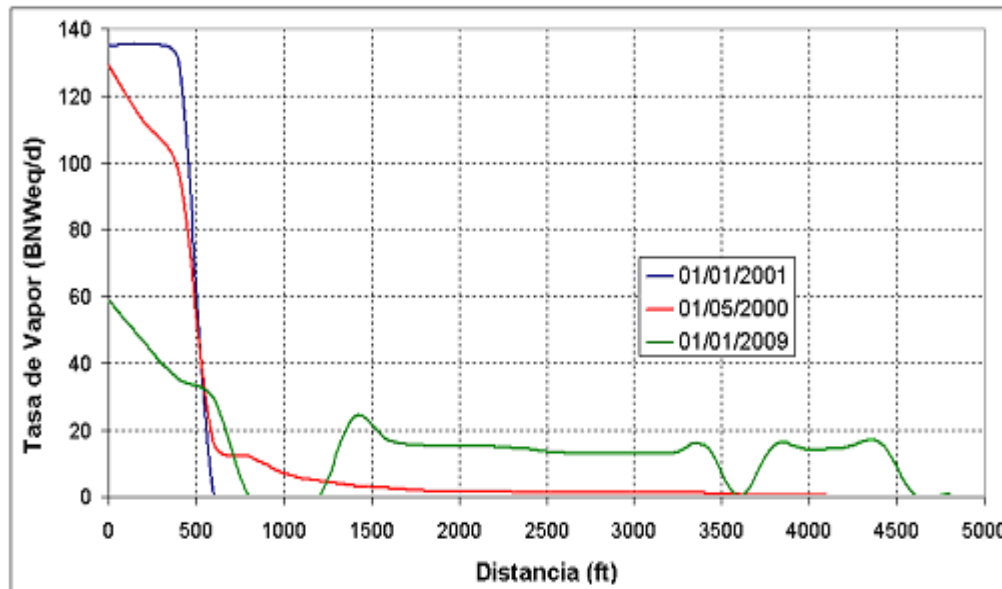


Figura 3.19: Qvap vs. distancia, pozo inyector, caso base, 5.000 ft (01/2001)

Un aspecto importante es el hecho de que en los momentos en que la inyección de vapor es sólo por el talón del pozo no existe saturación de vapor en el resto de las secciones del pozo (hay solo saturación de agua y petróleo). La saturación de vapor dentro de las secciones del talón que inyectan vapor es casi 100%. Para el modelo de línea fuente todas las celdas de la sección horizontal del pozo presentan algún valor de saturación de agua y petróleo; las celdas centrales donde se inyecta el vapor presentan saturación de vapor de entre 20 y 30%, el resto es agua y petróleo.

El vapor en las primeras secciones del hoyo discretizado del pozo inyector, se mantiene a condiciones de saturación, y la temperatura estará dada por la presión de inyección fijada en la primera celda. Los cálculos de flujo en el pozo desde la primera celda y hacia el dedo del pozo determinarán la presión del resto de las secciones. A la presión de saturación de 752,7 *psi* en la figura 3.18 corresponde una temperatura de saturación de 510,8 *°F*, las demás secciones del pozo por no contener vapor estarán a menor temperatura (figura 3.20).

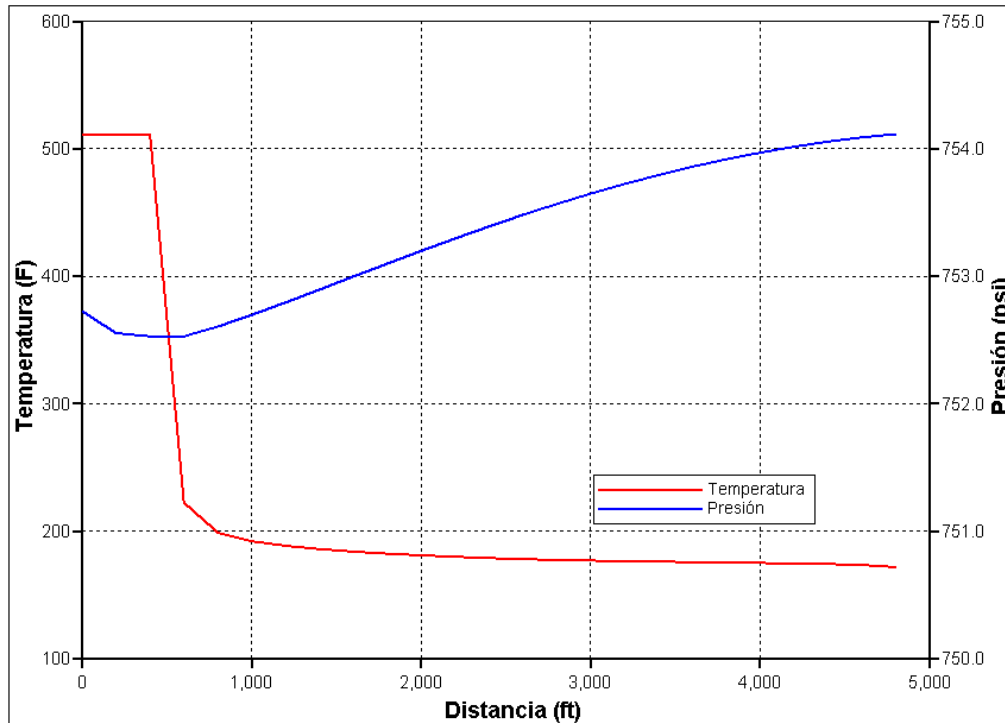


Figura 3.20: P y T vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft (01/2001)

De la misma manera que para el cálculo del flujo dentro de la sección horizontal del pozo inyector, el simulador realiza los cálculos de permeabilidad (velocidad de flujo) y transmisibilidad para cada sección del hoyo discretizado que representa al pozo productor. A estas celdas corresponden en su mayoría un flujo tipo laminar pero que se vuelve turbulento sólo en las dos primeras celdas de la sección horizontal del pozo, es decir, en el talón del pozo donde se concentran el petróleo y el vapor condensado que fluyen dentro de la tubería desde el dedo del pozo, y el petróleo y vapor condensado que fluyen hacia el pozo desde la zona del yacimiento de alta movilidad.

Los patrones de flujo en las secciones del hoyo discretizado del pozo productor en la tabla 3.2 permanecen casi constantes durante toda la vida del proceso. Pero el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia la sección horizontal del pozo productor se deberá fundamentalmente al diferencial de presión (drawdown) entre el yacimiento y cada sección del tramo horizontal de la tubería, con la característica favorable en el talón del pozo hacia donde fluye el petróleo de alta movilidad.



Patrón de Flujo	K (darcy)	Transmisib. (ft.md/cp)	Cuña (Gas Slip)	Celda
Turbulento	1,62E+11	2,20E+08	1	2,6,8
Turbulento	2,65E+11	1,81E+08	1	3,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	4,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	5,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	6,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	7,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	8,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	9,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	10,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	11,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	12,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	13,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	14,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	15,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	16,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	17,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	18,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	19,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	20,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	21,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	22,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	23,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	24,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	25,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	26,6,8

Tabla 3.2: Cálculos del hoyo discretizado, pozo productor, 5.000 ft (01/2001)

En la figura 3.21 se observa una caída de presión con la producción a lo largo de la sección horizontal del pozo productor a diferencia de la figura 3.15, aunque ésta no es mayor a 5 *psi* para la fecha mostrada. El diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento es siempre favorable para la producción pero será la movilidad del crudo el factor determinante en la producción de cada sección de la tubería como se explicó en la descripción de la figura 3.5. Se debe tener siempre en cuenta que el yacimiento contiene crudo pesado que tiene una alta viscosidad

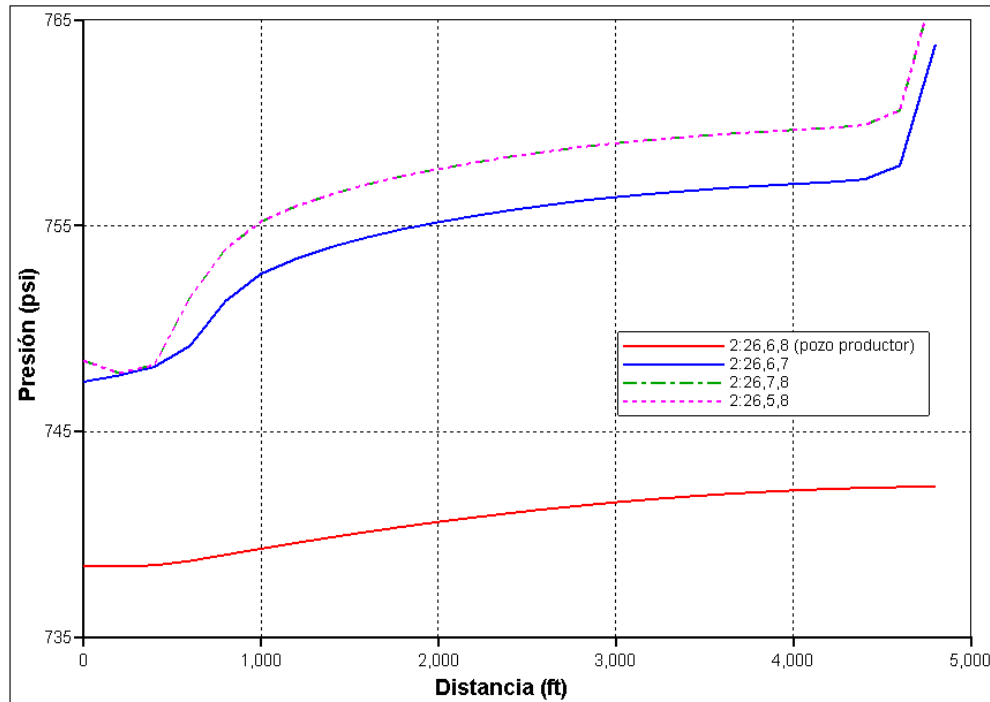


Figura 3.21: Presión vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft (01/2001).

Por último se menciona el hecho de que la presión de fondo del pozo productor en el caso base es la presión de la primera celda de la sección horizontal. La presión en el resto de las celdas será mayor, no así para el modelo de línea fuente donde todas las celdas tienen la misma presión. El cálculo de las presiones en el resto de la sección horizontal está dado por la caída de presión con la producción debida al flujo, la cual se ajusta en el talón del pozo con la presión de fondo fluyente ajustada a su vez desde el cabezal. Esto se ilustra en la (figura 3.22).

De la gráfica 3.22 se quiere destacar una importante observación: la caída de presión con la producción dentro del hoyo se calcula por correlaciones como se explica en la definición de la ecuación 3.4, y se incluye solo para el flujo turbulento en la ecuación 3.8, patrón de flujo que se presenta dentro del hoyo hacia la zona del talón del pozo (tabla 3.2) y será el causante de una mayor caída de presión en el talón en comparación al resto de la sección horizontal. Por otro lado, esta caída de presión dependerá también de la viscosidad del petróleo y la tasa de flujo. A pesar de haber una viscosidad de petróleo mayor más allá del talón del pozo (figura 3.23), la caída de presión en esta zona es menor por presentar flujo laminar y a una tasa más baja. Finalmente, resulta difícil establecer la relación que tiene la caída de presión con la tasa

de flujo ya que para poder establecer comparaciones se necesitarían distintos casos en los que circule por el hoyo un fluido de la misma composición y con la misma viscosidad.

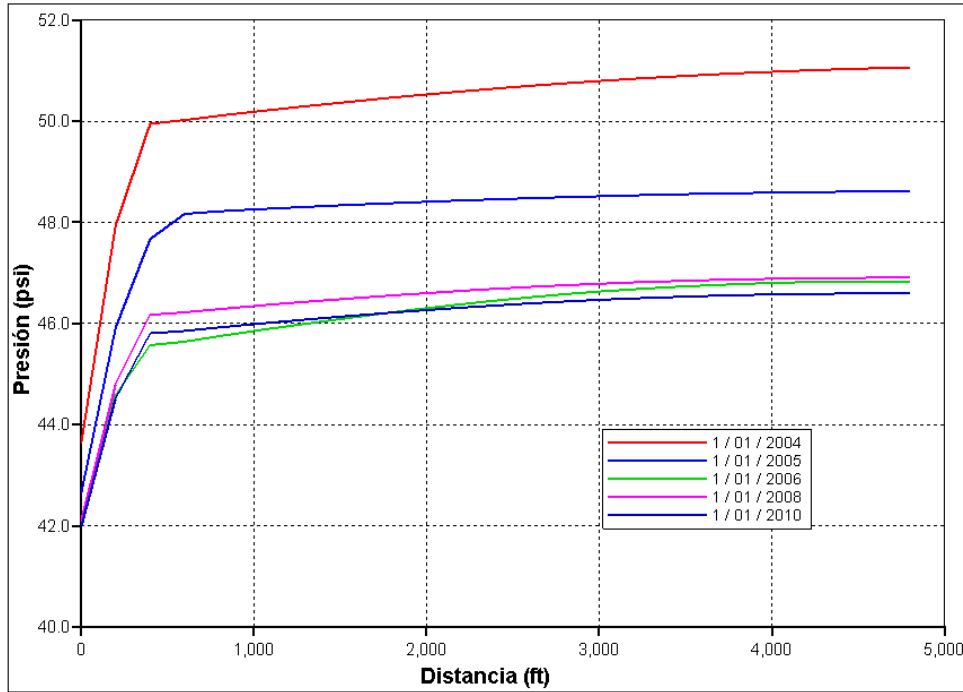


Figura 3.22: Presión vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft.

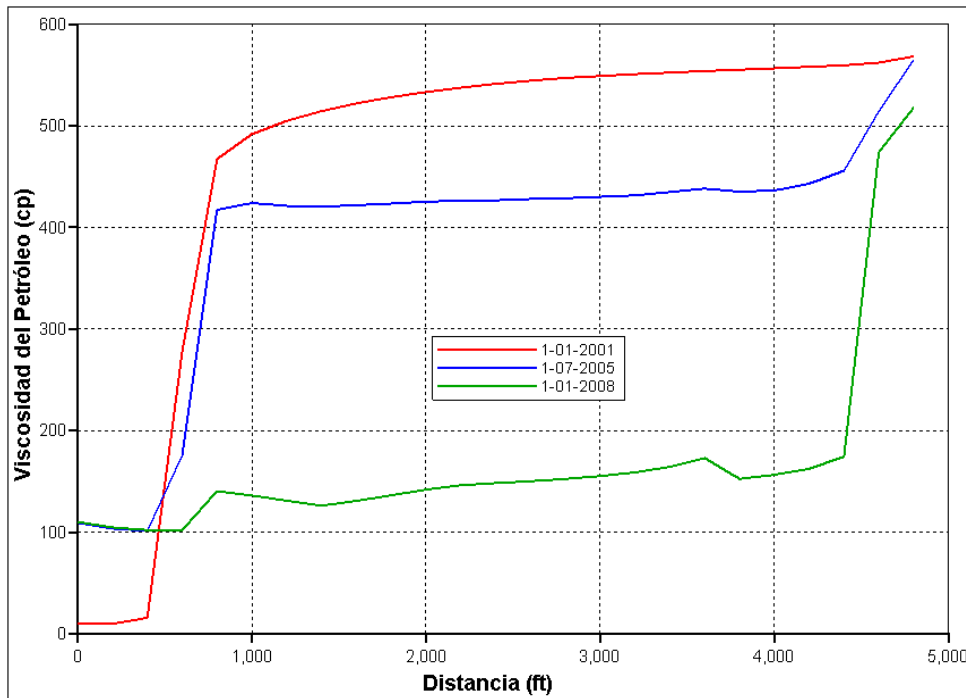


Figura 3.23:  $\mu_o$  vs. distancia, pozo productor, caso base, 5.000 ft.

3.1.3. Sensibilidad al radio interno del pozo inyector

Los efectos en el flujo en la sección horizontal ocasionados por la variación del radio interno del pozo están dados por las ecuaciones 3.7 para flujo laminar y 3.8 para flujo turbulento que calculan la velocidad del flujo dentro de la tubería. El efecto es mayor para el flujo laminar. Los patrones de flujo para las celdas del pozo inyector mostrados en la tabla 3.1 permanecen iguales durante el proceso excepto entre mediados de 2.001 y 2.003 cuando el flujo se vuelve turbulento sólo en el talón del pozo.

La producción total acumulada correspondiente a la variación del radio interno del pozo inyector se presenta en la figura 3.24. La mayor merma en la producción total acumulada al final de los 10 años es de 241.455 BN en comparación con el caso base y corresponde al caso del pozo inyector de 2 pulgadas de diámetro interno.

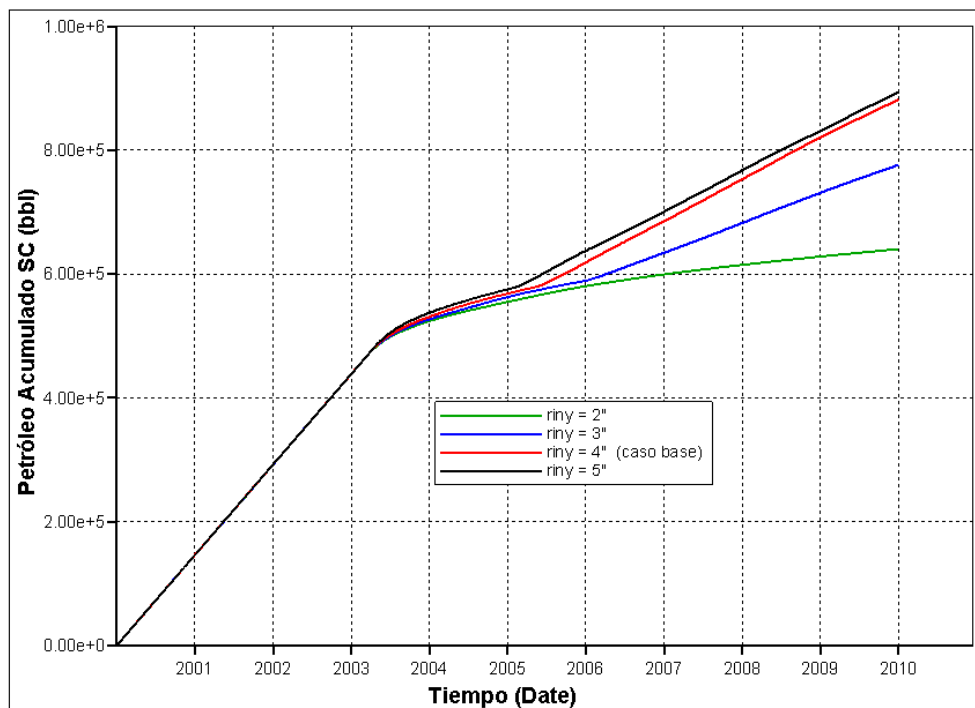


Figura 3.24: Np vs. t, sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 5.000 ft.

Aunque la tasa de inyección es siempre la misma para todos los casos, la disminución del radio interno del pozo inyector ocasiona una menor inyección de vapor más allá del talón del pozo, teniendo esto un efecto en la tasa de producción de petróleo debido a la disminución de

la movilidad del crudo en el yacimiento que se desplaza hacia el pozo productor. Para los años en que no hay inyección de vapor en los tramos finales de la sección horizontal (de hecho, no hay flujo de vapor) la variación del radio no tiene mayor efecto.

El efecto de la disminución del radio del pozo inyector es el de retrasar el tiempo en que se forma la cámara de vapor mas allá del talón del pozo inyector. De hecho, el radio interno de 2 pulgadas en el pozo inyector no hace posible que el vapor llegue hacia el final de la sección horizontal del pozo al culminar el período. Esto evidencia la ventaja que tiene el usar pozos inyectores de diámetros mayores en procesos de SAGD, característica difícil de alcanzar en la perforación de secciones horizontales.

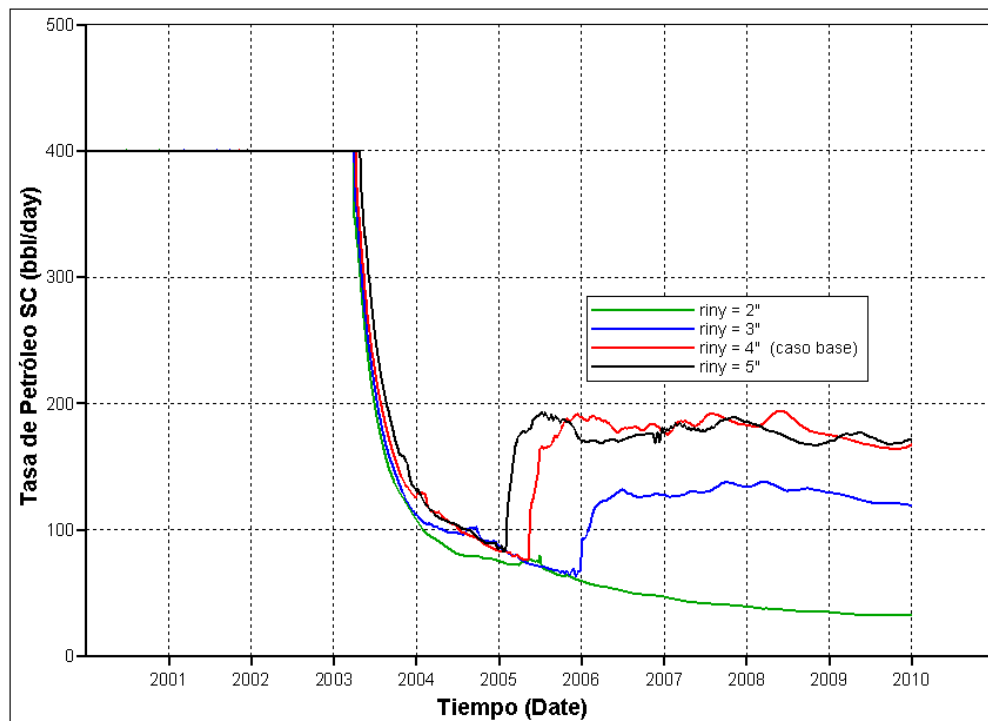


Figura 3.25:  $Q_o$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 5.000 ft.

Se puede decir entonces que hay una mejor distribución del vapor en la sección horizontal del pozo inyector al aumentar el radio interno del pozo inyector como se muestra en la figura 3.26. Las rectas representan una aproximación lineal de la distribución de la tasa de inyección a lo largo de la sección horizontal. Estas muestran que a menor radio del pozo inyector la inyección es mayor hacia el talón y menor hacia el dedo del pozo.

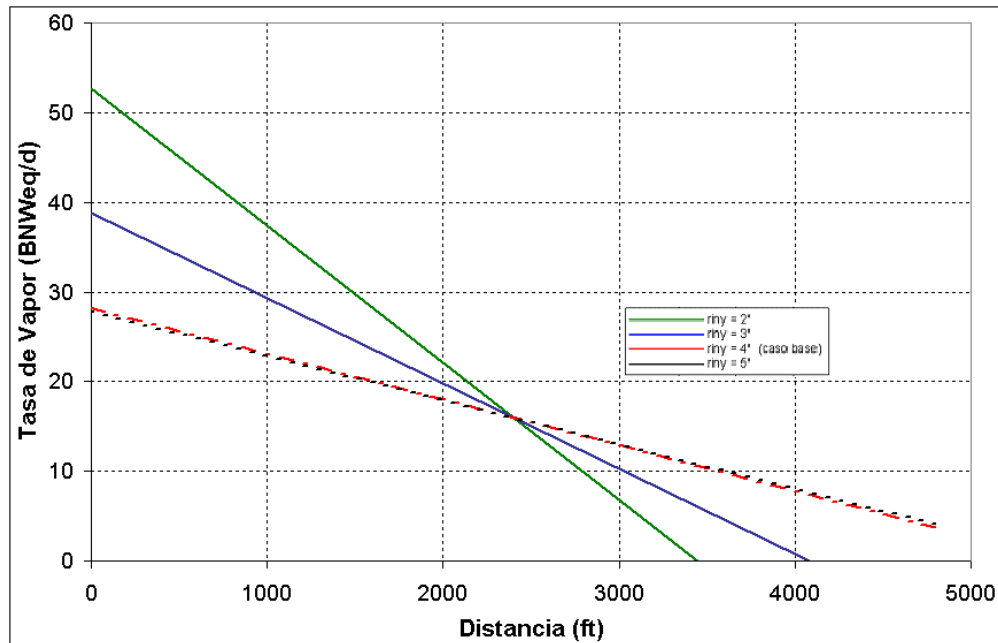


Figura 3.26: Qvap vs. distancia, aproximación lineal, 5.000 ft

### 3.1.4. Sensibilidad al radio interno del pozo productor

La variación en el radio del pozo productor tiene un efecto menor en la producción. Los valores de producción total acumulada son muy similares y el usar un pozo de 5 pulgadas (caso base) resulta ser la opción más favorable según la figura 3.27. La diferencia en todos los casos con respecto al caso base es baja y representa un máximo de 40.000 BN.

Los resultados de la producción total acumulada muestran que la tasa de producción cae debajo del límite de 400 BN/d en un menor tiempo al reducir el diámetro interno del pozo productor, aunque la diferencia máxima no es mayor a seis meses (figura 3.28). Pero la extensión de la cámara de vapor más allá del talón se presenta más tarde, lo que ocasiona que la curva de producción acumulada del pozo de 6 pulgadas (curva negra) que se presenta como mayor al año 2.005 caiga por debajo de las demás curvas.

Los patrones de flujo en las secciones del pozo productor mostrados en la tabla 3.2 se mantienen casi iguales durante toda la vida del proceso, flujo turbulento en el talón del pozo y flujo laminar en el resto de las secciones del pozo, aunque la tasa de flujo después los 1.000 y 5.000 pies de distancia es más baja (figura 3.5).

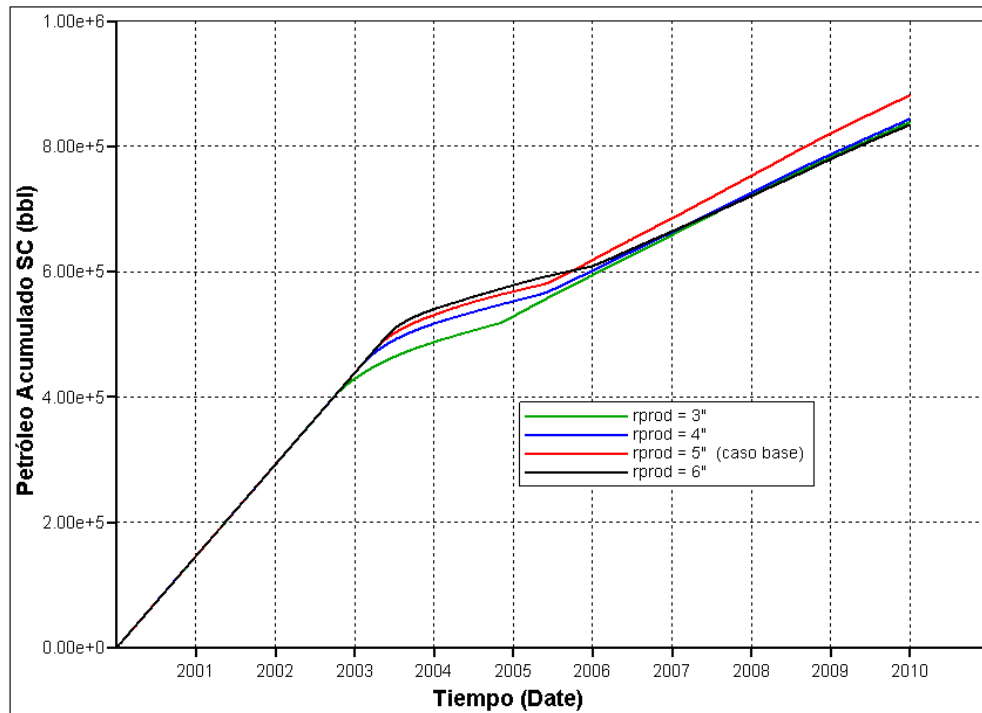


Figura 3.27:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo productor, 5.000 ft.

En general el comportamiento del pozo productor es similar al caso base al cambiar el radio interno y se hace difícil establecer cuál es el valor o la tendencia más favorable. El usar un diámetro interno mayor permite producir en el límite establecido por un tiempo mayor, pero al mismo tiempo la producción será menor hacia el final de la vida del proceso. Por otro lado los resultados de simular el flujo de fluidos dentro de secciones horizontales largas, como la empleada en este estudio de 5.000 pies de largo, puede contener un grado elevado de incertidumbre e imprecisiones.

Por último se quiere señalar tres aspectos importantes:

- ◆ El primero es que no se logró simular el caso del pozo productor de 2 pulgadas de diámetro interno debido a la presencia de errores durante la simulación que hicieron imposible simular el proceso como tal hasta el final del período de 10 años. Particularmente el uso de pozos con secciones horizontales largas y de mayor refinamiento ocasiona mayores tiempos de ejecución al implicar cálculos más complejos que pueden estar limitados en la versión del simulador STARS usado para este estudio.

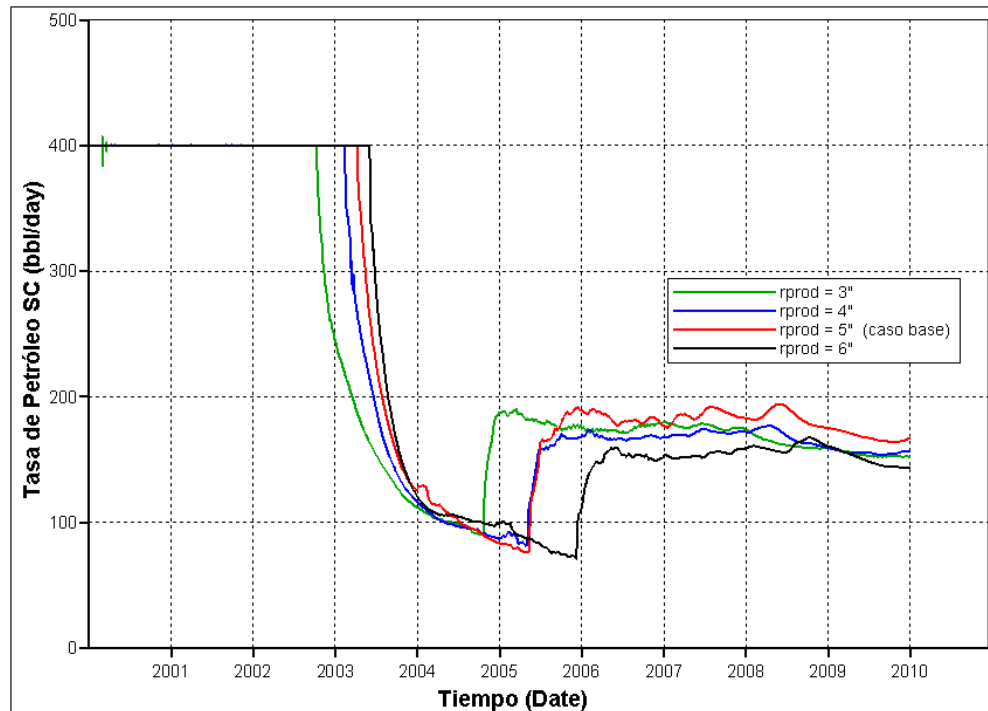


Figura 3.28:  $Q_o$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo productor, 5.000 ft

- ◆ Segundo, los valores tomados en los diámetros para este análisis de sensibilidad y el anterior (2, 3, 4, 5 y 6 pulgadas) no se refieren a ninguna tubería en específico, pero sin embargo corresponden a valores totalmente reales en cualquier aplicación. Más que el simular el proceso en una tubería de algún diámetro interno específico, se quiere evaluar los efectos que causan en el flujo la variación del diámetro interno de los pozos en las secciones horizontales bajo el esquema del SAGD.
- ◆ Tercero, se evidencia que los cambios en la representación del pozo inyector tienen un efecto mayor. Se puede pensar que controlar las variables del pozo productor es más importante ya que de él depende directamente la producción de petróleo, pero para los procesos de SAGD el éxito en la aplicación está íntimamente ligado al desarrollo de la cámara de vapor, la cual obviamente dependerá de la forma en que se logre distribuir el vapor en el pozo inyector.

Aunque resultaría idóneo representar como varía la caída de presión con la producción en la sección horizontal junto con la variación del radio interno del pozo, esto es algo difícil de lograr para este caso. Se conoce que esta caída de presión es calculada por correlaciones las



cuales arrojan una mayor caída de presión con la disminución del radio interno del pozo. Pero para poder graficar esto con los resultados de este análisis de sensibilidad se necesitaría que en cada tubería de un diámetro interno dado fluya la misma tasa, a la misma viscosidad y a la misma composición (agua, vapor y petróleo) para cada sección, es decir, no se pueden comparar las caídas de presiones en dos tuberías de diámetro interno diferente si por ella fluye un fluido a distinta tasa, viscosidad y composición.

### **3.1.5. Sensibilidad a la aspereza relativa en el pozo productor**

La aspereza relativa o rugosidad se presenta en las paredes internas del pozo productor e inyector. Su efecto es el disminuir la presión de fondo fluyente en el pozo al ofrecer una resistencia adicional al flujo de fluidos. No se hace este análisis para el pozo inyector ya que debido a la muy baja viscosidad del vapor, la aspereza relativa no tiene un efecto significativo.

Por otro lado, en las ecuaciones usadas para evaluar el flujo en la tubería durante la simulación la aspereza relativa sólo se incluye en el flujo turbulento. Esta se presenta en el cálculo del factor de fricción de la ecuación 3.9 que es usado en la ecuación 3.8 de la permeabilidad (velocidad del flujo). Los cálculos de los patrones de flujo se mantienen casi constantes con la única variación de que es en las tres primeras celdas (600 pies) donde se presenta el flujo turbulento después del 2.003.

Por ser tan pequeña la variación en la producción, la figura 3.29 se presenta con la escala de tiempo a partir del año 2.003 (cuando existe la diferencia) y los 400.000 *BN* de petróleo acumulado.

Según los resultados obtenidos, el incluir una aspereza relativa menor al valor por defecto (caso base) disminuye la producción total acumulada de petróleo con respecto al caso base. Sin embargo una aspereza relativa mayor al valor por defecto disminuye también la producción total acumulada en casi 100.000 *BN*, aunque el valor mayor de aspereza (1E-1) no corresponde a la menor producción acumulada. Los valores usados en las simulaciones están dentro de los límites permitidos por el simulador: de 1E-7 a 1E-1.

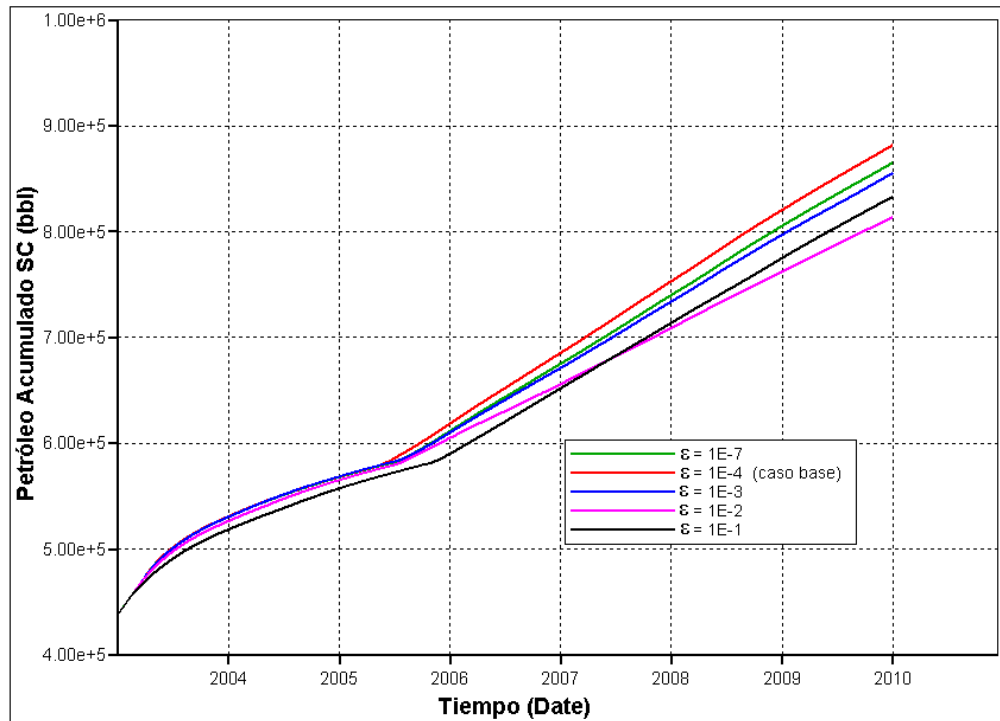


Figura 3.29:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, 5.000 ft

### 3.1.6. Refinamiento de las secciones horizontales

Una buena opción para un modelado más preciso de un hoyo discretizado es la de refinar las celdas de la malla que lo contienen, es decir, subdividir cada una de las 25 celdas que constituyen las secciones horizontales de los pozos en celdas más pequeñas. La opción del mallado híbrido se refiere al refinamiento de las celdas del pozo (o cualquier otra celda) que pertenecen al mallado fundamental cartesiano, en un mallado radial cuya dirección axial se orienta en la dirección de la sección horizontal del pozo (eje  $x$ ). Por defecto, a las celdas de mallados refinados se les asignan las propiedades de la celda fundamental en el cual estos residen.

El refinamiento se orienta en la dirección de la sección horizontal del pozo (eje  $x$ ) y consiste en dividir cada celda en 3 subdivisiones radiales (centradas en el eje  $x$ ), 4 subdivisiones en el eje  $\theta$  angulares y 4 subdivisiones en el eje  $x$ . Las mismas se hará en tres casos: refinamiento sólo de la sección horizontal del inyector, refinamiento sólo de la sección horizontal del productor y refinamiento de las secciones horizontales del inyector y el productor.

Los resultados obtenidos se presentan en la figura 3.30 y 3.31. Estos en realidad no representan una mayor o menor producción como tal, sino que los resultados obtenidos son más reales y confiables que para el caso base, ya sean favorables o desfavorables. Más específicamente, se conoce que la cámara de vapor para el caso base se comienza a formar más allá del talón del pozo a partir del año 2.005 (curva roja) lo cual ocasiona un “repunte” en la tasa de producción, pero al refinar el pozo inyector (curva azul) se observa que en realidad este fenómeno ocurre más temprano (año 2.004), lo que ocasiona que la tasa de petróleo nunca llegue a caer por debajo de los 100 *BN/d* como lo había indicado el caso base, es decir que el proceso es más efectivo de lo que se pensaba. Nuevamente se ve que el proceso es más sensible a los cambios en el pozo inyector que en el pozo productor.

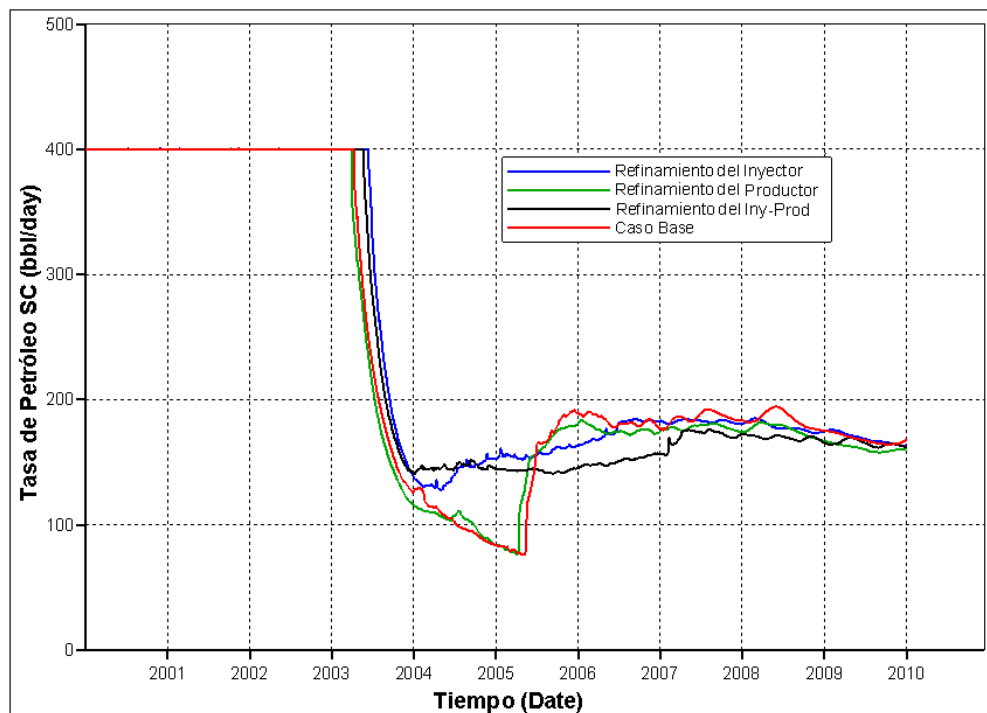


Figura 3.30:  $Q_o$  vs.  $t$ , refinamiento de las secciones horizontales, 5.000 ft

Al visualizar la sección horizontal del pozo en el yacimiento para el caso base se tiene que cada celda del pozo representa una sección de 200 pies (61 metros) de longitud lo cual lleva implícito cierto grado de imprecisión. En comparación el refinamiento divide al pozo en secciones de 50 pies (15 metros) de longitud además de la división radial y angular, lo cual le agrega una mayor precisión durante la simulación.

Por otro lado la representación del pozo productor en el caso base (curva roja) tiene una precisión bastante buena, ya que al refinar el pozo productor se obtienen resultados muy similares. Pero al refinar las dos secciones horizontales (curva negra) se refleja en la producción total acumulada la formación más temprana de la cámara de vapor en toda la sección horizontal por el refinamiento del inyector, pero al ser más exacto el cálculo de la caída de presión en el productor hay una menor producción (si se compara con la curva azul).

La diferencia está en un cálculo más exacto de la caída de presión por fricción (evaluada en la diferencia de potencial) de la ecuación 3.8 que es calculada suponiendo una caída de presión lineal entre el centro de la celda y la cara de la celda de acuerdo a la dirección de flujo.

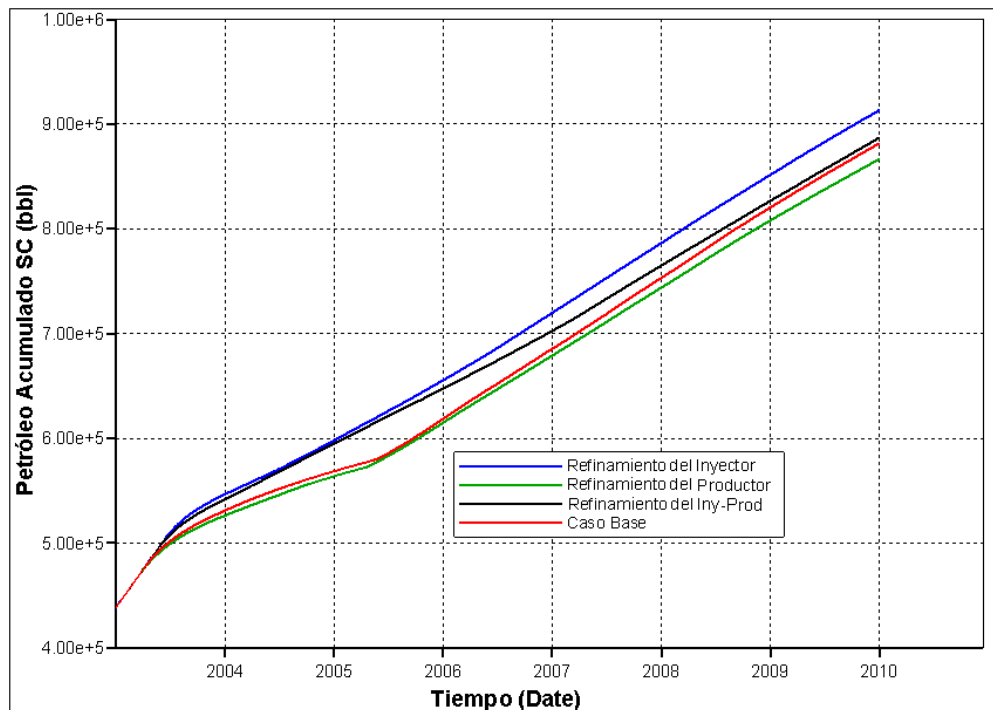


Figura 3.31: Np vs. t, refinamiento de las secciones horizontales, 5.000 ft

### 3.1.7. Opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP

Cuando se define un hoyo discretizado, las propiedades asignadas a las celdas del pozo son las mismas que las asignadas al resto de las celdas del yacimiento. Una buena técnica para una representación más realista del flujo en los hoyos discretizados es el definir un segundo “tipo de roca” para las secciones del pozo de propiedades diferentes. La diferencia está en una

compresibilidad de la roca nula y en las curvas de permeabilidades relativas (línea rectas, tablas 2.9 y 2.10). El asignar las curvas de permeabilidad relativa a la tubería como líneas rectas que se extienden de cero a uno ocasiona que, para el caso de fluido homogéneo dentro de la tubería, en los cálculos de las ecuaciones 3.8 y 3.9,  $k_r$  será igual a 1 y en el caso de fluido multifásico dentro de la tubería,  $k_r$  será igual a la saturación de líquido.

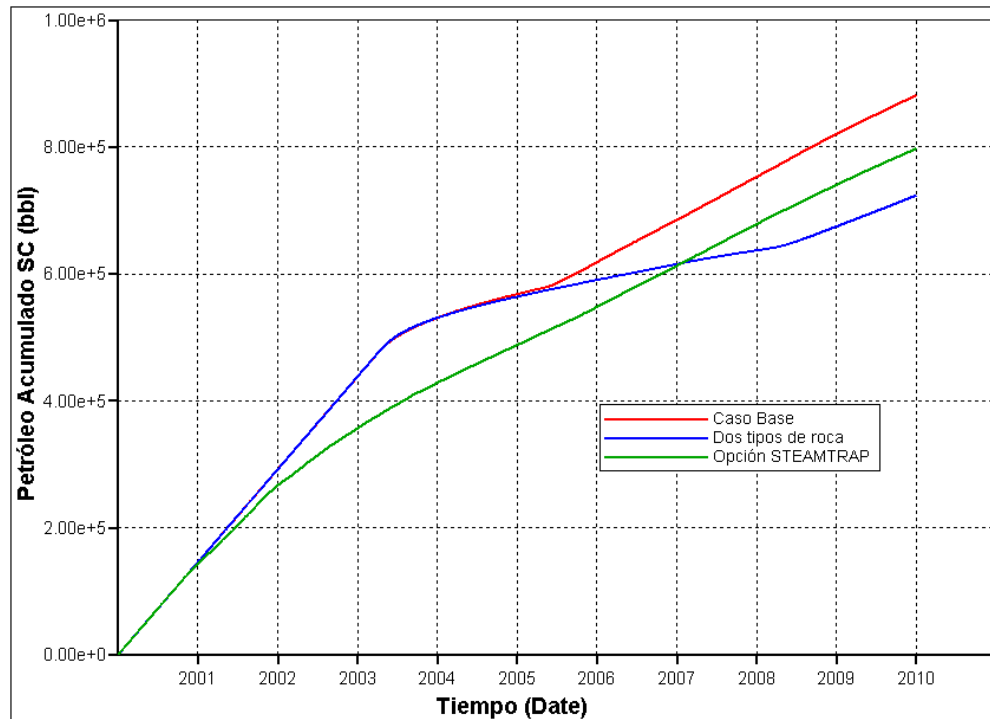


Figura 3.32:  $N_p$  vs.  $t$ , opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP, 5.000 ft

La formación de la cámara de vapor más allá del talón del pozo en un tiempo mayor (marzo de 2.008) al utilizar la opción de dos tipos de roca, origina una producción total acumulada de 157.873  $BN$  por debajo del caso base

La opción STEAMTRAP controla la producción de vapor en el pozo como se explica en la sección 2.7.2.2 (página 53). Al no permitir la disminución tan rápida de la presión de fondo fluyente no se puede sostener el límite de producción en 400  $BN/d$  y por consecuente se obtiene una producción de 84.334  $BN$  por debajo del caso base. Como ventaja la presión promedio en el yacimiento será mayor al final de los 10 años (200  $psi$  en promedio, 80  $psi$  para el caso base). Los “saltos” en la curva (verde) de la figura 3.33 se deben a errores de

convergencia en la simulación. La producción de vapor casi nula elimina casi por completo el flujo turbulento en las distintas secciones dentro del pozo.

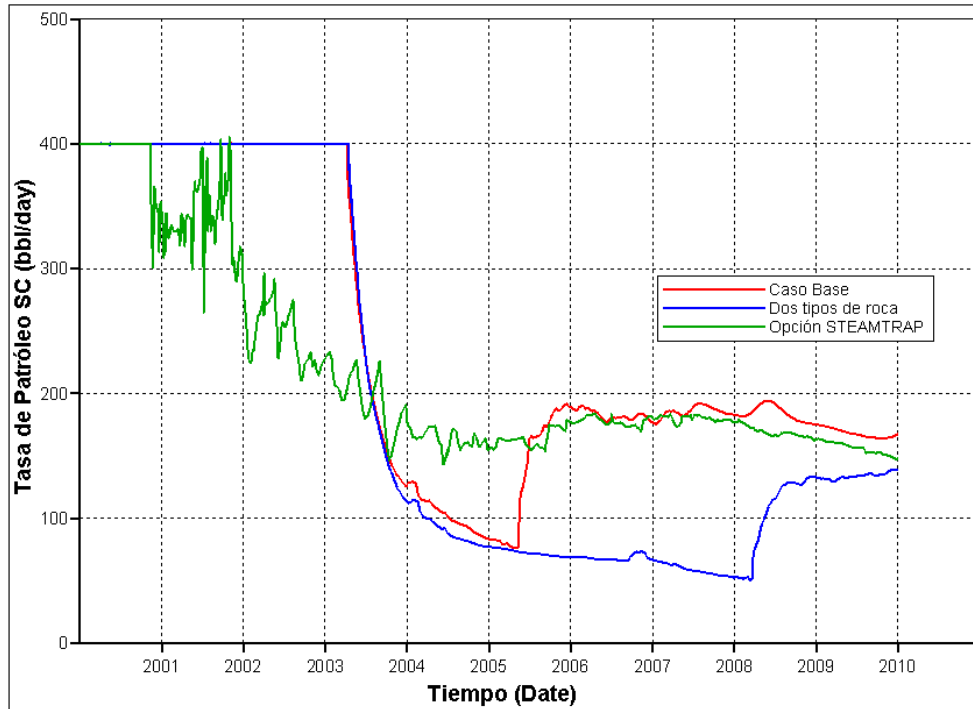


Figura 3.33:  $Q_o$  vs.  $t$ : opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP, 5.000 ft

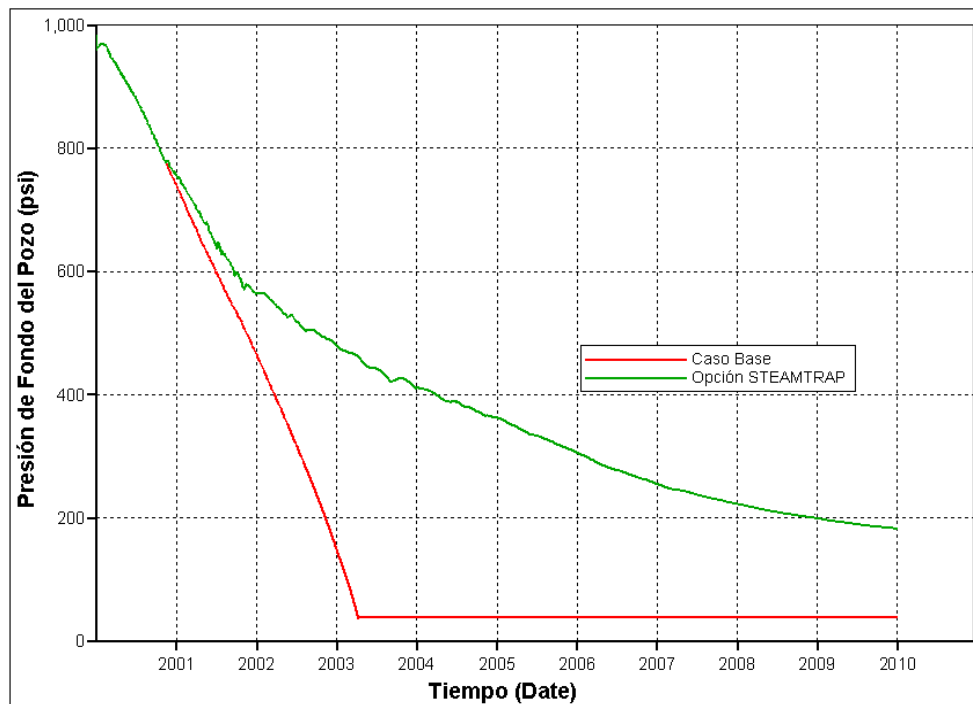


Figura 3.34. BHP vs.  $t$ , comparación a la opción STEAMTRAP, 5.000 ft

En la figura 3.34 se observa cómo es el ajuste de la presión de fondo fluyente en el pozo productor. El mantener la temperatura del pozo productor casi igual a la del inyector mediante el control de la presión tiene el efecto de la no producción de vapor y por consiguiente un mejor sostenimiento de la presión interna del yacimiento. Por último la aplicación de la opción STEAMTRAP resulta en una mayor relación vapor-petróleo comparada con el caso base, al alcanzar un valor máximo de 1.8.

### 3.2. SAGD: PAR DE POZOS DE 2.000 PIES

#### 3.2.1. Caso Base

Como ya se ha explicado, las características del caso base en el par de pozos de 2.000 pies son las mismas que en el par de pozos de 5.000 pies, donde los pozos se definen como hoyos discretizados en la sección 2.7.2.1. La producción total acumulada es de 570.320 *BN* al final del período de 10 años que representa un 23,2% del POES y un 28,5% del total de petróleo movable. Para la producción por agotamiento natural de la presión la producción total acumulada es de 303.117 *BN* (12,3% del POES y un 15,2% del petróleo movable).

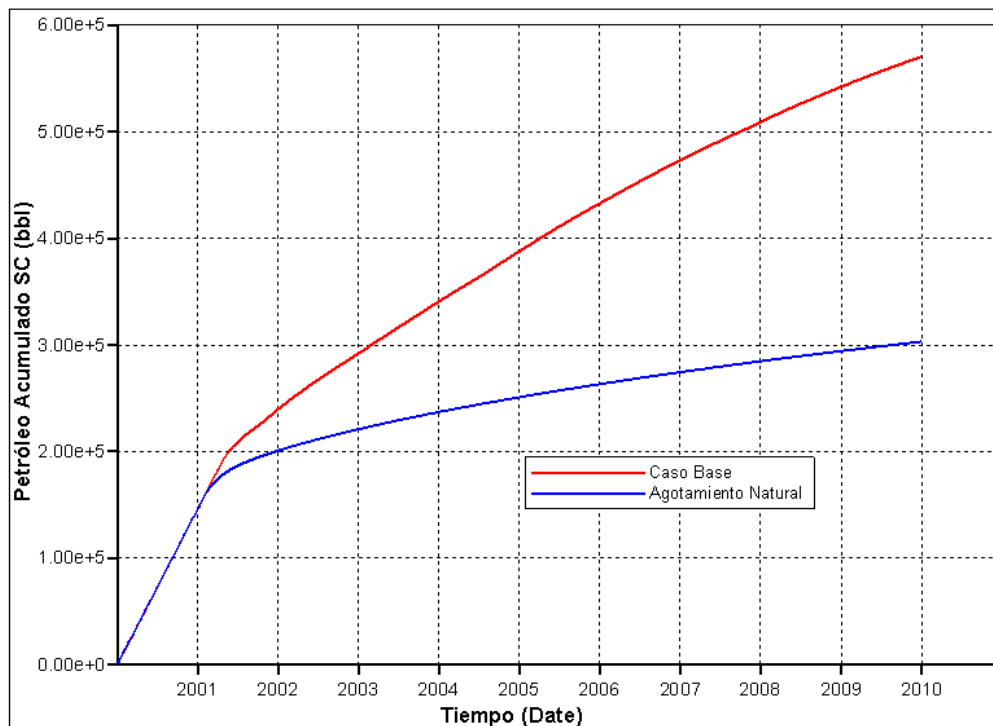


Figura 3.35:  $N_p$  vs.  $t$ , caso base y producción por agotamiento natural, 2.000 ft

El incremento en la producción con la aplicación del SAGD se reduce en comparación al par de pozos de 5.000 pies (figura 3.1) al mismo tiempo que se reduce la eficiencia del proceso medida por la relación vapor-petróleo de la figura 3.36, donde se obtiene un valor máximo de 2.55. La comparación del total de agua inyectada y el agua producida como vapor condensado es similar al par de pozos de 5.000 pies, aunque en este caso los valores coinciden en 1.461.170 *BN* de agua inyectada y producida al final de los 10 años.

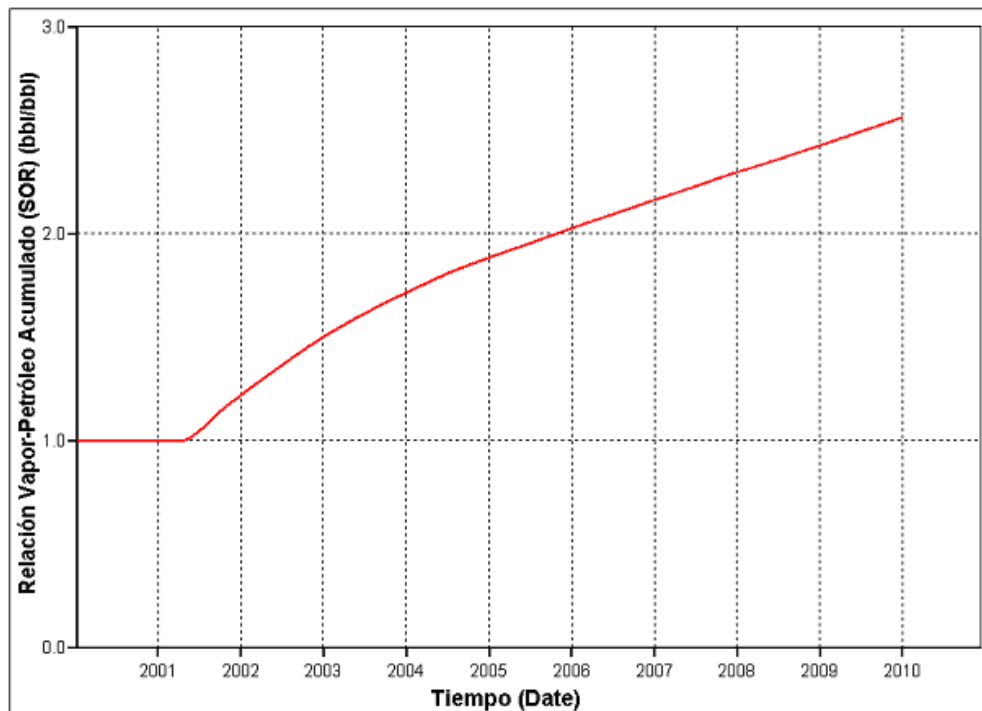


Figura 3.36: SOR acumulado vs. t, caso base, 2.000 ft

Antes de continuar se quiere insistir en señalar que el objetivo de simular el SAGD con el par de pozos de 2.000 pies no es el de establecer comparaciones puntuales con los casos anteriores, sino el evaluar si las variables sometidas a los análisis de sensibilidad muestran el mismo nivel de impacto al reducir las secciones horizontales de los pozos. No existe diferencia en los métodos de cálculo ya descritos. Debido a esto la inyección sigue el mismo comportamiento al concentrarse primero en el talón de los pozos, pero por ser la sección horizontal más corta el vapor llega con mayor rapidez hasta el final de la sección horizontal del pozo inyector. En la figura 3.37 se muestra que ya para el año 2.002 se comienza a extender la zona calentada del yacimiento a lo largo de las secciones horizontales.



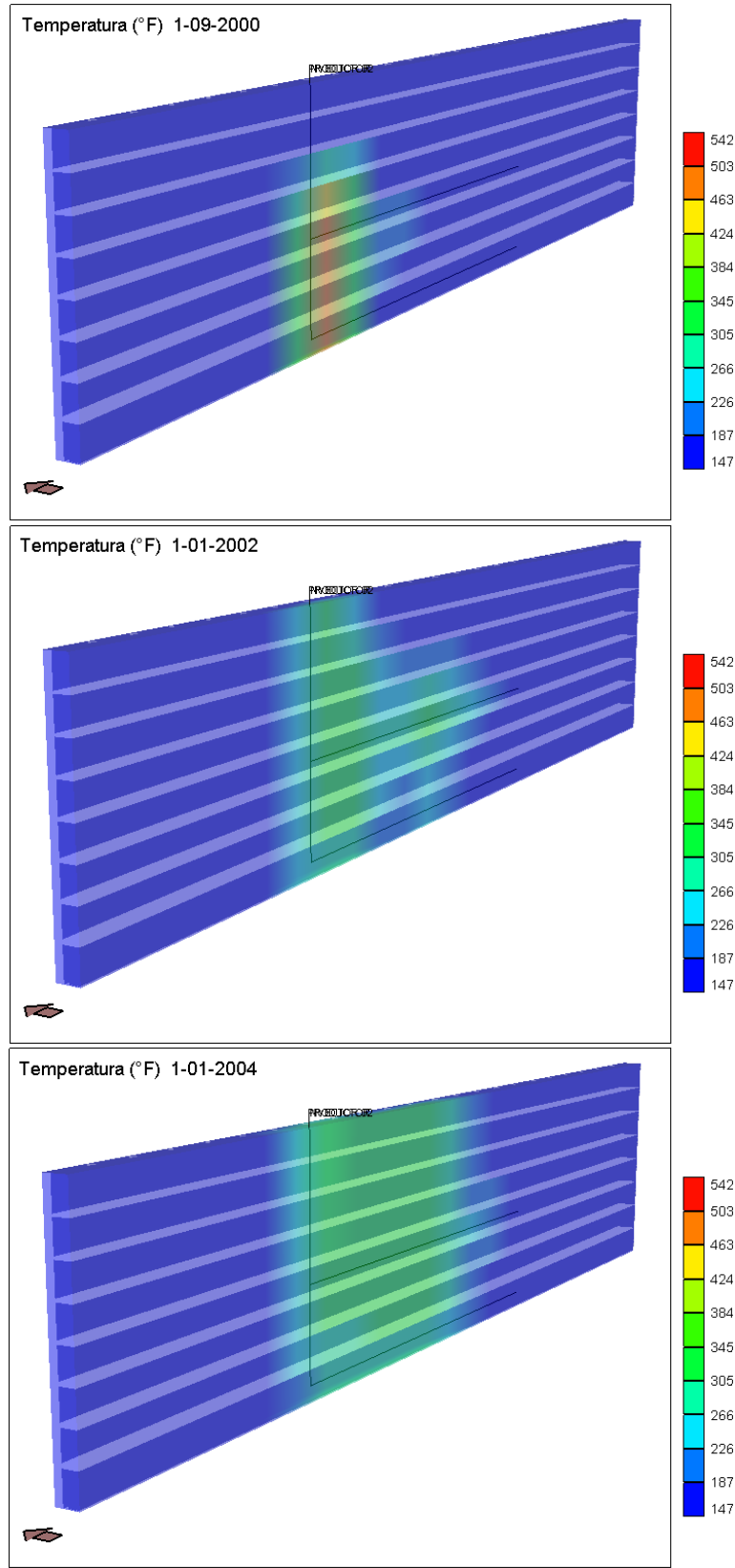


Figura 3.37: Perfil de temperatura, caso base, 2.000 ft

### 3.2.2. Modelo de Línea Fuente

Al modelar el proceso con el método de línea fuente se obtiene una mayor producción de petróleo durante casi toda la vida del proceso, pero que termina siendo menor al final de los 10 años como se ve en la figura 3.38. El valor final es de 558.410 *BN*, esto es 11.910 *BN* por debajo del caso base. La proximidad en las curvas de producción total acumulada se debe al comportamiento similar de la tasa de producción de petróleo a través del tiempo como se muestra en la figura 3.39.

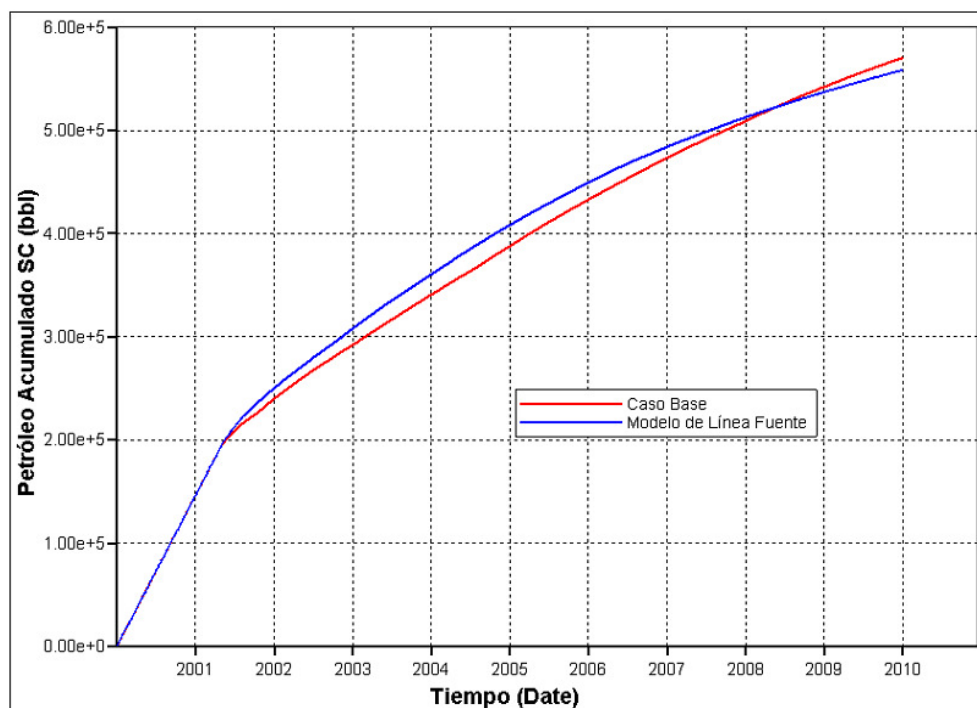


Figura 3.38:  $N_p$  vs.  $t$ , comparación línea fuente y caso base, 2.000 ft

El comportamiento similar de las tasas de producción se debe a su vez a la similitud del volumen calentado dentro del yacimiento en los dos modelos. La distribución similar del vapor en el pozo inyector hace que las dimensiones de la cámara de vapor sean similares en ambos modelos, en los cuales siempre se inyectan por completo la totalidad de la tasa.

Por otro lado, la confiabilidad de los resultados obtenidos al modelar el SAGD con el método de línea fuente aumenta al reducir la longitud de las secciones horizontales, aunque las diferencias en los procedimientos de cálculo de flujo en las secciones horizontales entre este

modelo y el de hoyo discretizado se mantienen, sólo que estas diferencias tienen un menor impacto en los resultados.

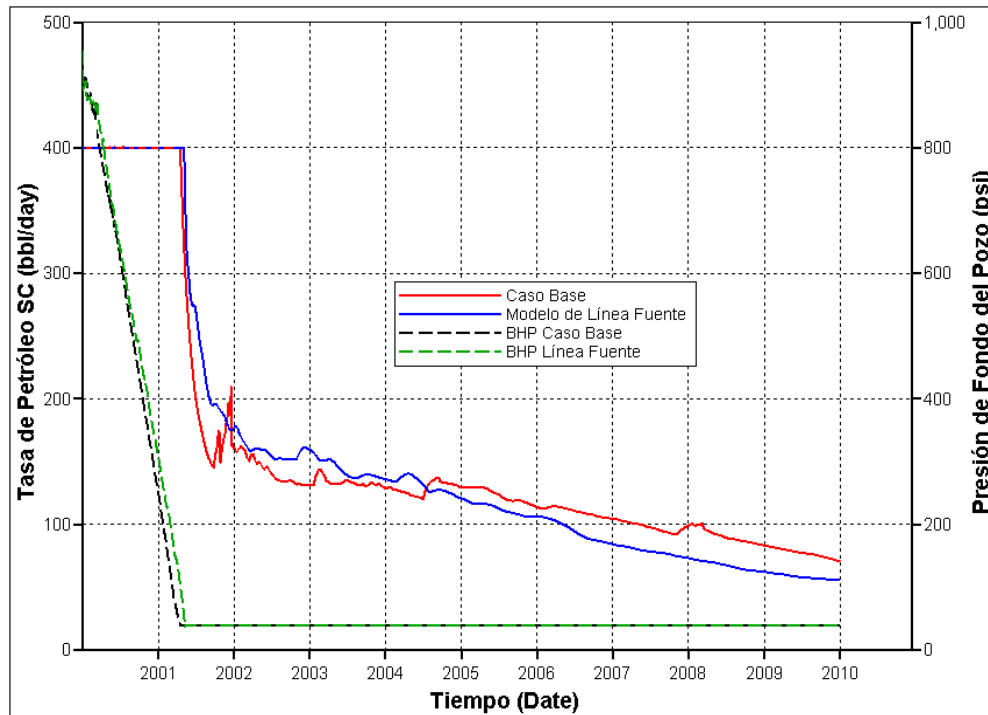


Figura 3.39:  $Q_o$  y BHP vs.  $t$ , comparación línea fuente y caso base, 2.000 ft

Aunque la distribución del vapor en la sección horizontal del pozo inyector para el caso base no es tan uniforme como en el modelo de línea fuente, se puede ver claramente en la figura 3.40 cómo el vapor se distribuye entre las 6 primeras celdas del pozo (de un total de 10) con una tasa que varía entre un máximo y un mínimo de 80 y 53  $BN/d$  de agua equivalente respectivamente.

El promedio de la tasa de inyección de estas celdas es de 66,6  $BN/d$  de agua equivalente que al multiplicarlo por 6 dan un total de 400  $BN/d$  de agua equivalente. En cambio por los métodos de cálculo ya explicados, la distribución del vapor en la sección horizontal en el modelo de línea fuente es más uniforme con 5 celdas centrales inyectando a 57 y dos inyectando a 52,8 y 61,5  $BN/d$  de agua equivalente. Estos valores se refieren al año 2.004 y se muestran en la figura 3.40

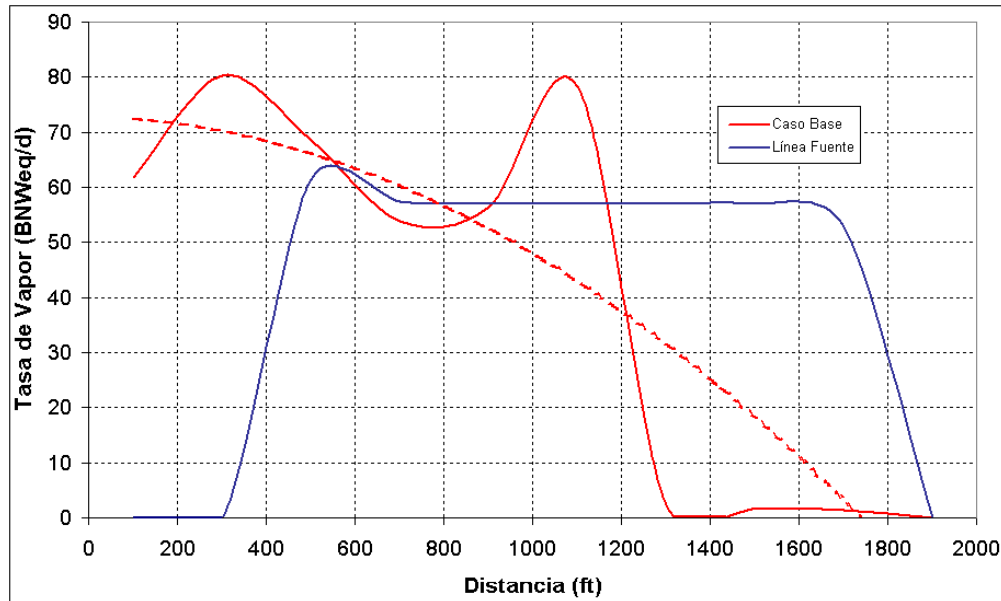


Figura 3.40: Qvap vs. dist., pozo inyector, línea fuente y caso base, 2.000 ft (01/2004)

En la realidad, la distribución de la tasa de inyección de vapor a lo largo de la sección horizontal no presenta la uniformidad mostrada por el modelo de línea fuente, más bien ésta se asemeja al comportamiento en el modelo de hoyo discretizado aunque no de manera exacta a los resultados obtenidos. Esta podría comportarse más bien de manera similar a la curva punteada de la figura 3.40. Esta curva es una tendencia polinomial de los valores de la curva roja continua del modelo de hoyo discretizado, que presenta un comportamiento más “real” que se podría obtener en la simulación al buscar una mayor exactitud empleando intervalos de tiempo menores, secciones horizontales refinadas y métodos numéricos más exactos. Se debe tener también en cuenta que para representar un comportamiento real de una situación determinada, se deben representar las heterogeneidades del caso.

Por otro lado si bien las dimensiones de la cámara de vapor dentro del yacimiento son similares en ambos modelos, ésta se encuentra más centrada en el eje longitudinal del pozo inyector en el modelo de línea fuente y desplazada hacia el talón en el modelo de hoyo discretizado (caso base). Esto se ve en el perfil de saturación de vapor en el yacimiento de la figura 3.41 donde se presenta el yacimiento interceptado por un plano longitudinal y uno transversal.

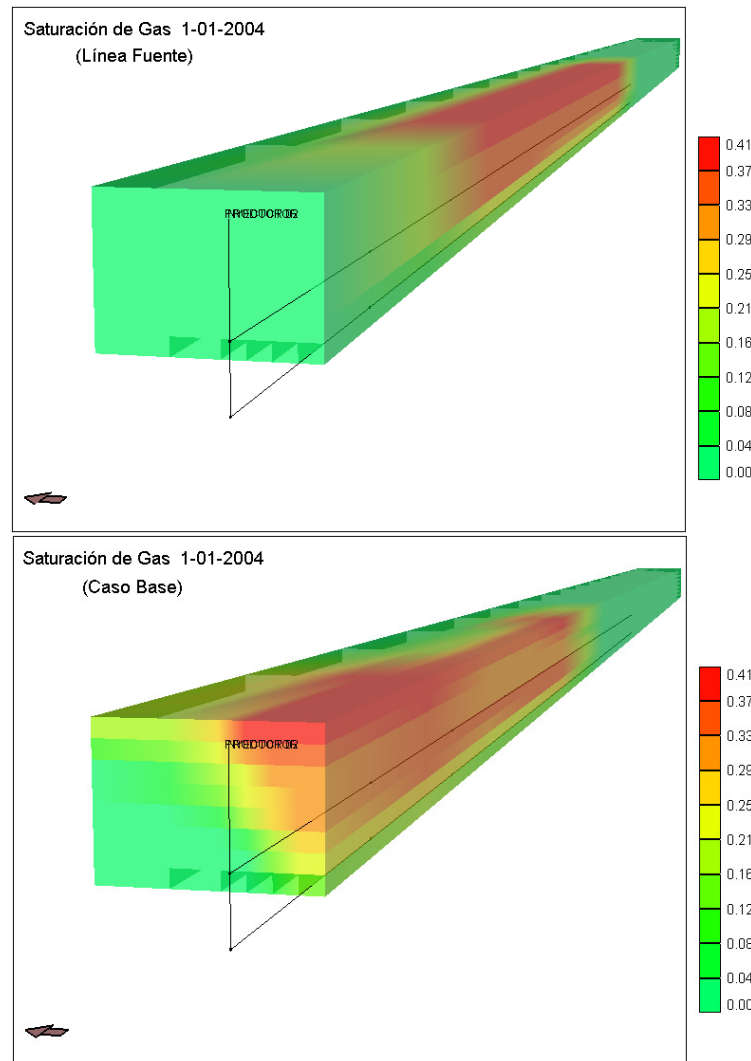


Figura 3.41: Perfil de saturación de vapor, línea fuente y caso base, 2.000 ft

El cálculo de la distribución de presión dentro de las secciones horizontales de los pozos (inyector y productor) origina un comportamiento similar que el par de pozos de 5.000 pies (similares a las figuras 3.13, 3.15, 3.18 y 3.21). Por su parte la distribución de la tasa de petróleo para ambos modelos se muestra en la figura 3.42. La curva roja punteada representa una línea de tendencia polinomial de la curva roja continua del caso base. A esta corresponde una mayor producción de petróleo en el talón del pozo por estar en la zona de mayor movilidad del petróleo y por la acumulación del petróleo que viene fluyendo desde el dedo del pozo. La variación de la tasa del modelo de línea fuente entre los 200 y 600 pies (curva azul) se debe a errores en el procedimiento de cálculo durante la simulación.

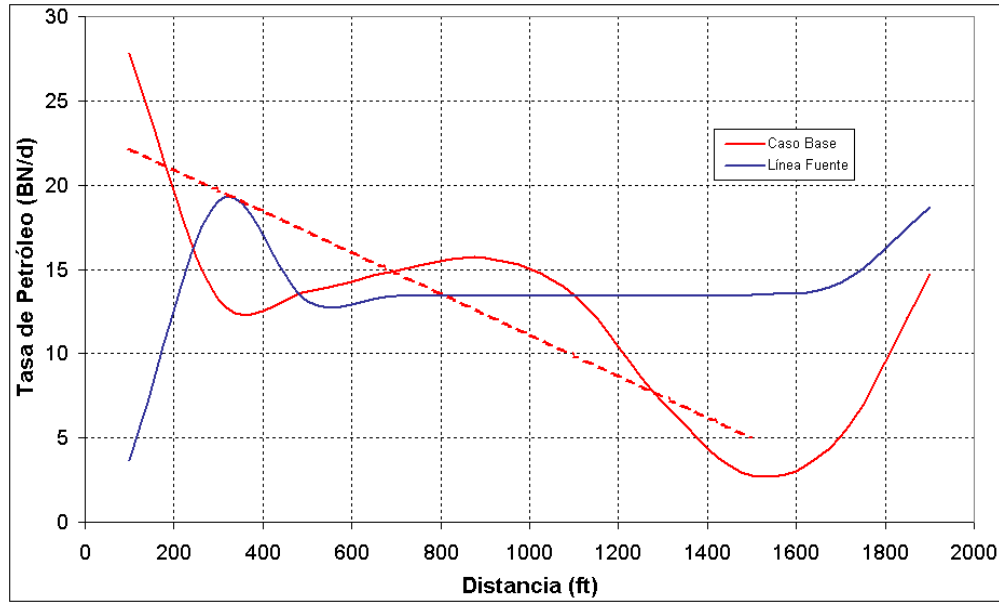


Figura 3.42:  $Q_o$  vs. dist., pozo productor, línea fuente y caso base, 2.000 ft (01/2004)

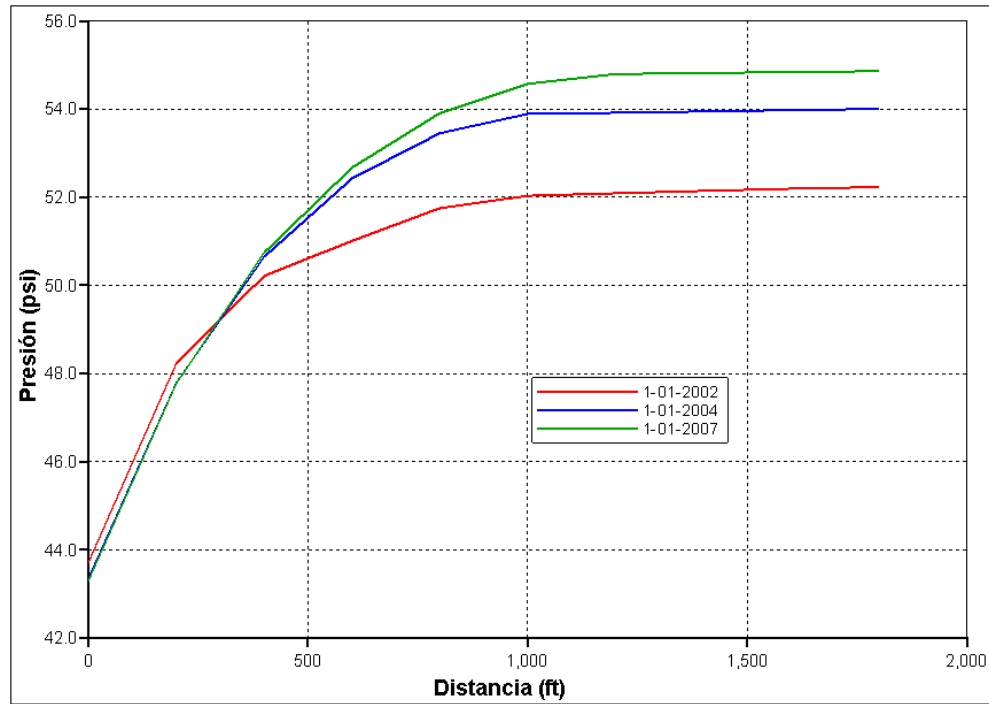


Figura 3.43: P vs. distancia, pozo productor, caso base, 2.000 ft

Para el modelo de hoyo discretizado se calcula la caída de presión con la producción en el pozo productor como se muestra en la figura 3.43. Esta caída de presión es mayor hacia el talón del pozo por concentrar una tasa mayor de flujo. Aunque es de esperarse una caída de

presión menor al reducir la longitud de la sección horizontal, es difícil establecer comparaciones con el par de pozos de 5.000 pies porque como ya se ha explicado, ésta caída de presión depende de varios factores a la vez.

Además la caída de presión está ligada al hecho de que más de la mitad de las celdas del pozo productor presentan un flujo de tipo turbulento. Este comportamiento varía poco durante toda la vida del proceso.

<b>Patrón de Flujo</b>	<b>K (darcy)</b>	<b>Transmisib. (ft.md/cp)</b>	<b>Cuña (Gas Slip)</b>	<b>Celda</b>
Turbulento	2,39E+09	2,08E+06	1	9,6,5
Turbulento	2,97E+09	1,30E+06	1	10,6,5
Turbulento	3,75E+09	1,64E+06	1	11,6,5
Turbulento	4,88E+09	2,13E+06	1	12,6,5
Turbulento	6,46E+09	2,82E+06	1	13,6,5
Turbulento	1,01E+10	4,40E+06	1	14,6,5
Turbulento	3,27E+11	1,43E+08	1	15,6,5
Laminar	1,29E+11	5,62E+07	1	16,6,5
Laminar	3,27E+11	1,43E+08	1	17,6,5
Laminar	3,27E+11	1,43E+08	1	18,6,5

Tabla 3.3: Cálculos del hoyo discretizado, pozo inyector, 2.000 ft (01/2004)

<b>Patrón de Flujo</b>	<b>K (darcy)</b>	<b>Transmisib. (ft.md/cp)</b>	<b>Cuña (Gas Slip)</b>	<b>Celda</b>
Turbulento	4,08E+09	5,56E+06	0,31127	9,6,8
Turbulento	4,60E+09	3,14E+06	0,33199	10,6,8
Turbulento	5,75E+09	3,92E+06	0,31468	11,6,8
Turbulento	7,40E+09	5,05E+06	0,29736	12,6,8
Turbulento	9,80E+09	6,68E+06	0,28461	13,6,8
Turbulento	1,60E+10	1,09E+07	0,25133	14,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	15,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	16,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	17,6,8
Laminar	5,11E+11	3,48E+08	1	18,6,8

Tabla 3.4: Cálculos del hoyo discretizado, pozo productor, 2.000 ft (01/2004)

3.2.3. Sensibilidad al radio interno del pozo inyector

Los resultados obtenidos en esta sección son consistentes con los del par de pozos de 5.000 pies. La disminución del radio del pozo inyector ocasiona una mayor inyección de volumen en los primeros pies de la sección horizontal como se muestra en la figura 3.26. Esto se traduce en una cámara de vapor de menor extensión horizontal y una menor producción de petróleo.

Por otro lado, el impacto que tiene en los resultados la variación del diámetro interno del pozo inyector se reduce considerablemente al disminuir la longitud de las secciones horizontales de los pozos. Cuando para el par de pozos de 5.000 pies, en este análisis de sensibilidad, la diferencia máxima en la producción total acumulada al final de 10 años es de casi 300.000 *BN* entre los pozos de 2 y 5 pulgadas de diámetro interno, en el caso del par de pozos de 2.000 pies esta misma diferencia es de 46.157 *BN*. Aún con diámetros reducidos el vapor siempre logrará llegar hasta el final de la sección horizontal del pozo inyector.

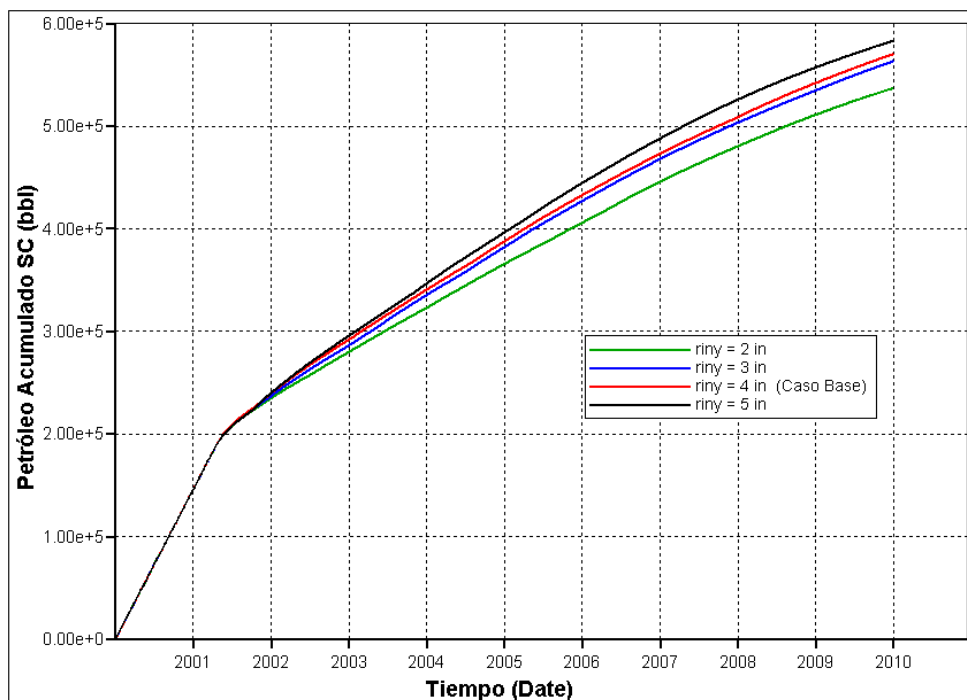


Figura 3.44:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 2.000 ft.

La sección horizontal del pozo inyector tiene solo 10 celdas de las cuales 7 presentan flujo turbulento (tabla 3.4) durante casi toda la vida del proceso. Como ya se ha explicado, el



impacto del radio interno es menor en el flujo turbulento que en el flujo laminar (ecuaciones 3.7 y 3.8).

### 3.2.4. Sensibilidad al radio interno del pozo productor

La reducción del diámetro interno del pozo productor disminuye la producción total acumulada de petróleo al final de los 10 años. Este efecto también se observa en la figura 3.27 del par de pozos de 5.000 pies desde el año 2.003, sólo que el incremento en el corte de agua hace que las curvas de producción acumulada se junten en el 2.008. La variación mayor entre el diámetro de 6 y de 2 pulgadas es de casi 100.000 *BN*. Esto se ve en la figura 3.45.

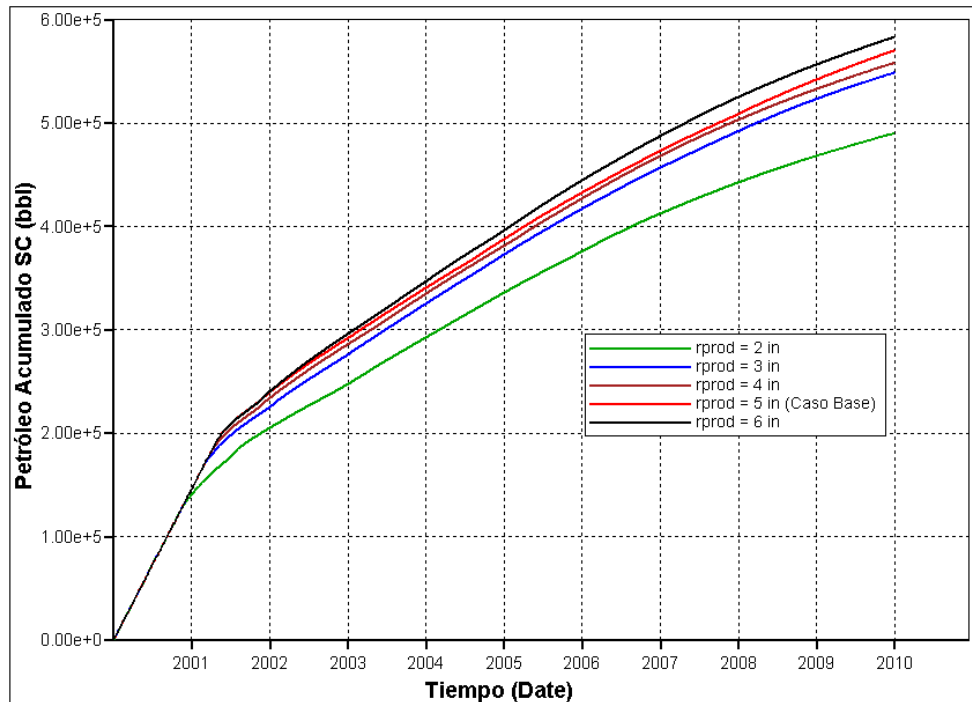


Figura 3.45:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno del pozo productor, 2.000 ft.

El comportamiento en las tasas de producción es muy similar para todos los valores de diámetro interno del pozo productor. Es el aumento del corte de agua que acompaña la reducción del diámetro interno del pozo productor el causante de la menor producción de petróleo. El corte de agua para todos los casos está por encima del 60% después del año 2001. Este se presenta en la figura 3.46 con una escala ajustada para una mejor visualización.

Aunque es difícil visualizar una tendencia con la disminución del radio interno se observa que el corte de agua para el menor diámetro (2 pulgadas) es el mayor.

Con la reducción del diámetro interno del pozo el flujo tiende a volverse laminar en las secciones del pozo. Por ejemplo, para el pozo de 2 pulgadas de diámetro en la mayoría del tiempo de vida del proceso, sólo en las tres primeras celdas de la sección horizontal hay flujo turbulento y en el resto flujo laminar (a diferencia de la tabla 3.4 del caso base), esto es, una menor velocidad de flujo según la ecuación 3.7. En contraste, entre 7 y 8 celdas de la sección horizontal del pozo tienen flujo turbulento para el pozo de 6 pulgadas de diámetro interno.

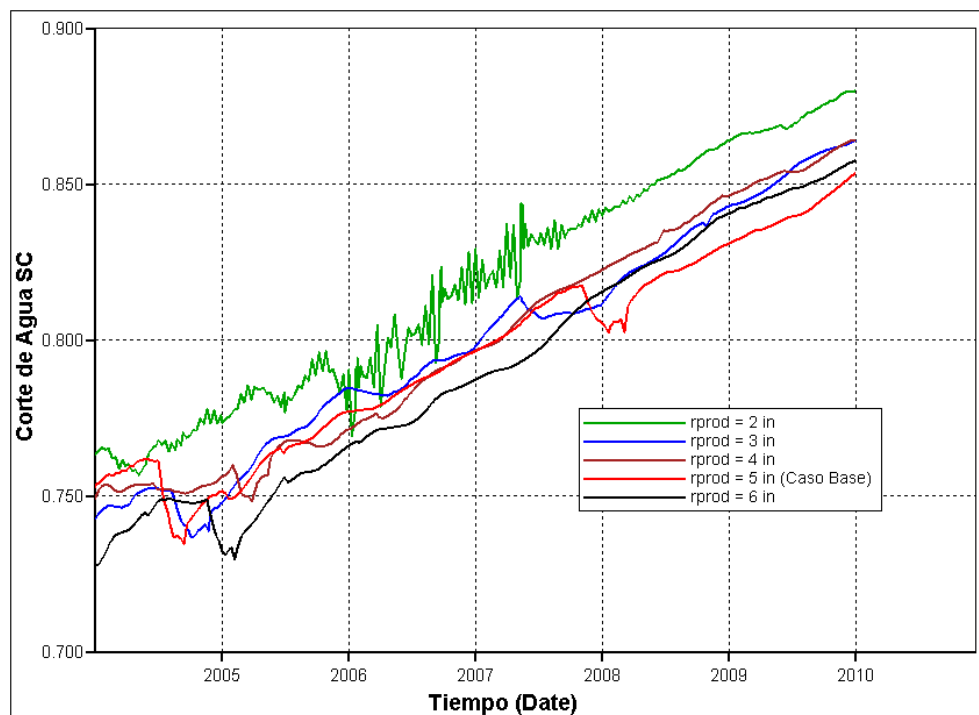


Figura 3.46: Corte de agua vs. t, sensibilidad al radio interno del pozo inyector, 2.000 ft.

### 3.2.5. Sensibilidad a la aspereza relativa en el pozo productor

Aunque los resultados obtenidos presentan ciertas inconsistencias, en general corresponde una mayor producción a una menor aspereza relativa y viceversa. De manera similar al pozo productor de 5.000 pies el efecto es mínimo en la producción. La diferencia máxima es de casi 30.000 BN al final de los 10 años. El impacto de esta variable se reduce al disminuir la

longitud de las secciones horizontales de los pozos (la diferencia máxima en la producción con los pozos de 5.000 pies es de casi 90.000 *BN*). Similar al caso anterior se ajustan las escalas de los ejes para una mejor visualización.

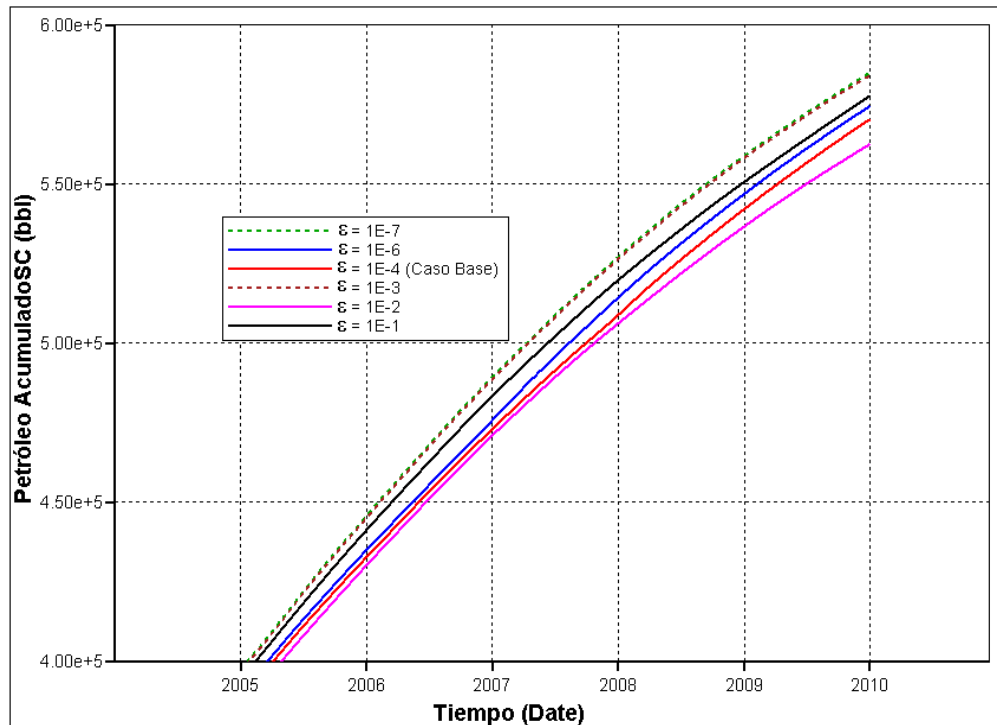


Figura 3.47:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, 2.000 ft.

Aunque pequeña, la diferencia existe debido al flujo turbulento en las celdas que implican el término de aspereza relativa en la ecuación del cálculo del factor de fricción (ecuación 3.9).

### 3.2.6. Refinamiento de las secciones horizontales

Similar al par de pozos de 5.000 pies los resultados de la simulación varían poco al refinar la sección horizontal del pozo productor, de hecho, las curvas de producción total acumulada solo difieren en menos de 5.000 *BN* después del año 2.008. Sin embargo se puede distinguir que la diferencia se reduce al utilizar las secciones horizontales de 2.000 pies de extensión.

En la misma forma, la refinación de la sección horizontal del pozo inyector ocasiona una mayor variación de los resultados. La máxima diferencia de casi 40.000 *BN* entre la

producción acumulada del caso base y del caso del refinamiento de la sección horizontal de pozo inyector es muy similar al caso de las secciones horizontales de 5.000 pies. El comportamiento de la tasa de petróleo para todos los casos es muy similar.

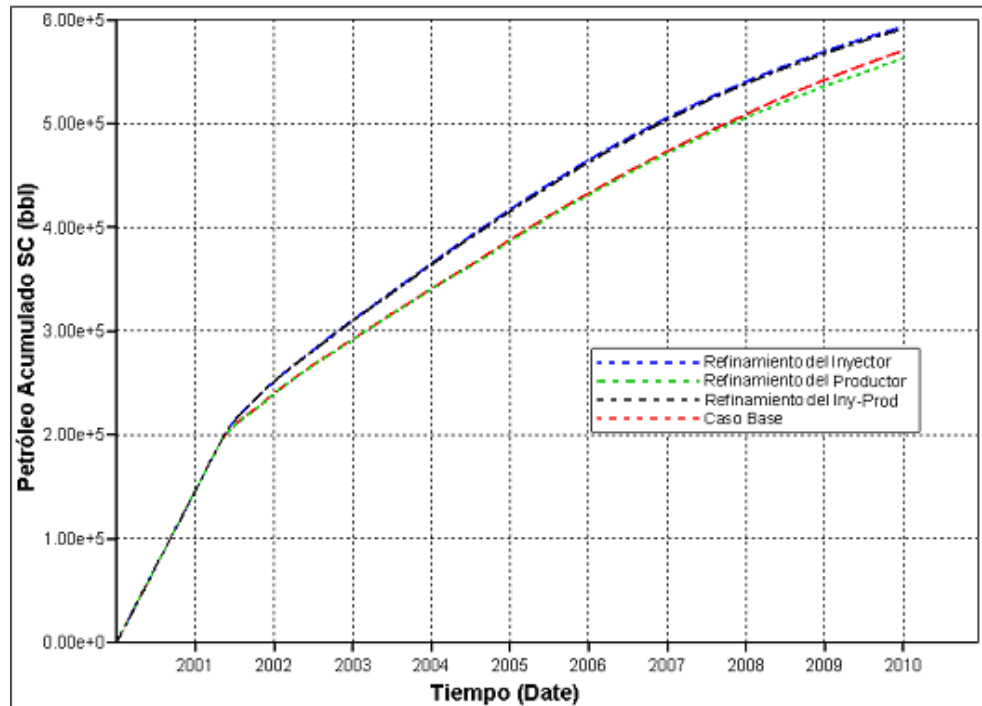


Figura 3.48:  $N_p$  vs.  $t$ , refinamiento de las secciones horizontales, 2.000 ft

### 3.2.7. Opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP

Como se ve de la figura 3.49 no existe diferencia entre el caso base y el simular el proceso definiendo un segundo tipo de roca (sección 2.7.2.2) para los hoyos discretizados de las secciones horizontales de los pozos. Las diferencias entre utilizar esta opción y el caso base prácticamente desaparecen con la reducción de las secciones horizontales.

Por su parte la opción de STEAMTRAP presenta diferencia en la producción total acumulada antes de culminar el primer año, ya que, como se conoce, la opción ajusta la presión de fondo en el pozo productor en base a mantener una máxima diferencia de temperatura de  $5\text{ }^{\circ}\text{F}$  con el pozo inyector. La no producción de vapor genera un flujo laminar en las secciones del hoyo discretizado del pozo productor.

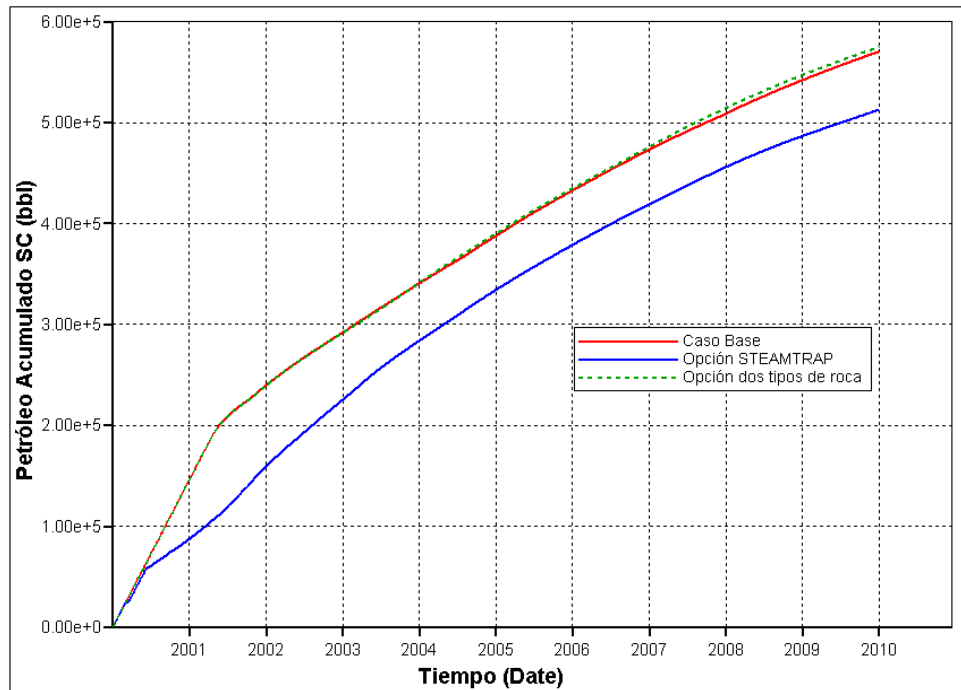


Figura 3.49:  $N_p$  vs.  $t$ , opciones dos tipos de roca y STEAMTRAP, 2.000 ft

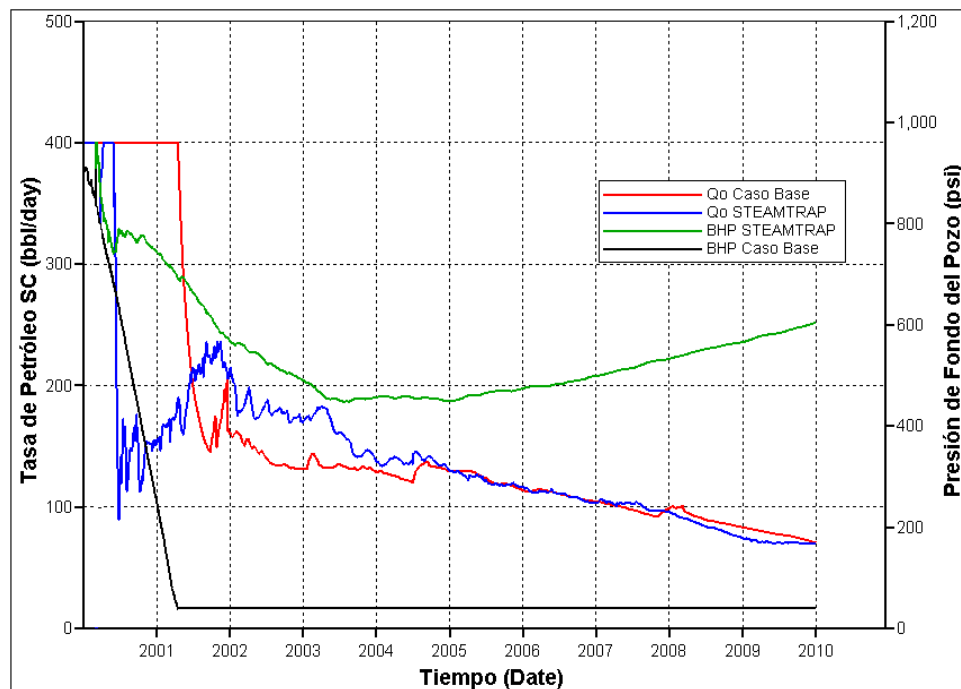


Figura 3.50.  $Q_o$  y BHP vs.  $t$ , comparación a la opción STEAMTRAP, 2.000 ft

En realidad esta no es una característica del pozo productor que pueda tener un menor o mayor impacto con el cambio de la longitud de la sección horizontal de los pozos. Este parámetro más bien está relacionado con el control y operación del pozo productor. En comparación de

este caso con el caso base, la presión promedio al final de los 10 años en la zona de la cámara de vapor y fuera de ella es de 600 y 750 *psi* respectivamente, mientras que para el caso base los mismos valores corresponden a 100 y 600 *psi* respectivamente.

### 3.3. SW-SAGD

#### 3.3.1 Caso Base

La tasa de inyección seleccionada para el caso base y los demás casos es 400 *BN/d* de agua equivalente. El aumentar la tasa de inyección por encima de este valor no proporciona un aumento considerable en la producción al final de los diez años. Por ejemplo una tasa de inyección de 600 *BN/d* de agua equivalente representa un aumento en la producción acumulada menor a 40.000 *BN* de petróleo al final del período.

La producción total acumulada de acuerdo a las características definidas para el caso base es de 344.876 *BN* al final de la vida del proceso. Esto representa un 14% del petróleo original en sitio y 17,25 % del petróleo total movable dentro del yacimiento. La producción resulta bastante baja si se compara con el caso del SAGD convencional (par de pozos de 2.000 pies), e incluso representa una producción adicional de apenas 37.558 *BN* con respecto a la producción total acumulada obtenida mediante la producción por agotamiento natural de la presión dentro del mismo período de 10 años. Esto se muestra en la figura 3.51. Pero esto no quiere decir que aplicar SW-SAGD bajo este esquema no sea rentable, ya que se pueden optimizar las variables sometidas al análisis de sensibilidad para buscar una configuración más apropiada en los pozos en cuanto a las características de la completación.

La baja productividad del pozo se debe a la gran producción de agua y vapor por el espacio anular. El corte de agua se mantiene siempre por encima del 80 % a partir del 2.002 y corresponde en conjunto a la producción de agua y vapor (medido en barriles de agua equivalente por día) con respecto a la tasa total. La tasa de petróleo se mantiene relativamente constante en 180 *BN/d* como promedio a partir del 2.003. Hasta el final del período la tasa no cae por debajo de este valor, lo cual deja abierta la posibilidad de extender el proceso por más

tiempo. Se simuló el proceso hasta por más tiempo y se obtuvo que la tasa se mantiene estable en 180 *BN/d* hasta el año 2015 con una producción acumulada de casi 500.000 *BN*.

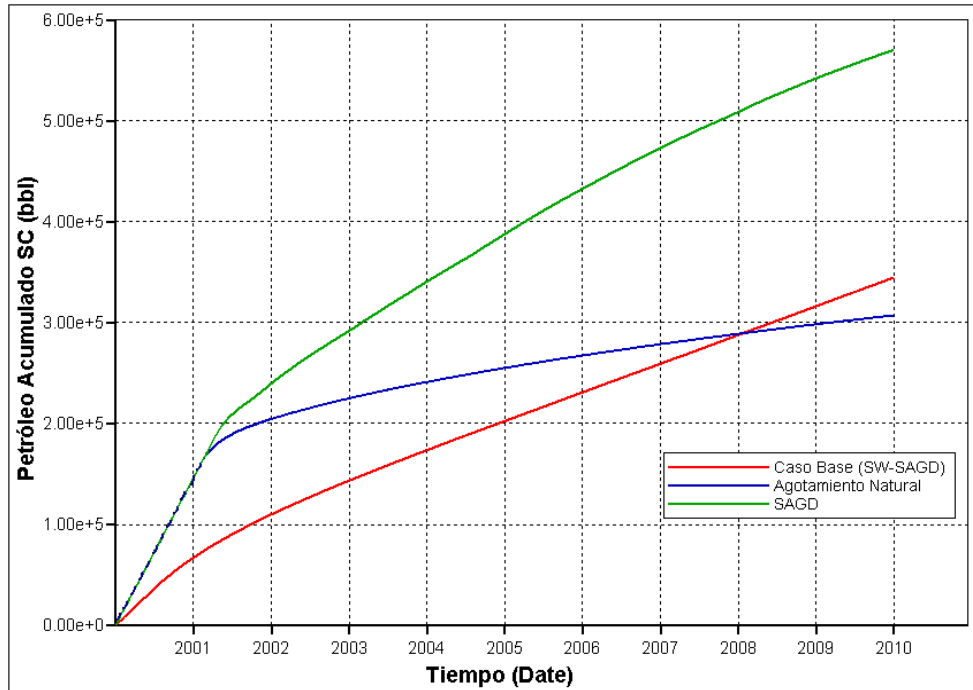


Figura 3.51:  $N_p$  vs.  $t$ , caso base en SW-SAGD, agotamiento natural y SAGD

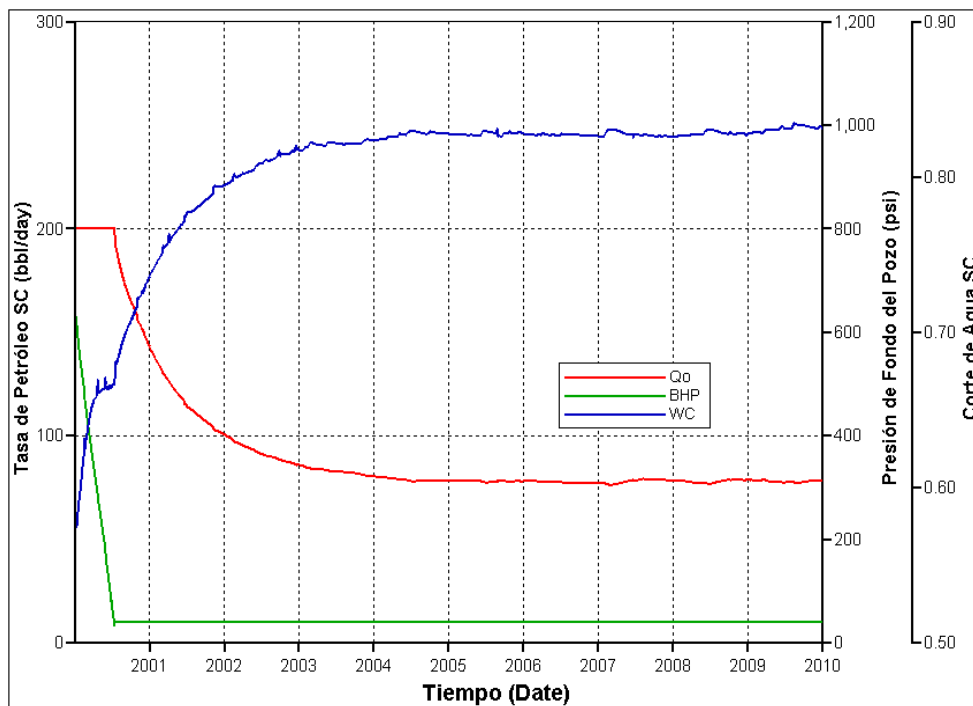


Figura 3.52:  $Q_o$ , BHP y corte de agua vs.  $t$ , caso base, SW-SAGD

Al graficar la saturación de los fluidos dentro del espacio anular para cada una de las secciones se observa que más del 50% del espacio anular permanece lleno de vapor y que la saturación de agua líquida (vapor condensado) no supera al 10%. La figura 3.53 corresponde al año 2005 cuando la tasa de petróleo se encuentra en un valor estable y permanece estable con el transcurso del tiempo. Las curvas en la figura no representan movimiento de fluidos dentro de las secciones del espacio anular sino saturaciones que determinan los valores de permeabilidades relativas usadas en las ecuaciones de flujo. Como se ha mencionado, en el cálculo del flujo dentro del hoyo discretizado el simulador aplica una cuña entre la fase líquida y la fase gaseosa para evitar el deslizamiento de la primera sobre la segunda. Lo que se desea mostrar con esta curva es cómo el espacio anular se llena de vapor con la producción ya que el simulador no presenta resultados de tasa de vapor versus tiempo. Esta se contabiliza como producción del componente agua que incluye el vapor y el agua líquida o vapor condensado.

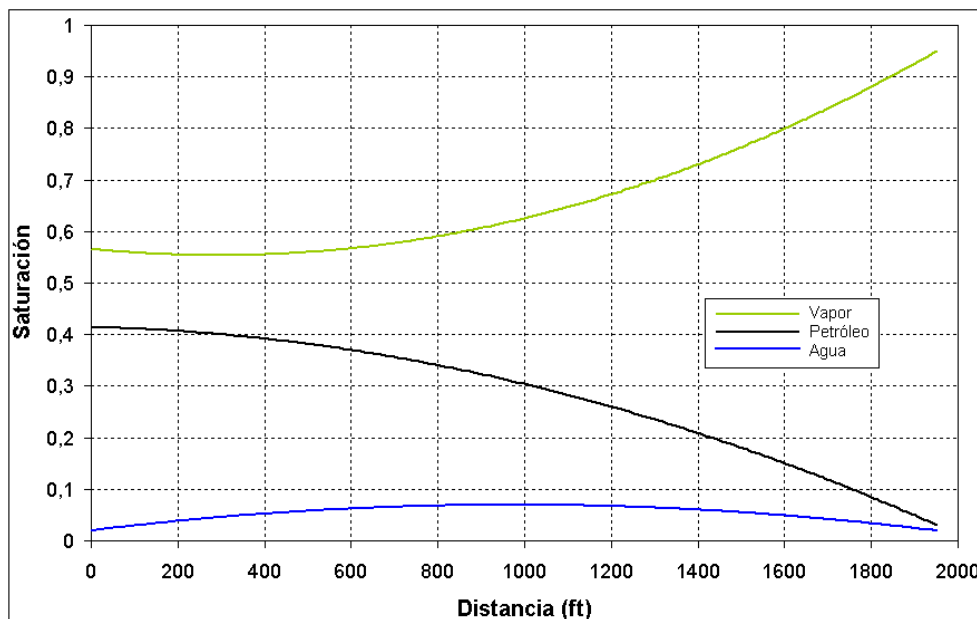


Figura 3.53: Saturación de fluidos vs. dist., espacio anular, caso base (01/2005)

Existe una fuerte caída de presión con la producción dentro del espacio anular que para el 2001 llega a ser de casi 900 psi entre el dedo y el talón del pozo. Las ondulaciones en las curvas se deben al método de cálculo de la presión dentro de cada una de las 40 secciones del pozo. El simulador calcula de manera simultánea el flujo en las 10 celdas del pozo pero comenzando por las subdivisiones 1, luego la 2, luego la 3 y finalmente la 4 de cada celda.



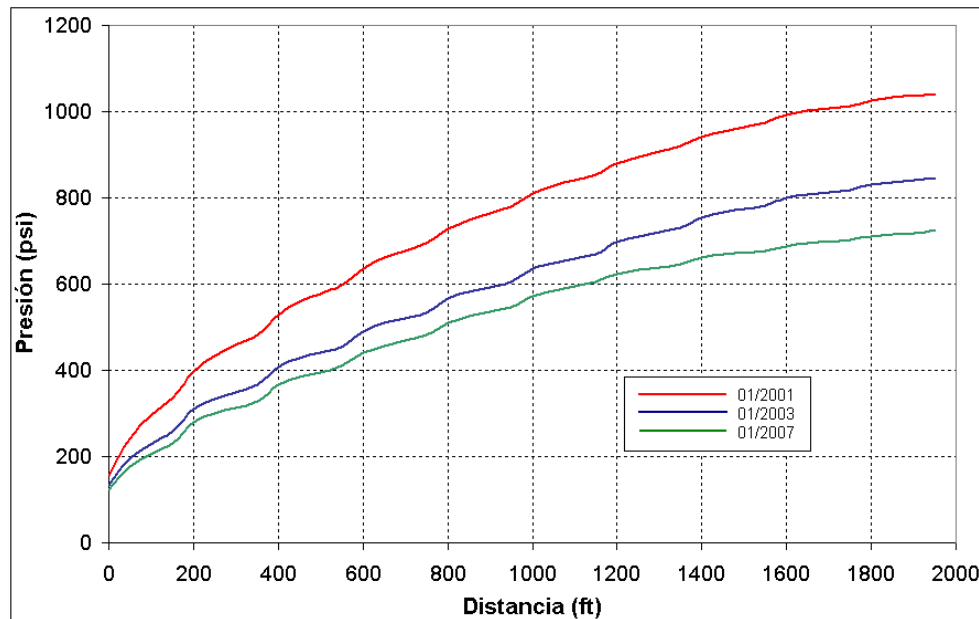


Figura 3.54: Presión vs. dist., espacio anular, caso base, SW-SAGD

El calentamiento es efectivo en el yacimiento. Se observa en la figura 3.55 cómo el calor se origina desde el dedo del pozo y se extiende en el yacimiento con el transcurrir del tiempo. El vapor sube rápidamente hacia el tope del yacimiento para luego extenderse horizontalmente creando una zona “calentada” alrededor del pozo y eventualmente por todo el volumen del yacimiento que está encima del pozo. La extensión del vapor en la zona tope del yacimiento ofrece una pérdida de calor adicional hacia la formación suprayacente. La figura representa una sección del yacimiento y con un ajuste en la escala para una mejor visualización. La línea de inyección (vertical) aparece en el dedo del pozo solo para efectos de representación pero en realidad se conecta en el mismo extremo de la línea de drenaje para que el vapor fluya dentro de la tubería desde el talón y hasta el dedo del pozo.

La figura 3.56 del perfil de saturación de vapor en el yacimiento muestra cómo el vapor se extiende en la zona tope del yacimiento dentro de la primera capa o estrato del modelo ( $k = 1$ ). La formación de la cámara de vapor es desde el tope hacia abajo y por encima del pozo. Con el calentamiento de los fluidos en la zona alta del yacimiento el drenaje por gravedad toma lugar al desplazarse el petróleo de viscosidad reducida junto con el vapor condensado hacia el fondo del yacimiento, debido a la fuerza de gravedad y el diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento.

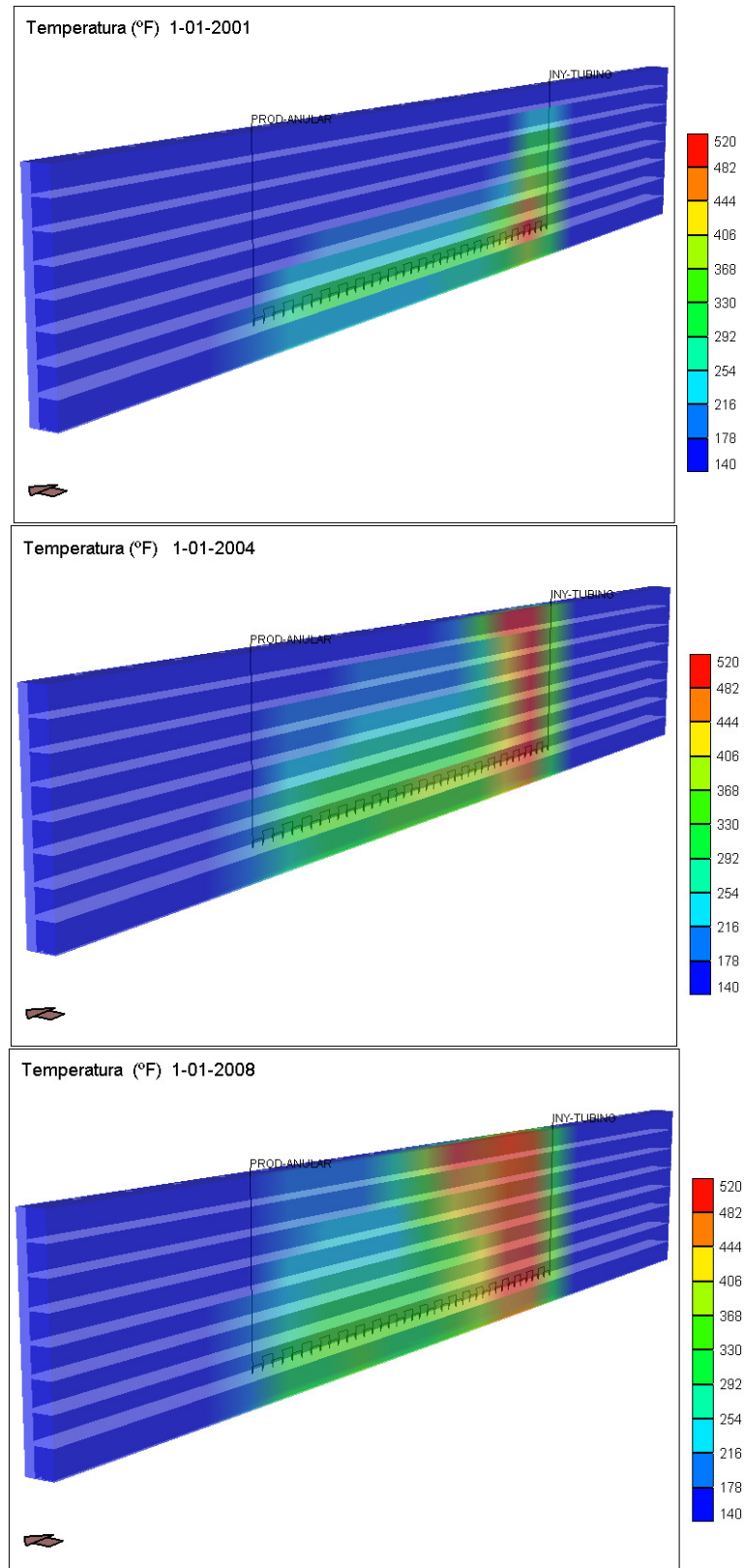


Figura 3.55: Perfil de temperatura, caso base, SW-SAGD

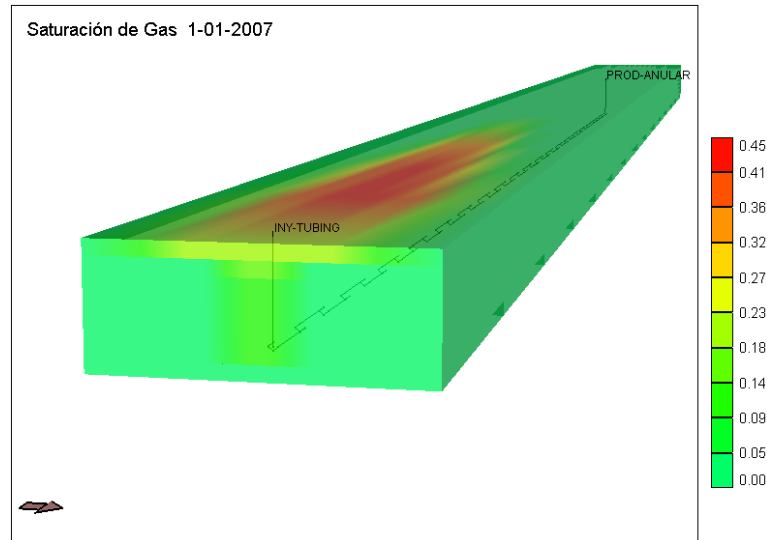


Figura 3.56: Perfil de saturación de vapor, SW-SAGD

El calentamiento en el yacimiento se origina por la inyección de vapor que calienta de manera directa el crudo al transferirle calor, y por la circulación de vapor a lo largo de la tubería que calienta el crudo alrededor de la sección horizontal del pozo. La figura 3.57 muestra como en las zonas azules la viscosidad se reduce hasta un valor promedio máximo de 73 *cp*.

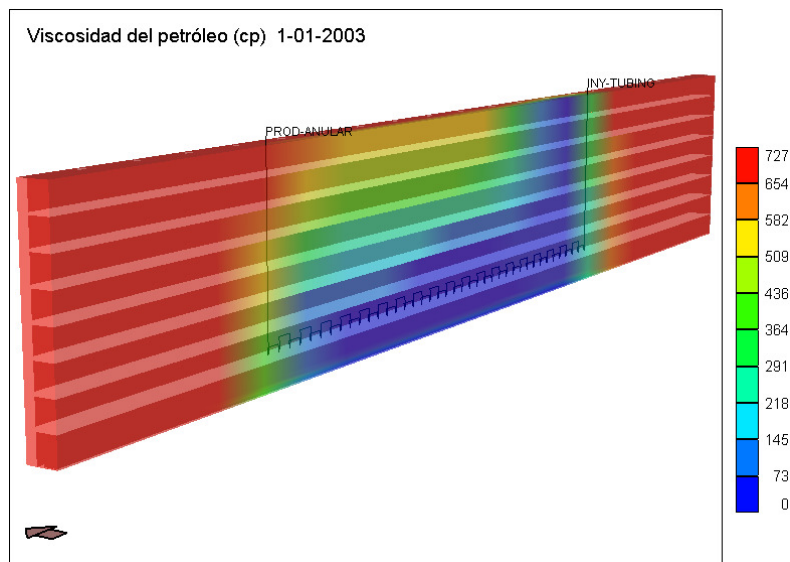


Figura 3.57: Perfil de viscosidad del petróleo, SW-SAGD

Con respecto al flujo en el pozo, el modelo calcula el tipo de flujo, la transmisibilidad y la permeabilidad en las 40 secciones del pozo originadas por el refinamiento. Las subdivisiones

radiales y angulares aplican a las celdas que contienen el pozo mas no al pozo en sí. El tipo de flujo en todas las secciones, para toda la vida del proceso y en las dos corrientes de flujo del pozo (espacio anular y tubería) es turbulento. Las transmisibilidades son menores en cada sección ya que esta depende de las dimensiones de la celda (ecuaciones 3.10 y 3.11).

### 3.3.2. Hoyo sin refinamiento

La diferencia en los resultados es bastante notoria. La producción total acumulada obtenida en la representación del proceso sin refinar la sección horizontal está casi 170.000 *BN* de petróleo por debajo del caso base, e incluso también por debajo de la producción por agotamiento natural de la presión en el mismo período (135.000 *BN* por debajo).

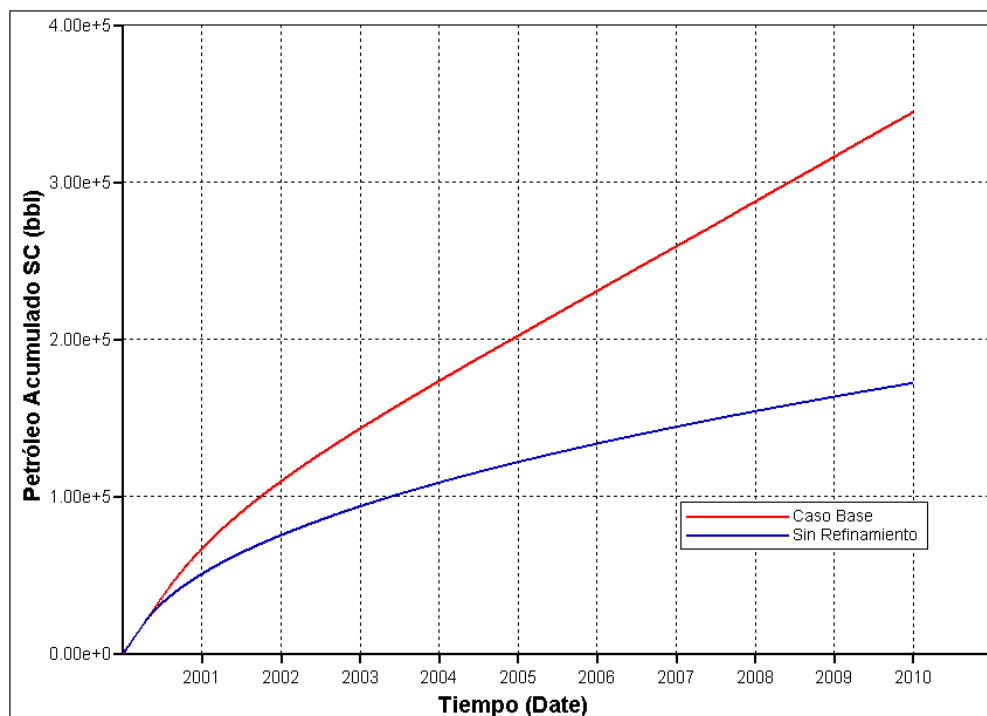


Figura 3.58: Np vs. t, caso base y sin refinamiento, SW-SAGD

La diferencia en la producción total acumulada de petróleo se debe a una mayor producción de vapor por el espacio anular desde el primer año de vida del proceso. Al corte de agua en la figura 3.59 corresponde la suma del flujo de agua y vapor. De hecho, representar la sección horizontal del pozo sin refinamiento no permite la inyección de vapor en el yacimiento, ya que

este al llegar a la última celda se devuelve en su totalidad por el espacio anular sin inyectarse en el yacimiento. Se calienta la zona alrededor del pozo por conducción y convección pero en ningún momento se observa ninguna celda con una saturación de vapor mayor al 0 %.

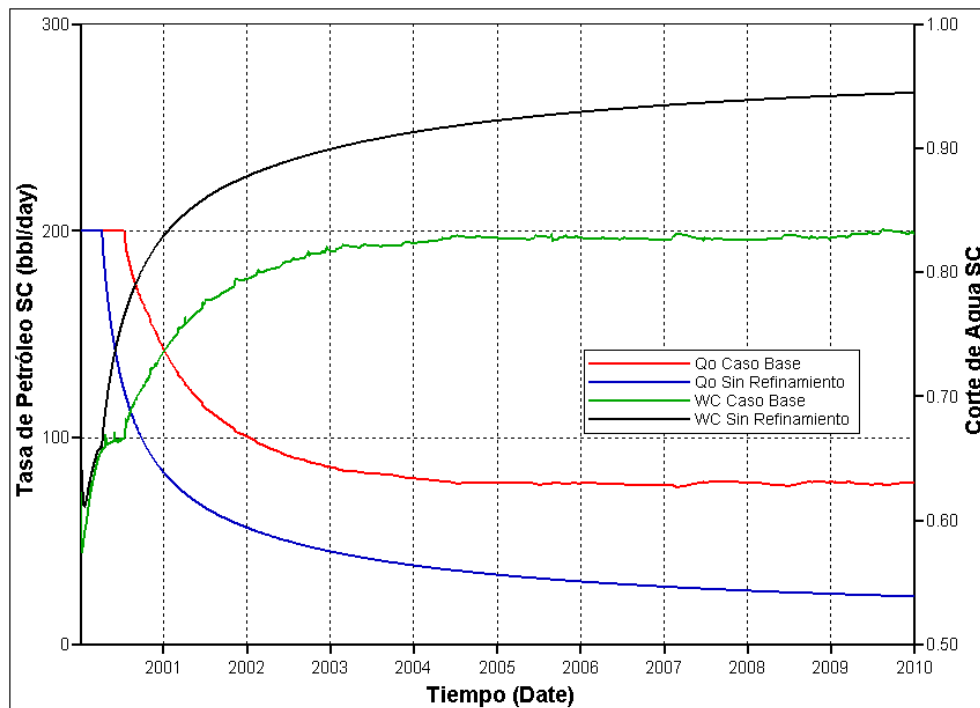


Figura 3.59: Qo y corte de agua vs. t, caso base y sin refinamiento, SW-SAGD

A diferencia del modelo sin refinamiento, en el caso base se establece una mejor conexión entre la última celda del pozo (dedo) y las celdas que se encuentran alrededor. La división radial del refinamiento hace que el vapor se concentre en el centro de la celda (figura 3.60) de la sección del pozo y de allí se distribuye hacia el resto de las demás divisiones permitiendo que el vapor se inyecte de la tubería al yacimiento y suba hacia el tope de la formación.

De la misma manera que para el caso base, en el modelo sin refinamiento el flujo es turbulento en todas las secciones del espacio anular y en todo momento. En comparación con el caso base (figura 3.53) para el año 2005 las saturaciones de los fluidos dentro del espacio anular muestran un 80% de saturación de vapor en promedio y una menor saturación de agua líquida debido a una mínima condensación del vapor. Con el paso del tiempo la producción de vapor va aumentando y la de petróleo disminuyendo.

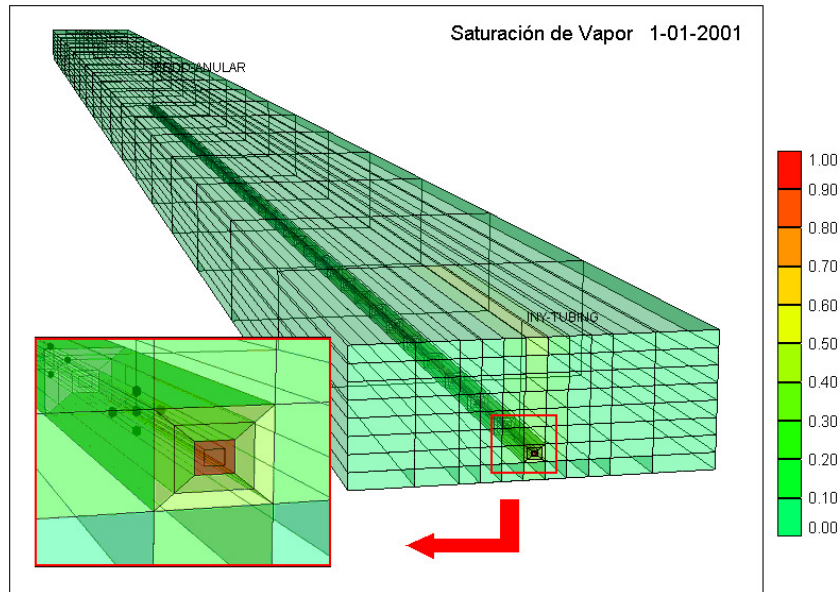


Figura 3.60: Saturación de vapor en el dedo del pozo, caso base, SW-SAGD

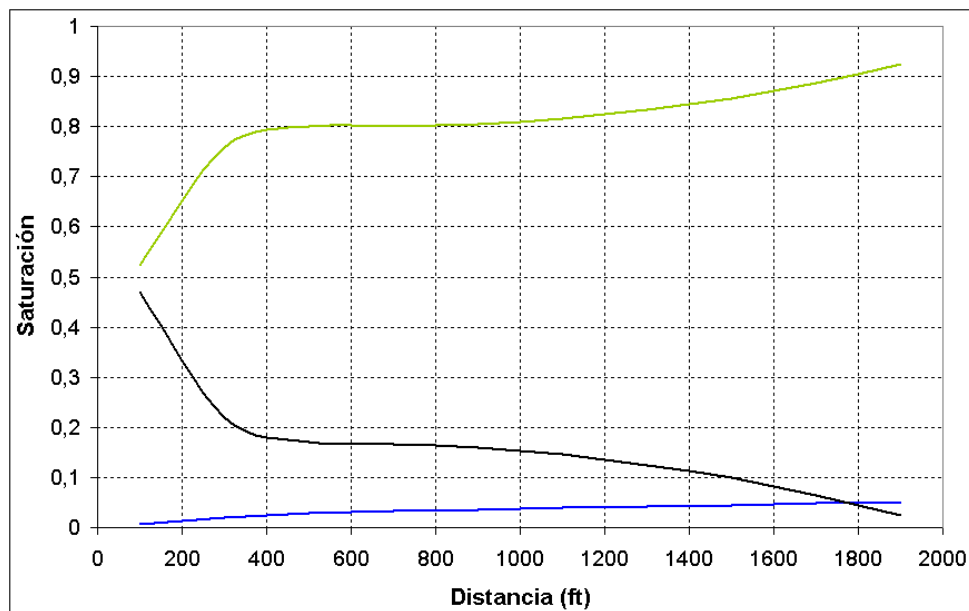


Figura 3.61: Saturación de fluidos vs. dist., espacio anular, sin refinamiento (01/2005)

### 3.3.3. Sensibilidad al tamaño del espacio anular

La reducción del tamaño del espacio anular favorece a la producción de petróleo. Al existir una diferencia de 0,4 pulgadas (1,01 cm) entre el radio del espacio anular y el radio de la tubería de inyección (el espesor de tubería es nulo) se obtienen 87.652 BN adicionales en comparación con el caso base. De forma contraria, con una separación entre el radio de la

tubería de inyección y el radio del espacio anular de 1 pulgada se obtiene una producción total acumulada que está 89.104 BN por debajo del caso base.

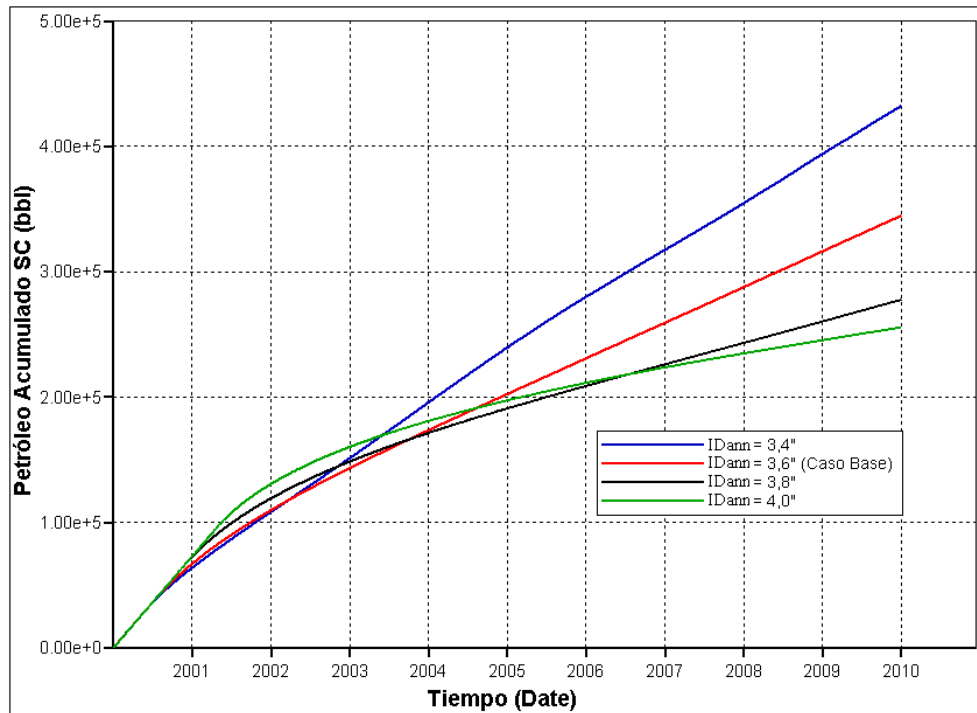


Figura 3.62: Np vs. t, sensibilidad al tamaño del espacio anular, SW-SAGD

La tasa de petróleo versus el tiempo es muy similar en todos los casos y la diferencia se debe a una mayor producción de vapor con el aumento del espacio anular, es decir que la reducción del tamaño del espacio anular disminuye la producción de vapor. El flujo es siempre turbulento dentro del espacio anular para todos los casos. La mayor o menor producción de vapor se debe a que al disminuir el espacio anular el vapor que fluye junto con el petróleo disminuye su velocidad y se produce en menor cantidad.

Los resultados indican una gran sensibilidad a este parámetro en la simulación, ya que pequeños cambios en el tamaño del espacio anular originan grandes variaciones en la producción total acumulada. Se intentó simular el caso para una separación de 0,2 y 0,3 pulgadas pero errores durante la simulación hicieron esto imposible. Por otro lado, la separación fijada para la simulación es constante en toda la sección horizontal, es decir que la tubería se encuentra perfectamente centrada dentro del hoyo, cosa que se puede lograr con

dificultad en la realidad y sólo con el uso de herramientas especiales. El vapor entra al espacio anular mayormente desde el dedo del pozo, cuando pasa directamente de la tubería a este en vez de inyectarse en el yacimiento.

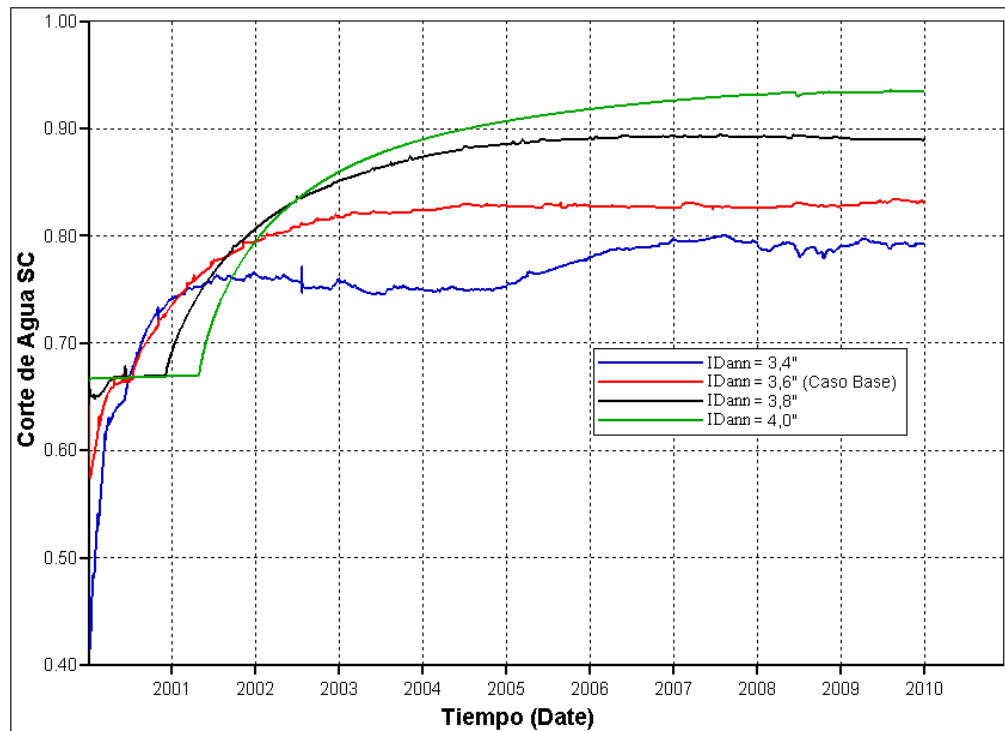


Figura 3.63: WC vs. t, sensibilidad al tamaño del espacio anular, SW-SAGD

### 3.3.4. Sensibilidad al radio interno de la tubería de inyección

Aunque para este análisis de sensibilidad la separación entre la tubería de inyección y el espacio anular es constante para todos los casos, el usar tuberías de mayor diámetro aumenta el área (plano transversal) disponible para el flujo de fluidos dentro del espacio anular, ya que ambos radios aumentan o disminuyen para cada caso pero mantienen su separación constante. Se destaca el hecho de que en cada caso la tasa de inyección es la misma, es decir, el reducir el diámetro de la tubería de inyección no impide que fluya el mismo volumen de vapor. La producción total acumulada indica que reducir los diámetros de tubería mejora la producción total acumulada aunque el incremento no es significativo. Por otro lado, el utilizar un método de perforación que garantice un diámetro mayor del hoyo no es garantía de una mayor producción ya que, como se muestra, esta disminuye al utilizar un diámetro mayor.



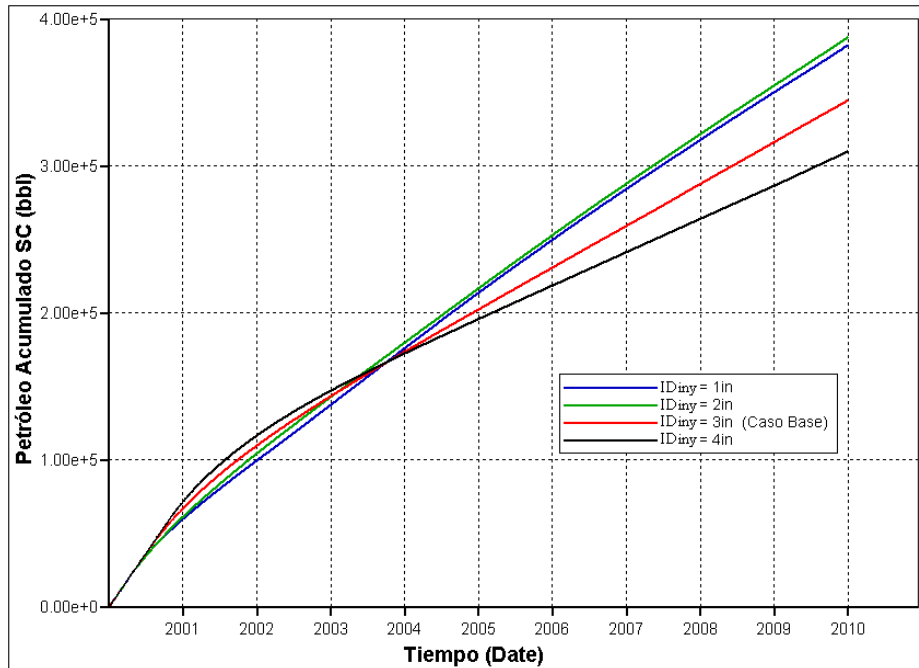


Figura 3.64:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno de la tubería de inyección

Nuevamente la diferencia en la producción se debe a la menor o mayor producción de vapor. Sin embargo la diferencia en el corte de agua entre las tuberías de 1 y 2 pulgadas de diámetro no tiene mayor impacto en la producción.

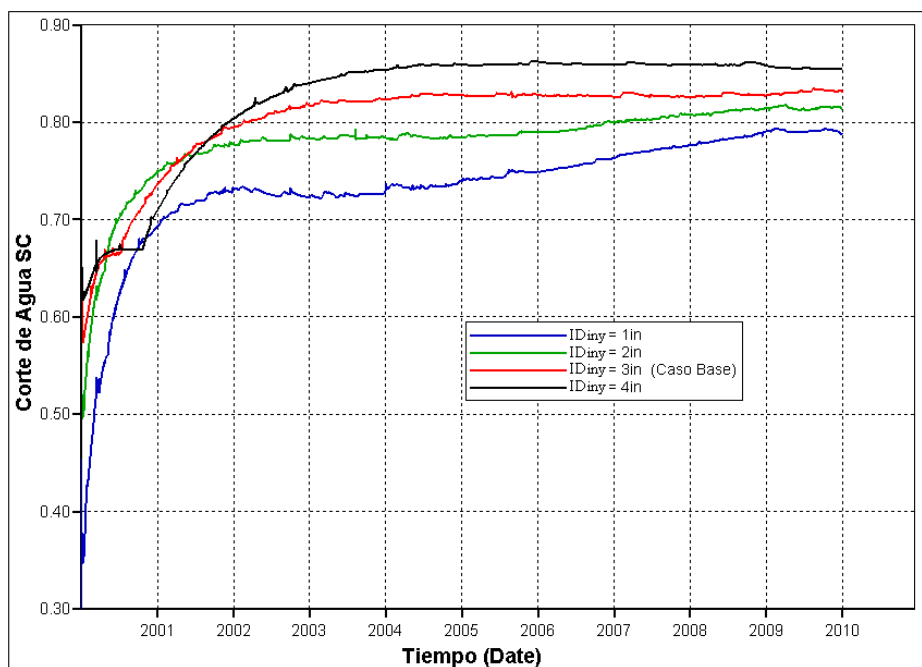


Figura 3.65:  $WC$  vs.  $t$ , sensibilidad al radio interno de la tubería de inyección

3.3.5. Sensibilidad a la aspereza relativa en el espacio anular

El espacio anular presenta también una gran sensibilidad a la aspereza relativa. Un valor mayor incrementa la producción de petróleo debido a la disminución de la producción de vapor y agua (corte de agua). El efecto creado por el aumento de la aspereza relativa es el de una menor velocidad del vapor en el flujo dentro del espacio anular. Los cálculos de flujo en las secciones del espacio anular indican que la cuña o gas slip es de una menor magnitud lo que ocasiona una menor velocidad del vapor que fluye junto con el agua y petróleo.

La producción total acumulada aumenta con respecto al caso base en casi 100.000 *BN* para el caso de la mayor aspereza relativa correspondiente a  $\epsilon = 0,1$  el cual es el valor mayor admitido por el simulador. Por otro lado, el incluir una aspereza relativa en el espacio anular menor a la opción por defecto del caso base ( $\epsilon = 0,0001$ ) no tiene un impacto significativo. De hecho la variación es casi nula (menos de 1 *BN/d* en la tasa de petróleo), pero existe a pesar de no distinguirse en la figura 3.66.

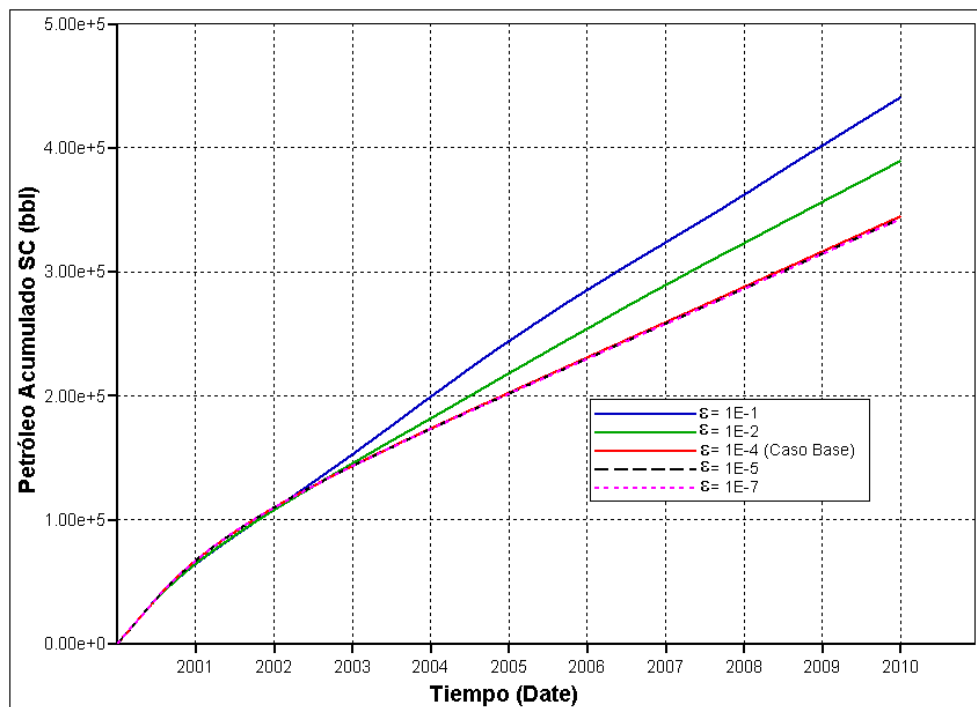


Figura 3.66:  $N_p$  vs.  $t$ , sensibilidad a la aspereza relativa, SW-SAGD

En la figura 3.67 se muestra la tasa de petróleo y el corte de agua versus el tiempo. Se observa cómo la mayor o menor producción de petróleo debe a la disminución o reducción del corte de agua (agua y vapor) con la producción.

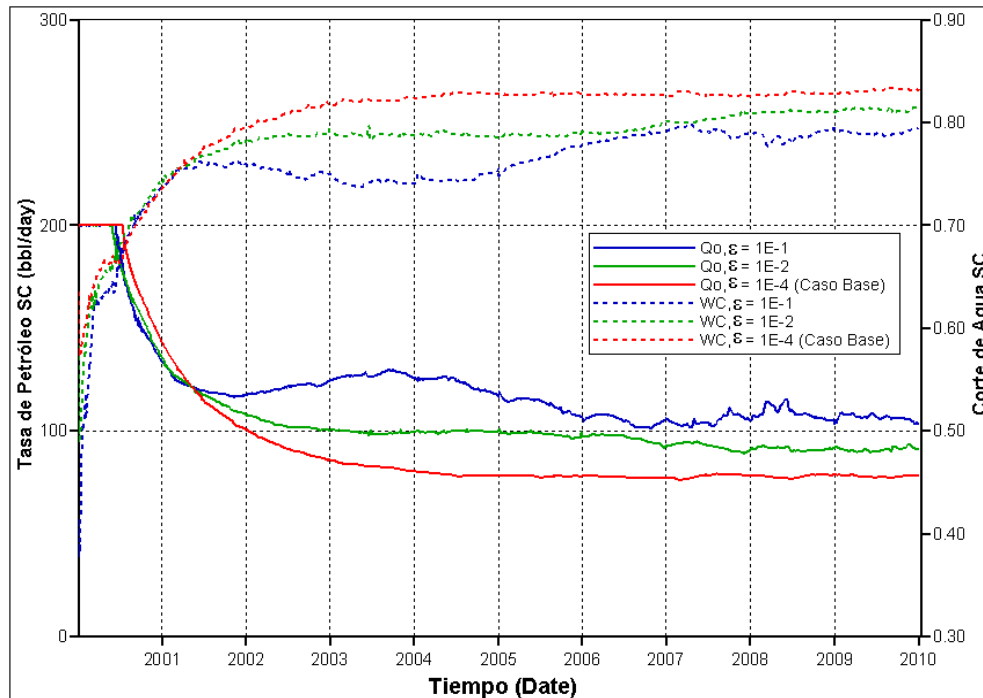


Figura 3.67: Qo y WC vs. t, sensibilidad a la aspereza relativa, SW-SAGD

### 3.3.7. Opción dos tipos de roca

No existe diferencia en los resultados al definir un segundo tipo de roca de características distintas en el hoyo discretizado. El cambio en las curvas de permeabilidad relativa no tiene efecto sobre el flujo calculado con las ecuaciones del hoyo discretizado. La diferencia existe aunque es prácticamente despreciable y se presenta sólo como una diferencia menor a 1  $BN/d$  y en un período menor a 4 meses durante la producción.

## CONCLUSIONES

- ◆ La efectividad en los procesos de SAGD y SW-SAGD está ligada a la evolución y desarrollo de la cámara de vapor dentro del yacimiento. Una extensión uniforme de la misma es garantía de un mejor calentamiento de los fluidos, un drenaje por gravedad efectivo y el sostenimiento de la presión promedio del yacimiento por mayor tiempo.
- ◆ El uso de secciones horizontales de gran extensión no es garantía de una mayor efectividad en los procesos de SAGD, ya que la cámara de vapor tiende a concentrarse en el talón del pozo inyector. Por consiguiente la mayor producción de fluidos tiende también a concentrarse en el talón del pozo productor por estar en la zona de mayor movilidad.
- ◆ El modelo de hoyo discretizado modela el flujo de fluidos y de calor en el hoyo, y entre el hoyo y el yacimiento de manera simultánea, mediante el uso de ecuaciones de flujo. En el pozo inyector se representa la distribución real del vapor a lo largo de la sección horizontal y en el pozo productor se representa la caída de presión con la producción. Estos aspectos no son representadas en el modelo de línea fuente.
- ◆ En procesos de SAGD el aumentar el diámetro interno del pozo inyector proporciona una mejor distribución del vapor en la sección horizontal y en el yacimiento, incrementando así la eficiencia del proceso. El aumento del diámetro interno del pozo productor también es favorable debido a la menor producción de agua y vapor. Por otro lado, corresponde en general una mayor producción a una menor aspereza relativa en el pozo productor, aunque el impacto de este parámetro en los resultados es bajo.
- ◆ Los resultados obtenidos de la simulación de procesos de SAGD tienen una mayor sensibilidad a los cambios en las características de la sección horizontal del pozo inyector. El impacto del cambio de las variables sobre los resultados disminuye con la reducción de la longitud de las secciones horizontales. El efecto de las variables también está influenciado por el tipo de flujo dentro del hoyo: laminar o turbulento.
- ◆ Los resultados obtenidos de la simulación de procesos de SW-SAGD son muy sensibles a las variables del pozo. Particularmente resulta indispensable el modelar la sección horizontal del pozo dentro de un mallado híbrido refinado para establecer una correcta conexión entre el pozo y las celdas adyacentes durante la simulación.

- ◆ De los análisis de sensibilidad en los procesos de SW-SAGD se tiene que una pequeña reducción del tamaño del espacio anular ocasiona un gran aumento en la producción de petróleo debido a una menor producción de vapor por el espacio anular. Por su parte, el aumento del diámetro externo del hoyo no implica una mayor producción de petróleo. Finalmente la aspereza relativa en el espacio anular en procesos de SW-SAGD favorece a la producción de petróleo al reducir la producción de vapor.

## **RECOMENDACIONES**

- ◆ Se debe emplear un estricto control de la evolución de la cámara de vapor dentro del yacimiento. Estrategias como la inyección selectiva en la sección horizontal o el precalentamiento del yacimiento inyectando vapor por ambos pozos antes de la producción, constituyen buenas alternativas. Pero se debe tener en cuenta que una gran diferencia de temperatura entre el vapor y el yacimiento origina una gran condensación del vapor en la etapa inicial.
- ◆ Debe existir un buen conocimiento del comportamiento de los procesos de SAGD y SW-SAGD en el yacimiento antes de tomar una decisión sobre la longitud de la sección horizontal a perforar. Secciones horizontales cortas representan opciones más económicas que pueden arrojar buenos resultados.
- ◆ Siempre que sea posible se recomienda el uso del método de hoyo discretizado para el modelaje de las secciones horizontales de los pozos.
- ◆ Se recomienda el uso de secciones horizontales de diámetros grandes en la aplicación de procesos de SAGD ya que proporcionan resultados más favorables. Se debe reducir la aspereza relativa en el pozo productor para obtener también mejores resultados.
- ◆ Se debe tener especial cuidado en la selección de las características de la sección horizontal del pozo inyector, tanto en la simulación como en aplicaciones de campo, siempre en función de lograr una buena distribución del vapor. Por su parte, se debe controlar el pozo productor de manera tal de producir la menor cantidad de vapor posible.
- ◆ Siempre que sea posible se debe modelar el proceso de SW-SAGD insertando el pozo dentro de un mallado refinado de tipo híbrido. Todas las características del pozo deben ser seleccionadas con especial cuidado.
- ◆ No se necesita de diámetros grandes para una mayor producción de petróleo bajo el esquema del SW-SAGD. El usar una separación mínima entre la tubería y el diámetro externo del hoyo ofrecerá mejores resultados. El colocar una empacadura para aislar el dedo del pozo con en el espacio anular puede ayudar a la disminución de la producción de vapor junto con el petróleo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) www.heavyoil.com
- 2) Espinoza, C. y Pereira, P. “*Production and Refining of Heavy Crude: a Business Opportunity in Venezuela*”, PDVSA-INTEVEP, Caracas, Venezuela. octubre de 2001, p. 1-6.
- 3) “*Drilling Sideways: a Review of Horizontal Well Technology and its Domestic Application*”, Office of Oil and Gas U.S. Department of Energy, Washington, DC, abril de 1993, p. 1-9.
- 4) Joshi, S., “*Horizontal Well Technology*”, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, p. 1.; Shelkholeslami, B., Schlottman B., Seidel F. y Button D., “*Drilling and Production of Horizontal Wells in the Austin Chalk,*” Journal of Petroleum Technology, julio de 1991, p. 773.
- 5) Oliver, D., “*Identifying Fluids and Flow in Horizontal Wells*”, Downhole Instrumentation Seminar, Glasgow, U.K., octubre de 2000, p. 2-3.
- 6) Alvarado, A. y Banser, C., “*Recuperación Térmica de Petróleo*”, Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Maracaibo, marzo de 1989, p. 1-1 a 1-20, 5-1 a 5-2.
- 7) Nasr, T. y Golbeck, G., “*Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) in Horizontal Wells: a Visualization Model Study*”, paper SPE N° 37521, California, USA, febrero de 1997, p. 1-5.
- 8) Mendoza, H., Finol, J. y Butler, R., “*SAGD, Pilot Test in Venezuela*”, paper N° 53687, Caracas, Venezuela, Abril de 1999, p. 1-4.
- 9) Nasr, T. y Golbeck, G., “*SAGD Operating Strategies*”, paper SPE N° 50411, Alberta, Canadá, Noviembre de 1998, p. 1-5.

- 10) Elliot, K. y Kovseck, A., “*A Numerical Analysis of the Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD) Process*”, U.S. Department of Energy, Junio de 2001, p. 7-12.
- 11) Mattax, C. y Dalton, R. “*Reservoir Simulation*”, Society of Petroleum Engineers, Texas, U.S.A. 1990, p. 6-10.
- 12) “Guía para el usuario STARS, Versión 2002”, Computer Modelling Group, Calgary, Alberta Canadá, 2002, p. 629-634.
- 13) Tee S. Ong y R.M. Butler, “Wellbore flow resistance in steam-assisted gravity drainage”, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Noviembre-Diciembre 2000, Volumen 29, N° 6, p. 49-55.
- 14) Elliot, K. y Kovseck, A., “*Simulation of Early Time Response of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD)*”, paper SPE N° 54618, Anchorage, Alaska, Mayo de 1999, p. 1-4.



## ABREVIATURAS

$\gamma_o$	gravedad específica del petróleo
$\varepsilon$	aspereza relativa
$\mu_o$	viscosidad del petróleo, <i>cp</i>
$\rho_o$	densidad del petróleo, <i>lb/ft<sup>3</sup></i> .
A	constante para la correlación de viscosidad, en <i>cp</i> .
API	American Petroleum Institute
B	constante para la correlación de viscosidad, en $^{\circ}F$ .
Bbl	barriles
BHP	presión de fondo fluyente (bottom hole pressure), en <i>psi</i>
BN	barriles normales
BNWeq	barriles normales de agua equivalente
BOPD	barriles de petróleo por día
BTU	British Thermal Units
BY	barriles en el yacimiento
cm	centímetros
cp	centipoise
d	días
$^{\circ}F$	grados Fahrenheit
f	factor de fricción de Fanning
ft	pies
h	espesor de la capa, <i>ft</i>
$h_w$	calor sensible, <i>BTU/lb</i>
I	índice de productividad o inyectividad, <i>Bbl/d/psi</i>
ID <sub>ann</sub>	diámetro interno del espacio anular, pulgadas
ID <sub>iny</sub>	diámetro interno del pozo inyector, pulgadas
ID <sub>prod</sub>	diámetro interno del pozo productor, pulgadas
ID <sub>tub</sub>	diámetro interno de la tubería, pulgadas
in	pulgadas
K	Kelvin
K	permeabilidad absoluta, <i>md</i>
$k_r$	permeabilidad relativa
$K_{rg}$	permeabilidad relativa al gas
$K_{ro}$	permeabilidad relativa al petróleo

$K_{rog}$	permeabilidad relativa petróleo-gas
$K_{rw}$	permeabilidad relativa al agua
$lb$	libras
$L_v$	calor latente de vaporización, $BTU/lb$
$m$	metros
$md$	milidarcys
$MMSTB$	millones de barriles normales
POES	Petróleo Original en Sitio
$P_s$	presión de saturación, $psi$
$psi$	libras por pulgada cuadrada.
$P_{wf}$	presión de fondo fluyente, $psi$
$q$	tasa de flujo, $Bbl/d$
$Q_o$	Tasa de petróleo, $BN/d$
$Q_T$	tasa de líquido total, $BN/d$
$^{\circ}R$	grados Rankine
Re	número de Reynolds
$r_e$	radio equivalente de drenaje de la celda, $ft$
$r_w$	radio del pozo, $m$
$r_{wp}$	radio interno del pozo productor, pulgadas
s	segundos
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
$S_L$	saturación de líquido
SOR	relación vapor-petróleo (Steam-Oil Ratio)
STARS	Steam, Thermal, and Advanced Proceses Reservoir Simulator
$S_w$	saturación de agua
SW-SAGD	Single Well Steam Assisted Gravity Drainage
$T_m$	temperatura promedio, $^{\circ}F$
$T_R$	temperatura del yacimiento, $^{\circ}F$
$T_S$	temperatura de saturación, $^{\circ}F$
$T_{vap}$	temperatura del vapor, $^{\circ}F$
$v$	velocidad, $ft/s$
$x_i$	fracción molar del componente $i$ .
$\Delta x$	longitud de la celda (eje $x$ ), $ft$
$\Delta y$	anchura de la celda (eje $y$ ), $ft$

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **Arenamiento:** fenómeno donde material de la formación (arena) viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.
- **Asfalteno:** Depósitos orgánicos que provienen de la perturbación del equilibrio de los crudos. Pertenecen al grupo de los bitúmenes, en el cual también están los maltenos y las resinas.
- **Aspereza relativa:** medida cualitativa de la rugosidad o aspereza que presentan las paredes de un hoyo o tubería y que incrementa la resistencia al flujo de fluidos.
- **Barita:** Mineral compuesto de sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) que tiene su aplicación en los lodos de perforación como agente densificante por su gran peso.
- **Bentonita:** Mineral arcilloso constituido principalmente por montmorilonita. Su principal uso es en los lodos de perforación para incrementar la viscosidad, permitiendo un mejor transporte de los detritos de roca hasta la superficie.
- **BTU:** British Thermal Unit. Unidad térmica inglesa. Es la cantidad de calor necesario que hay que sustraer a 1 *lb* de agua para disminuir su temperatura 1 °F. ( $1 \text{ BTU} = 1 \text{ Kcal}$ ).
- **Calidad del vapor:** Contenido de vapor en una mezcla de agua-vapor, los cuales coexisten a una presión y temperatura de saturación. Se expresa como fracción del peso total.
- **Calor latente:** Es la cantidad de calor que absorbe o genera una unidad de masa de un material durante una variación de fase. Calor latente de vaporización es la cantidad de calor que debe suministrarse a una libra de un líquido a un  $T_S$  para pasar a estado de vapor. ( $\text{BTU/lb}$ ).
- **Calor sensible:** Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. ( $\text{BTU/lb}$ ).
- **Capacidad Calorífica:** Es la habilidad de una material a almacenar calor por cada unidad de masa. A diferencia del calor específico, la capacidad calorífica es una característica de cada sustancia. ( $\text{BTU/ft}^3\text{°F}$ ).
- **Completación:** Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. La zona productiva es puesta en contacto permanente con el pozo,

permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción.

- **Componente:** un componente químico consiste en una sola sustancia que puede ser identificada como químicamente uniforme. Este puede consistir de una sola especie molecular o de la mezcla de una gama de especies moleculares similares.
- **Compresibilidad de la roca:** mide la fracción del cambio del volumen poroso de una roca en función del cambio en la presión neta de confinamiento. ( $psi^{-1}$ ).
- **Conducción:** es la transferencia térmica obtenida por contacto directo.
- **Conductividad térmica:** Es una propiedad de los materiales que mide cuán fácil es la conducción de calor a través de ellos. Es elevada en metales y cuerpos continuos y es baja en los gases. ( $BTU/ft.d^{\circ}F$ ).
- **Convección:** Es la transferencia térmica causada por el movimiento de un fluido.
- **Difusividad Térmica:** Es la relación entre la conductividad térmica y el calor específico multiplicado por su densidad. Es una medida del cambio de temperatura cuando existe calentamiento o enfriamiento ( $ft^2/hr$ ).
- **Drawdown:** diferencial de presión que existe entre la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo fluyente de un pozo.
- **Entalpía:** Es la suma del calor sensible y latente por unidad de masa de una sustancia entre un punto de referencia y la temperatura y el estado considerado.
- **Empaque con grava:** Filtro metálico que contiene grava de un tamaño determinado y que se coloca en la tubería y el espacio anular para evitar la producción de arena de la formación.
- **EOR:** (Enhanced Oil Recovery) Son todos los métodos y técnicas de recuperación de petróleo de un yacimiento que implican la utilización de otros medios diferentes a la energía natural del yacimiento.
- **Fase:** una fase consiste y está compuesta por la manifestación física de uno o más componentes. Por ejemplo el componente químico agua se puede encontrar en fase líquida, gaseosa o sólida. Las fases poseen propiedades tangibles tales como densidad y viscosidad.

- **Gravedad específica:** esa una comparación de la densidad de una sustancia con la densidad del agua (líquidos) o con la densidad del aire (gases).
- **Liner o tubería ranurada:** Sección de tubería ranurada o con rejillas utilizada como filtros de superficie entre la formación y el pozo en procedimientos de control de arena.
- **Lodo de perforación:** una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada durante la perforación. Sus principales funciones son la de enfriar la barrena, elevar hasta la superficie los detritos de roca y controlar el flujo ascendente del petróleo o gas.
- **Permeabilidad absoluta:** es la facilidad para permitir el flujo de fluidos a través de un sistema poroso interconectado cuando el medio esta 100% saturado con el fluido que fluye.
- **Permeabilidad relativa:** es el resultado de dividir la permeabilidad efectiva de un fluido en particular entre la permeabilidad absoluta del medio poroso.
- **Presión crítica:** es la máxima presión a la cual un líquido pasa a estado gaseoso. A esa presión crítica corresponde una temperatura crítica
- **Revestidor:** tubería de acero cementada dentro del pozo durante su proceso de construcción que tiene la función de estabilizar las paredes del hoyo.
- **Saturación irreducible:** se refiere a la menor saturación de un fluido dentro de un medio poroso que se puede alcanzar mediante el desplazamiento por otro fluido.
- **Segregación gravitacional:** la tendencia de los fluidos a separarse dentro del yacimiento en diferentes estratos debido a las fuerzas de gravedad. Los fluidos más pesados se mueven hacia el fondo de la formación y los más livianos hacia el tope.
- **Temperatura de saturación:** es la temperatura a la cual se produce la vaporización de un líquido a una determinada presión.
- **Viscosidad dinámica:** es una medida de la resistencia de un fluido a fluir como resultado de la interacción y cohesión de las moléculas que lo constituyen.

## ANEXO A:

## CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las curvas de permeabilidad relativa en el modelo del yacimiento se definen con las correlaciones disponibles en el simulador STARS según el siguiente procedimiento:

$K_{rwro}$	0,2	Permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual
$K_{rocw}$	0,925	Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua connata
$K_{rgro}$	0,51	Permeabilidad relativa al gas a la saturación de petróleo residual
$K_{rocg}$	0,925	Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de gas residual
$S_{wcon}$	0,2	Saturación de agua connata
$S_{gcon}$	0	Saturación de gas residual
$S_{wcr}$	0,2	Saturación crítica de agua
$S_{gcr}$	0,05	Saturación crítica de gas
$S_{orw}$	0,15	Saturación de petróleo residual en inundación con agua (water flood)
$S_{org}$	0,3	Saturación de petróleo residual en inundación con gas (gas flood)
$S_{oirw}$	0,15	Saturación de petróleo irreducible
$S_{oirg}$	0,3	Saturación de gas irreducible

Tabla A.1: Valores en la correlación de permeabilidades relativas

Las permeabilidades relativas del agua y petróleo están dadas por:

- ◆ Para  $S_w < S_{wcr}$  corresponde  $K_{rw} = 0$
- ◆ Para  $S_w > 1 - S_{orw}$  corresponde  $K_{row} = 0$
- ◆ Para  $S_w \geq S_{wcr}$  corresponde

$$K_{rw} = K_{rwo} \left( \frac{S_w - S_{wcr}}{1 - S_{oirw} - S_{wcr}} \right)^{N_w}$$

◆ Para  $S_w \leq 1 - S_{orw}$  corresponde

$$K_{row} = K_{rocw} \left( 1 - \frac{S_w - S_{wcon}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}}$$

En la figura A.1 se presentan las permeabilidades relativas al agua y al petróleo derivada de las correlaciones. Los exponentes  $N_w$ ,  $N_{ow}$ ,  $N_G$  y  $N_{OG}$  controlan la forma de las curvas. Un mayor valor de los exponentes corresponde una curva más cóncava.

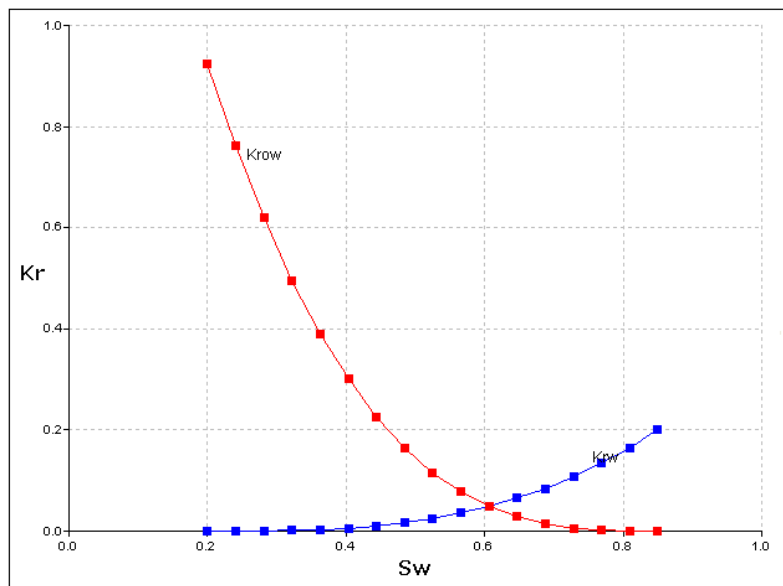


Figura A.1: Permeabilidades relativas al agua y al petróleo

El valor de los exponentes es de 3,5 según el siguiente criterio recomendado en el simulador:

- a)  $N = 1$  para yacimientos con sistemas de fracturas.
- b)  $N = 3$  para areniscas bien consolidadas.
- c)  $N = 3,5$  para areniscas pobremente consolidadas.
- d)  $N = 4$  para rocas calizas.

Las correlaciones usadas para las permeabilidades relativas en el sistema petróleo–gas están dadas por:

- ◆ Para  $S_g < S_{gcr}$  corresponde  $K_{rg} = 0$
- ◆ Para  $S_g > 1 - S_{org} - S_{wcon}$  corresponde  $K_{rog} = 0$
- ◆ Para  $S_g \geq S_{gcr}$  corresponde

$$K_{rg} = K_{rgro} \left( \frac{S_g - S_{gcr}}{1 - S_{gcr} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right)^{N_G}$$

- ◆ Para  $S_g \leq 1 - S_{org} - S_{wcon}$  corresponde

$$K_{rog} = K_{rocg} \left( 1 - \frac{S_g - S_{gcon}}{1 - S_{org} - S_{wcon} - S_{gcon}} \right)^{N_{OG}}$$

Las curvas correspondientes se presentan en la figura A.2 a continuación:

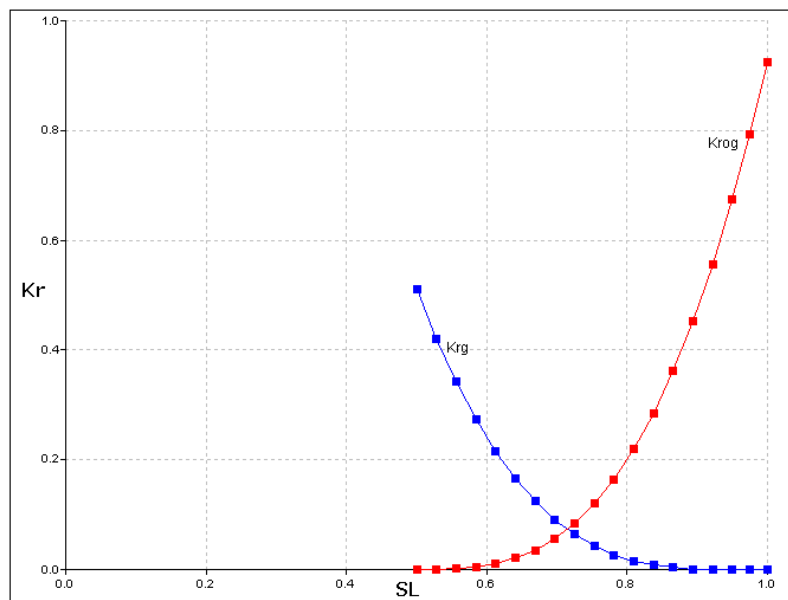


Figura A.2: Permeabilidades relativas al gas