

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTIMADO DE FACTOR DE RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR: CAMPO OROCUAL**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Infante O., Joanna  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas; Mayo 2007

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **ESTIMADO DE FACTOR DE RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR: CAMPO OROCUAL**

**TUTOR ACADÉMICO: Dr. Adafel Rincón**  
**TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Andrés Yrigoyen**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Br. Infante O., Joanna  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Infante O, Joanna K:


**“ESTIMADO DE FACTOR DE RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR: CAMPO OROCUA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO



---

**Prof. Evelyn Azuaje**  
Jurado



---

**Prof. Gustavo Moya**  
Jurado



---

**Dr. Adafel Rincón**  
Tutor Académico



**A mis Padres Nancy Ojeda y José Infante**

**A mi abuelita Rosita †**

**A mi sobrina Aydanna Valentina**

**A mi Novio Miguel Baritto**

## AGRADECIMIENTOS

A **Dios Todopoderoso** por escuchar todas mis plegarias.

A la **Ilustre Universidad Central de Venezuela**, por ser parte de mi formación como profesional. Y a la Facultad de Ingeniería, **Escuela de Petróleo**, por brindarme la oportunidad de crecer como ingeniero de petróleo.

A **PDVSA S.A.** por darme la oportunidad de realizar este Trabajo Especial de Grado en una de las más grandes y prestigiosas industrias del ramo petrolero a nivel mundial.

Al **Prof. Adafel Rincón**, gracias por su asesoramiento y revisiones prestadas para la culminación de este proyecto.

A mis tutores industriales **Ing. Andrés Yrigoyen, Ing. Ismael Anaya**, por su asesoramiento y la ayuda prestada en la realización de este trabajo final de pregrado, gracias por el apoyo recibido. A mi amiga y tutora **Ing. María Manuela Hernández**, por su apoyo, amistad y ayuda prestada, Gracias Amiga!

Al **Ing. Alvaro Serna** por su invaluable asesoramiento y paciencia prestado en el manejo del simulador Stars, por ayudarme a conseguir el apoyo de parte del equipo que conforma CMG. Al **Ing. Victor Salazar** por brindarme la oportunidad de utilizar las instalaciones de CMG para la culminación de este proyecto y al **Ing. Arnaldo Velásquez** por brindarme el apoyo que necesité y por darme la solución, Gracias a todo el equipo de CMG!

A mi Padre **José Infante**, Gracias papi por todo, por el apoyo que me brindaste, por las ganas de que tu hija salga adelante en la vida, porque sé que la mitad de mi corazón la heredé de ti y porque eres el mejor papá del mundo, GRACIAS!

A mi Madre **Nancy Ojeda**, Gracias mami por apoyarme, porque gracias a ti estoy aquí, por darme la vida, por darme fuerzas, por estar siempre a mi lado y por ser la mejor mamá del mundo, GRACIAS!

A mi abuelita **Rosita**, porque siempre me apoyaste, porque sé que desde el cielo me escuchaste y velaste mis noches de soledad te amo abuelita y te extraño mucho.

A mi Hermana **Dayana Monsalve** y mi Sobrina **Aydanna Acosta**, porque me apoyaron y porque me diste fuerza mi clinqui clinqui, gracias por todos esos abrazos a mis llegadas y esos dibujos que me recordaban que alguien me esperaba con los brazos abiertos en casa, LAS QUIERO!!!!

A mi Novio el **Ing.Miguel Baritto**, Gracias amor por todo el apoyo que he recibido de ti, porque estuviste conmigo en todos los momentos de mi carrera, nos graduamos mi amor de ingenieros de petróleo, porque este titulo también es tuyo, TE AMO!!!!

A mi amiga y profesora **Evelyn**, Gracias por sus consejos!!.

A mis amigos **Xavier Cifuentes** y **Yatnielah Pirela** (la maracucha), que estuvieron conmigo en parte de mi proyecto, que me supieron escuchar, acompañar, aconsejar y apoyar, les agradezco de corazón su amistad. GRACIAS AMIGOS!!!

A mis amigos del alma **María Ángela López**, **Andreina Ferrer** y **Ira Martínez** que no solo estuvieron pendientes de mi a lo largo del desarrollo del proyecto, sino durante mi carrera, gracias por los consejos y las llamadas, porque la distancia no importó. Se les QUIERE!!!!

A **Ricardo Gutiérrez** y **Cesar Sánchez**, por brindarme el apoyo cuando llegué a Puerto la Cruz, por que gracias a ellos no me sentí sola, por las colitas hasta mi casa y por el apoyo y los consejos. Gracias!!!!

Al **Ten. Hernández**, y a mis tíos **Javier Ojeda**, **Olga Infante** y **Omar Román**, que estuvieron allí, Muchísimas Gracias!!!!

Y muy especial agradecimiento a mi súper grupo de la universidad **Alejandro Romero**, **Gabriella Sosa**, **Mariana Barbera** y **Yakarina Torres**, mis amigos por siempre, Gracias!!!, y a todos aquellos que por alguna razón no recuerde pero me apoyaron durante el desarrollo de este proyecto.

**Infante O, Joanna K**

**ESTIMADO DE FACTOR DE RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN  
CONTINUA DE VAPOR: CAMPO OROCUAL**

**Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón. Tutor Industrial: Ing. Andrés Yrigoyen.**

Tesis. Ciudad, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007, n° 111.

**Palabras Claves:** Inyección Continua de Vapor, Arreglos de pozos, Factor de recobro, Simulación, Simulador CMG Stars.

Este trabajo presenta un estudio de la estimación del factor de recobro bajo diferentes escenarios de inyección – producción, para los yacimientos someros, del Campo Orocual, el cual se caracteriza por poseer crudo con viscosidad que varían de 500 a 20.000 cps con gravedades comprendidas entre 9 y 14 grados API, presentando poca movilidad. La existencia de crudos altamente viscosos en esta área, requieren del empleo de técnicas de extracción más eficientes y rentables.

Con la finalidad de acelerar el proceso de recuperación de petróleo, se considera la aplicación de inyección continua de vapor (ICV). Mediante el uso del *software* CMG, se estudiaron cuatro escenarios de inyección – producción, optimizando los parámetros de: diseño del mallado de tal forma que, los bloques sean lo suficientemente pequeños para representar cambios de temperaturas que reflejen un comportamiento real de los acumulados de petróleo, estudiando el distanciamiento de pozo inyector al pozo productor en 140 y 200 m, secciones horizontales de los pozos productores de 200, 320 y 500m, y tasas de inyección de vapor comprendidas entre 1000 y 4000 Bbl/d. Los resultados indican que una malla conformada por bloques de 20x20x1 m son lo suficientemente pequeño para ser sensibles a los cambios de temperatura. Resultando de los escenarios sensibilizados, un óptimo conformado por cuatro pozos productores y dos pozos verticales inyectores sometidos a ICV, con un espaciamiento de 200 m entre pozo inyector - productor y una sección horizontal de los pozos productores de 200 m, demostrándose una recuperación con ICV de 8 veces la producción en frío, estimándose un factor de recobro de 48,3% en la zona barrida por el vapor y su condensado.

# ÍNDICE

	Pag.
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.1. Justificación.....	3
1.2. Problema.....	3
1.2.1.Planteamiento .....	3
1.2.2.Antecedentes.....	4
1.3. Objetivos y Alcance del Trabajo .....	5
1.3.1. Objetivo General .....	5
1.3.2. Objetivos Específicos .....	5
1.4. Descripción Geológica del Área de Estudio.....	6
CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....	9
2.1. Caracterización de yacimiento .....	9
2.1.1. Modelo estático .....	9
2.1.2. Modelo dinámico.....	9
2.2. Clasificación de pozos.....	9
2.2.1. Pozos verticales .....	9
2.2.2. Pozos horizontales.....	10
2.2.2.1. Ventajas de los pozos horizontales .....	10
2.2.2.2. Desventajas de los pozos horizontales.....	10
2.2.3. Pozos multilaterales.....	10
2.2.3.1. Beneficios de los pozos multilaterales.....	11
2.3. Arreglos de pozos .....	11
2.4. Procesos de recuperación térmica .....	12
2.5. Clasificación de los procesos de recuperación térmica .....	12
2.5.1. Procesos de generación de calor en el propio yacimiento....	12
2.5.2. Proceso de inyección de fluido caliente al yacimiento .....	13
2.5.2.1. Inyección alterna de vapor .....	13



	Pag.
2.5.2.2. Inyección continua de vapor .....	14
2.5.2.3. Inyección de agua caliente .....	17
2.6. Pérdidas de calor en las tuberías.....	18
2.6.1. Pérdida de calor en la tubería de superficie.....	19
2.6.2. Pérdida de calor en la tubería de inyección.....	22
2.6.2.1. Método de Willhite .....	22
2.7. Propiedades térmicas de la roca y fluidos en el yacimiento.....	25
2.7.1. Calor específico.....	25
2.7.2. Conductividad térmica .....	26
2.7.2.1. Conductividad térmica de líquidos y gases.....	26
2.7.2.2. Conductividad térmica de rocas.....	27
2.7.3. Difusividad térmica .....	29
2.7.4. Capacidad calorífica de la roca saturada .....	30
2.8. Propiedades termodinámicas del agua .....	30
2.8.1. Temperatura de saturación .....	33
2.8.2. Calidad del vapor .....	33
2.8.2.1. Calidad del vapor en el cabezal .....	34
2.8.2.2. Calidad del vapor en la cara de la formación.....	35
2.8.3. Calor sensible del agua.....	35
2.8.4. Calor latente de vaporización del agua.....	36
2.8.5. Entalpía del vapor seco y saturado.....	36
2.9. Simulación numérica.....	36
2.9.1. Simuladores de petróleo negro .....	37
2.9.2. Simuladores composicionales .....	37
2.9.3. Simuladores de recuperación mejorada de petróleo.....	37
2.9.4. Simuladores térmicos .....	38
2.10. Diseños de modelos de simulación.....	38
2.10.1. Modelos de cero dimensiones.....	38
2.10.2. Modelos de una dimensión .....	38
2.10.3. Modelos de dos dimensiones .....	39

	Pag.
2.10.4. Modelos de tres dimensiones.....	40
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA UTILIZADA .....	41
3.1. Aplicaciones de la plataforma CMG .....	41
3.1.1. Model Builder .....	41
3.1.1.1. Control de Entrada/Salida “ <i>I/O control</i> ” .....	42
3.1.1.2. Yacimiento “ <i>Reservoir</i> ” .....	43
3.1.1.3. Propiedades de los Componentes “ <i>Components</i> ” .....	43
3.1.1.4. Datos de las propiedades de la roca y de los Fluidos “ <i>Rock-Fluid</i> ” .....	44
3.1.1.5. Condiciones Iniciales “ <i>Initial Conditions</i> ” .....	44
3.1.1.6. Control de Métodos Numéricos “ <i>Numerical</i> ” .....	45
3.1.1.7. Datos Recurrentes de los Pozos “ <i>Wells&amp;Recurrent</i> ” ..	45
3.2. Simulador STARS .....	46
3.2.1. Resultados del Modelo Tridimensional “ <i>Results 3D</i> ” .....	47
3.2.2. Gráficos de Resultados “ <i>Results Graph</i> ” .....	48
CAPITULO IV: METODOLOGÍA .....	49
4.1. Revisión y Estudio Bibliográfico de la Tecnología.....	49
4.2. Preparación de Datos para Simulación.....	49
4.2.1. Cálculo de parámetros para la simulación numérica.....	49
4.2.1.1. Determinación de las pérdidas de calor y calidad del vapor.....	49
4.2.1.2. Escenarios de Inyección – Producción .....	53
4.3. Simulación de un proceso de Inyección Continua de Vapor.....	58
4.3.1. Diseño del mallado.....	58
4.3.1.1. Refinamiento del mallado no localizado .....	61
4.3.1.2. Refinamiento localizado .....	62
4.3.2. Parámetros de control para el arreglo de pozos inyector y productor.....	64
4.3.2.1. Pozos productores .....	64
4.3.2.2. Pozos inyectores .....	64

	Pag.
4.4. Simulación de arreglos y optimización de parámetros.....	64
4.4.1. Producción sin estimulación térmica.....	64
4.4.2. Producción con estimulación térmica .....	64
4.4.2.1. Sección horizontal.....	65
4.4.2.2. Distancia entre pozo inyector y productor .....	65
4.4.2.3. Tasa de inyección de vapor.....	65
4.4.3. Selección del arreglo óptimo.....	65
4.4.3.1. Presión de fondo en los productores .....	65
4.5. Análisis de riesgo. ....	66
<b>CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>67</b>
5.1 Pérdidas de calor y calidad de vapor .....	67
5.2 Simulación de un proceso de inyección continua de vapor.....	69
5.2.1 Diseño del mallado.....	69
5.3 Simulación de arreglos y optimización de parámetros.....	71
5.3.1 Producción sin estimulación térmica.....	71
5.3.2 Producción con estimulación térmica .....	72
5.3.2.1 Cuatro pozos verticales productores y un pozo vertical inyector sometido a ICV. ....	72
5.3.2.2 Dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV. ....	76
5.3.2.3 Seis pozos verticales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV. ....	83
5.3.2.4 Cuatro pozos horizontales productores y dos pozos verticales inyectores sometidos a ICV. ....	86
5.3.3 Selección del arreglo óptimo.....	91
5.3.3.1 Presión de fondo en los productores .....	98
5.4 Análisis de Riesgo .....	99
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>103</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>105</b>
<b>REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>106</b>

	Pag.
BIBLIOGRAFÍA .....	108
ANEXO A : Comparación del distanciamiento entre pozo inyector y productor para distintas secciones horizontales: .....	109

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1-1: Ubicación Geográfica del Campo Orocual .....	6
Figura 1-2: Correlación estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	7
Figura 2-1: Arreglos de pozos.....	12
Figura 2-2: Representación Esquemática de un Proceso de Inyección Alternada de Vapor .....	14
Figura 2-3: Representación esquemática de Inyección Continua de Vapor .....	15
Figura 2-4: Comportamiento tipo de la viscosidad del petróleo en función de su temperatura. ....	16
Figura 2-5: Representación de las relaciones existentes entre la presión, la temperatura y la entalpía del agua, con el estado físico en que ellos se encuentran.....	31
Figura 2-6: Modelo de cero dimensiones.....	38
Figura 2-7: Modelos de simulación unidimensional.....	39
Figura 2-8: Modelos de simulación bidimensional.....	39
Figura 2-9: Modelo de simulación tridimensional .....	40
Figura 3- 1: Ventana inicial de la plataforma CMG .....	41
Figura 3- 2: Ventana Principal del Constructor del Modelo (ModelBuilder).....	42
Figura 3- 3: Módulo “Control de Entrada/Salida” .....	42
Figura 3- 4: Módulo “Yacimiento”.....	43
Figura 3- 5: Modulo de “Componentes”.....	44
Figura 3- 6: Modulo “Roca - Fluido”.....	44
Figura 3- 7: Modulo “Condiciones Iniciales” .....	45
Figura 3- 8: Modulo “Método Numérico” .....	45
Figura 3- 9: Modulo “Recurrente de pozos” .....	46
Figura 3- 10: Ventana principal del Simulador “STARS” .....	47
Figura 3- 11: Ventana principal de Results 3D.....	47
Figura 3- 12: Ventana principal de Results Graph.....	48

	Pag.
Figura 4- 1: Arreglo de cuatro pozos verticales productores y un pozo vertical inyector sometido a ICV.....	53
Figura 4- 2: Arreglo de dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV.....	54
Figura 4- 3: Arreglo de seis pozos verticales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV.....	55
Figura 4- 4: Arreglo de cuatro pozos horizontales productores y dos pozos verticales inyector sometidos a ICV.....	57
Figura 4- 5: Perspectivas del sub- modelo [1: vista 3D, 2: vista IJ, 3: vista IK, 4: vista JK].....	59
Figura 4- 6: Perspectivas del sub- modelo, capas combinadas (vista IK).....	60
Figura 4- 7: Dirección del fluido según el tipo de pozo.....	61
Figura 4- 8: Refinamiento del mallado no localizado (vista IJ).....	62
Figura 4- 9: Refinamiento del mallado localizado para pozos verticales (vista IJ) ...	63
Figura 4- 10: Refinamiento del mallado localizado para pozos horizontales (vista IJ).....	63
Figura 5- 1: Efecto del acumulado de petróleo en pozos horizontales utilizando diferentes técnicas de refinamiento. ....	69
Figura 5- 2: Efecto del acumulado de petróleo en pozos verticales utilizando diferentes técnicas de refinamiento. ....	70
Figura 5- 3: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección. (4prodV_1icvV).....	73
Figura 5- 4: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodV_1icvV) .....	74
Figura 5- 5: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodV_1icvV) .....	75
Figura 5- 6: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, fijando una sección horizontal de 320m para los pozos productores (2prodH_1icvH).....	77
Figura 5- 7: Distribución de permeabilidad (2prodH_1icvH).....	78

Figura 5- 8: [1] Distribución de saturación de petróleo para un espaciamiento de 140 m, [2] Distribución de saturación de petróleo para un espaciamiento de 200 m. Fijando para los dos espaciamientos la sección horizontal en 1000 pies, para una tasa de inyección de 2000 Bbl/d (2prodH_1icvH). ...	79
Figura 5- 9: Gráfico de sensibilidad de sección horizontal para diversas tasas de inyección, para un espaciamiento de 140m (2prodH_1icvH). .....	80
Figura 5- 10: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (2prodH_1icvH) .....	81
Figura 5- 11: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (2prodH_1icvH) .....	82
Figura 5- 12: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección. (6prodV_1icvH).....	83
Figura 5- 13: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (6prodV_1icvH) .....	84
Figura 5- 14: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (6prodV_1icvH) .....	86
Figura 5- 15: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, fijando una sección horizontal de 650 pies para los pozos productores. (4prodH_2icvH).....	87
Figura 5- 16: Gráfico de sensibilidad de sección horizontal para diversas tasas de inyección (4prodH_2icvV). .....	88
Figura 5- 17: Comportamiento del frente de vapor para 650 y 1000 pies de sección horizontal de los pozos productores, con la inyección de 1000 Bbl/d de vapor. (4prodH_2icvV). .....	89
Figura 5- 18: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodH_2icvV) .....	89
Figura 5- 19: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodH_2icvH) .....	91
Figura 5- 20: Tiempo de irrupción para cada arreglo optimizado. ....	92
Figura 5- 21: Gráfico de tasa para cada uno de los arreglos ya optimizados.....	93

	Pag.
Figura 5- 22: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección, para todos los arreglos ya optimizados.....	94
Figura 5- 23: Área de barrido para cada uno de los arreglos óptimos. [1] 4prodV_1icvV, .....	95
Figura 5- 24: Factor de recobro para cada uno de los arreglos optimizados.....	95
Figura 5- 25: [1] Distribución de permeabilidades, [2] Distribución de saturación de petróleo. (6prodV_1icvH).....	96
Figura 5- 26: [1] Distribución de saturación de petróleo. (4prodH_2icvV), [2] Distribución de saturación de petróleo. (4prodV_1icvV) .....	97
Figura 5- 27: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección, para todos los arreglos ya optimizados.....	98
Figura 5- 28: Gráfico de $\Delta N_p$ , entre el arreglo óptimo con la aplicación de ICV y sin ICV .....	99
Figura 5- 29: Comportamiento del acumulado de petróleo para la discriminación de las realizaciones simulando el arreglo óptimo (4proH_2icvV). .....	101
Figura A- 1: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, con una sección horizontal de los pozos productores de 200m. (2prodH_1icvH) .....	109
Figura A- 2: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, con una sección horizontal de los pozos productores de 320m. (2prodH_1icvH) .....	110
Figura A- 3: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, con una sección horizontal de los pozos productores de 500m. (2prodH_1icvH) .....	110
Figura A- 4: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, con una sección horizontal de los pozos productores de 200m. (4prodH_2icvH) .....	111
Figura A- 5: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, con una sección horizontal de los pozos productores de 320m. (4prodH_2icvH) .....	111



## ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 4-1: Datos empleados en el cálculo de la pérdida de calor en la tubería generador - cabezal.....	50
Tabla 4- 2: Datos empleados para el cálculo de pérdida de calor en la tubería cabezal - pozo.....	52
Tabla 4- 4: Intervalo de profundidad de la completación de los pozos según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (4prodV_1icvV) .....	54
Tabla 4- 5: Profundidad donde se desvía el pozo para completar la sección horizontal según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (2prodH_1icvH) .....	55
Tabla 4- 6: Intervalo de profundidad de la completación de los pozos según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (6prodV_1icvH) .....	56
Tabla 4- 7: Intervalo de profundidad de la completación de los pozos según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (4prodH_2icvV) .....	57
Tabla 5- 1: Calidad de vapor en el cabezal y fondo del pozo, para diferentes tasas de inyección.....	67
Tabla 5- 2: Calidad de vapor en el fondo del pozo, para diferentes tasas de inyección, considerando 100% de vapor saturado en el cabezal del pozo. ....	68
Tabla 5- 3: Resultados obtenidos para los arreglos, sin estimulación térmica.....	71
Tabla 5- 4: Resultados obtenidos para diferentes espaciamientos P-I (4prodV_1icvV) .....	72
Tabla 5- 5: $\Delta N_p$ para diversas tasas de inyección. (4prodV_1icvV).....	74
Tabla 5- 6: Resultados obtenidos para diferentes espaciamientos P-I, fijando la sección horizontal en 1000 pies (2prodH_1icvH).....	76
Tabla 5- 7: $\Delta N_p$ para diversas tasas de inyección. (2prodH_1icvH).....	81
Tabla 5- 8: Resultados obtenidos para diferentes espaciamientos P-I (6prodV_1icvH) .....	84
Tabla 5- 9: $\Delta N_p$ para diversas tasas de inyección. (2prodH_1icvH).....	85

	Pag.
Tabla 5- 10: $\Delta N_p$ para diversas tasas de inyección. (4prodH_2icvH) .....	90
Tabla 5- 11: Clasificación de las realizaciones según sus acumulados de petróleo.	100
Tabla 5- 12: Diferencial de acumulados entre la clasificación de las realizaciones	102

## **INTRODUCCIÓN**

La producción de crudo pesado se ve dificultada por la alta viscosidad característica de este tipo de petróleo, ya que tanto la energía natural del yacimiento como la energía que se pueda adicionar por medio de un método de producción primaria son insuficientes para lograr la movilidad del crudo. Ante este escenario se plantea el uso de métodos de recuperación mejorada de petróleo.

Entre los procesos de recuperación mejorada de petróleo se encuentra la Inyección Continua de Vapor, la cual consiste en un método de empuje en arreglos con pozos de inyección y producción. Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación, lo que induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido.

La problemática existente en los yacimientos someros del Campo Orocual, Formación Las Piedras, se debe a la existencia de crudos que presentan bajas gravedades API, mecanismo de producción de gas en solución, altas viscosidades y poca movilidad, ocasionando una baja producción. Estas características hacen los yacimientos someros del Campo Orocual, posibles candidatos para la aplicación de Inyección Continua de Vapor

La finalidad de este trabajo es estimar el factor de recobro por simulación numérica, para distintos arreglos, por Inyección Continua de Vapor en los yacimientos someros del Campo Orocual. El primer capítulo de este trabajo presenta el planteamiento del problema, describiéndose los antecedentes en el distrito norte de Monagas, los objetivos y alcances del trabajo, así como también la descripción geológica del área.

En el Capítulo II se presentan los fundamentos teóricos donde se enmarcan el desarrollo del trabajo. La herramienta computacional empleada para simular el proceso de Inyección Continua de Vapor se describe en el Capítulo III.

El Capítulo IV presenta la metodología seguida para la definición, optimización y selección del mejor arreglo. En el Capítulo V se presentan y se discuten los resultados obtenidos para cada arreglo.

## CAPITULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

#### 1.1. Justificación

El Campo Orocual se caracteriza por poseer acumulaciones de crudo cuantificadas en 3.500 MMBN, con gravedades comprendidas entre 9 y 14 grados API y viscosidades que varían de 500 a 20.000 cps, presentando poca movilidad y por consecuencias bajas tasas de producción. La existencia de crudos altamente viscosos en esta área, requiere del empleo de técnicas de extracción más eficientes y rentables.

La inyección alterna de vapor (IAV) en el Campo Orocual, yacimiento somero, ha sido aplicada con éxito en 5 pozos como proyecto piloto, donde después de la inyección se obtuvo tasas de producción cinco veces la producción en frío para pozos verticales y seis veces para pozos horizontales. Los resultados del proyecto piloto IAV sugiere que el desarrollo futuro de los yacimientos someros de crudo pesado del Campo Orocual deben ser planificado con procesos térmicos. Es por ello que se considera la aplicación de inyección continua de vapor (ICV), la cual consiste en inyectar vapor a la formación en forma continua a través de pozos preparados para tal fin, mientras la producción se logra con pozos arreglados de tal forma que sea eficiente el barrido, y por consiguiente aumentando el factor de recobro.

#### 1.2. Problema

##### 1.2.1. Planteamiento

El área productiva del Campo Orocual, yacimiento somero, es de 15.112 acres, correspondiente a un volumen de 904.438 acres-pies, lo cual representa un POES de 3.500 millones de barriles. El factor de recobro primario estimado es de 10,9 % (Ortiz E., Viaje E., 1995), actualmente se han recuperado unos 14 millones de barriles representando un recobro del 0,4%. Por ello, se visualiza la necesidad de implantar métodos de recuperación térmica, con la finalidad de disminuir la viscosidad del crudo y de esta forma aumentar la movilidad del petróleo a nivel del yacimiento.

En consecuencia se desarrollará la segunda fase del proyecto de estimulación térmica del Campo Orocual Somero, donde posiblemente se implantará después de Inyección Alterna de Vapor, Inyección Continua de Vapor en las arenas (S, R), localizadas en La Formación Las Piedras, con la finalidad de maximizar el recobro de crudo pesado.

### 1.2.2. Antecedentes <sup>[3]</sup>

La actividad térmica fue iniciada en el Sur del Estado Monagas en el año de 1964 con la inyección de 2.315 toneladas métricas de vapor húmedo en el pozo MPG-14, productor de las arenas del miembro Jobo, de la cual se obtuvieron como consecuencia de la estimulación, un total de 128,9 MBN de petróleo adicional. Desde el año de inicio hasta fines de 1984 se han realizado en el Campo Morichal un total de 50 ciclos de inyección alternada de vapor.

Intevep S.A. (1998), realizó un proyecto titulado “Factibilidad de la aplicación por recuperación térmica por Inyección de Vapor Alterna y Continua en el Campo Orocual Somero, Formación Las Piedras.” Este estudio concluyó que la explotación con pozos verticales y la Inyección de Vapor Alterna, incrementa el factor de recobro del arreglo, lo cual indica que la inyección de vapor en pozos verticales para la zona seleccionada en este estudio, es eficiente como método de estimulación.

La Unidad de Explotación Norte (2000), realizó un resumen titulado “Memoria Descriptiva de la Prueba Piloto de Inyección Alternada de Vapor en la Formación Las Piedras (Campo Orocual)”, dirigido al Ministerio de Energía y Minas (M.E.M) para la aprobación del proyecto.

Machado (2000), realizó un trabajo de grado titulado “Evaluación de la inyección alternada de agua como método alternativo de levantamiento artificial de crudo pesado y extra-pesados en la Unidad de Explotación de Pesado Este del Distrito San Tomé”, donde se recomendó la posibilidad de producir crudo pesado por medio de la inyección de vapor como método de levantamiento debido a la reducción de la viscosidad generado por el aumento de la temperatura.

Rivera<sup>[7]</sup>, realizó un trabajo de grado titulado “Diseño del sistema óptimo del levantamiento artificial de los pozos térmicos del Campo Orocual”, el cual se concluyó que el proceso de inyección alterna de vapor incrementa la producción en frío de 300 BNPD a 900 BNPD, de acuerdo al comportamiento de afluencia.

Rodríguez (2004), realizó un trabajo de grado titulado “Evaluación de los resultados del Proyecto Piloto de Inyección Alternada de Vapor en el Campo Orocual Somero. (P.I.A.V.O.S.)”, concluyendo que con la aplicación del método se puede visualizar un aumento considerable en los índices de productividad.

### **1.3. Objetivos y Alcance del Trabajo**

#### **1.3.1. Objetivo General**

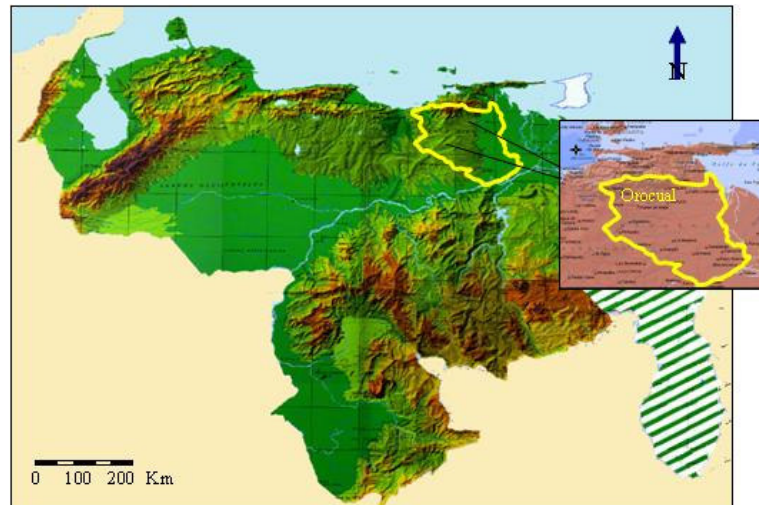
Determinación del Factor de Recobro bajo diferentes escenarios de inyección – producción, optimizando parámetros operacionales que permitan implementar un proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV) eficiente, bajo las condiciones y características de los yacimientos someros de crudo pesado en el Campo Orocual.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Realizar revisión bibliográfica relacionada a la tecnología de ICV, tomando en cuenta los antecedentes, fundamentos teóricos, experiencia en el ámbito mundial y condiciones que debe tener un yacimiento para aplicar dicha tecnología.
- Calcular y proponer, a partir de datos reales, parámetros iniciales para la simulación numérica, tales como pérdidas de calor, calidad de vapor a inyectar y tipo de arreglo para pozos verticales, horizontales y combinaciones de ellos.
- Diseñar el mallado y celdas para la simulación del proceso ICV, y establecer los parámetros de control para el arreglo de pozos inyectores y productores.
- Evaluar y optimizar parámetros operacionales para cada arreglo de pozos.
- Realizar el análisis de riesgo mediante la simulación del modelo con los parámetros óptimos, para diferentes realizaciones del modelo estático.

#### 1.4. Descripción Geológica del Área De Estudio<sup>[10]</sup>

El Campo Orocuai se encuentra ubicado aproximadamente a 20 Km. al noroeste de la ciudad de Maturín al Norte del Estado Monagas, en el área correspondiente a la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín y al Sur del cinturón plegado conocido como el frente de deformación de la Serranía del Interior, Figura 1-1.



*Figura 1-1: Ubicación Geográfica del Campo Orocuai<sup>[10]</sup> (Modificado por el autor)*

El Campo fue descubierto en el año 1933 por la empresa CREOLE, con la perforación y evaluación del pozo ORC-02, completado en la parte inferior de la Formación Las Piedras a una profundidad de 5.020 pies. Este pozo produjo crudo pesado de 13°API. No obstante, la producción comercial del campo comenzó en el año 1953, con la perforación y completación del pozo ORS-07 por la compañía SHELL, el cual también reportó crudo pesado de 13°API.

En el Campo Orocuai se distinguen dos zonas importantes:

- **Yacimiento Somero:** En esta zona los pozos están completados en la Formación Las Piedras a una profundidad promedio de 4.500 pies y produciendo crudos con gravedades API entre 9 y 29 °API.



- **Yacimiento Profundo:** Los pozos están completados en la Formación Carapita o en la Formación San Juan a una profundidad desde 11.800 pies a 13.500 pies.

La columna estratigráfica del campo está constituida por una secuencia que comienza en el Plioceno - Reciente y termina en el Cretáceo y comprende las formaciones delimitadas por las franjas rojas, la cual se muestran en la figura 1-2.

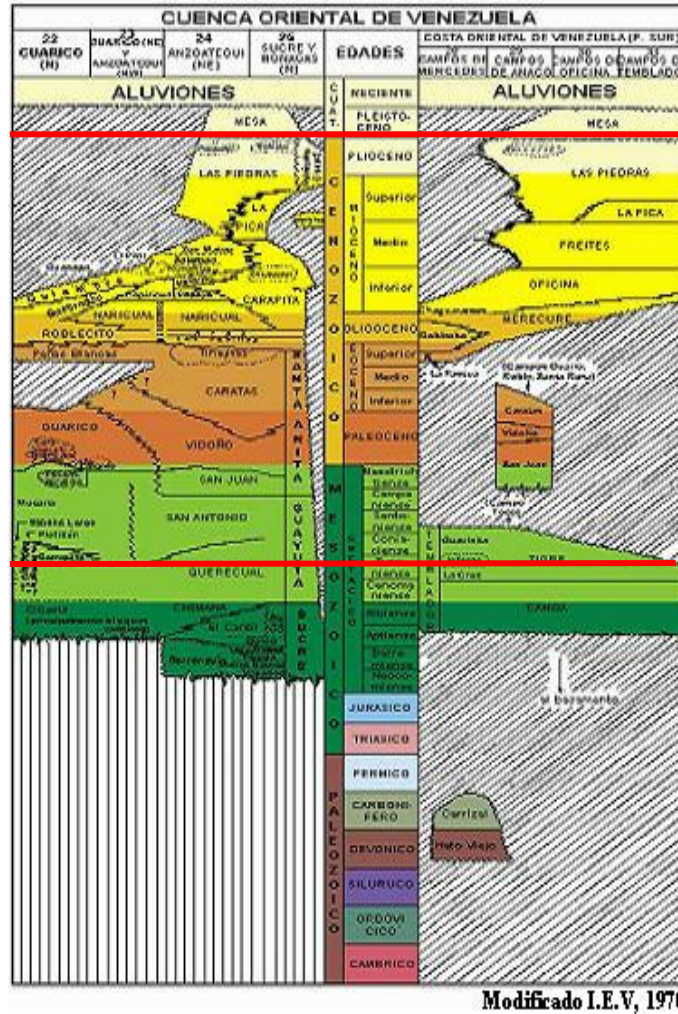


Figura 1-2: Correlación estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela <sup>[2]</sup>

La Formación de interés en este proyecto es la formación Las Piedras, de Edad Plioceno. La estructura principal corresponde a un monoclinual que tiene una dirección principal Noroeste - Sureste, con buzamiento suave hacia el Sureste, el cual está

interrumpido prácticamente en el centro del Campo, por la estructura de colapso de Orocuál.

El ambiente de sedimentación es de aguas moderadamente profundas con buena circulación superficial, indicado por la presencia de radiolarios y foraminíferos.

Se caracteriza por la presencia de arcillas y limolitas blandas, areniscas de granos finos a medios, ocasionalmente conglomeráticas, y capas de lignitos. Es común la presencia de trazas de dolomitas y chert. Unidad de edad Plioceno <sup>[6]</sup>.

## CAPITULO II

### FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 2.1. Caracterización de yacimiento<sup>[2]</sup>

##### 2.1.1. Modelo estático

Es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, tope, límites, fallas, ambiente de depositación, continuidad vertical/lateral de las arenas, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos, permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

##### 2.1.2. Modelo dinámico

En este modelo se integran los resultados obtenidos de la construcción del modelo estático y se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, la distribución y la forma como se mueve. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: datos PVT, composición de los fluidos, permeabilidad relativa, presiones capilares, historias de producción, inyección y presión. Toda esta información permite que a través de un simulador se puedan realizar estimaciones de petróleo original en sitio (POES), calcular las presiones en función del tiempo y espacio, saturaciones, comportamiento de los pozos en función del tiempo, presiones, ubicación, predicciones de la tasa de recobro, reservas y otra serie de resultados que se obtiene al realizar estudio completo del yacimiento.

#### 2.2. Clasificación de pozos<sup>[2],[4]</sup>

##### 2.2.1. Pozos verticales

Son pozos perforados cuya dirección de penetración es un ángulo recto con respecto a la horizontal.

### 2.2.2. Pozos horizontales

Son pozos perforados de manera direccional paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento o cuyo ángulo de desviación sea mayor o igual a  $86^\circ$  con respecto a la vertical, a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento objetivo.

Estos pozos, debido a la longitud de la sección horizontal, permiten establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando un área mayor de exposición de flujo, lo cual permite alcanzar altas tasas de producción.

#### 2.2.2.1. Ventajas de los pozos horizontales

- Mejoramiento de la eficiencia de barrido.
- Incremento en la productividad y el recobro final del yacimiento.
- Reducción de la conificación y de la canalización del gas y del agua.
- Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de hidrocarburo.
- Incremento del área de drenaje.
- Acelera el recobro debido a altas tasas de producción.

#### 2.2.2.2. Desventajas de los pozos horizontales

- Alto costo de perforación.
- Incremento en los problemas operacionales.
- Las opciones de recompletación son limitadas.
- Requieren de fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación.
- Las barreras de la permeabilidad vertical limitan la eficiencia del barrido vertical.

### 2.2.3. Pozos multilaterales

Un pozo multilateral es un pozo que tiene más de un hoyo productor conectados a un solo cabezal de producción. El pozo puede producir conjuntamente todos los brazos

desde un mismo yacimiento o tener brazos con producción independiente desde diferentes yacimientos.

### **2.2.3.1. Beneficios de los pozos multilaterales**

- La habilidad de hacer contacto con longitudes mayores dentro de un yacimiento que los pozos horizontales los convierten en una excelente opción para poder drenar el yacimiento.
- La capacidad de drenar más de un horizonte o un multicapas.
- La habilidad de poder explotar los yacimientos suprayacentes o locaciones de formas irregulares.
- Reducción en el número de plataformas, espacio en superficie y facilidades de campo.
- Reducción en la inversión de capital en equipos de fondo tales como levantamiento artificial.
- Como resultado directo del menor número de pozos que se necesitan para explotar un yacimiento, existe una reducción del impacto en áreas sensitivas.
- Pueden hallar los límites de los yacimientos en varias direcciones.

### **2.3. Arreglos de pozos**

Se entiende por arreglo la disposición de los pozos inyectores y productores con las cuales se va a llevar a cabo el proceso de producción - inyección. La figura 2-1 muestra algunos arreglos comúnmente usados en la inyección de vapor. Con mucha frecuencia los productores se posicionan alrededor de la periferia del pozo inyector, de tal manera que el frente de vapor haga un barrido eficiente al yacimiento, empujando el hidrocarburo a los pozos productores.

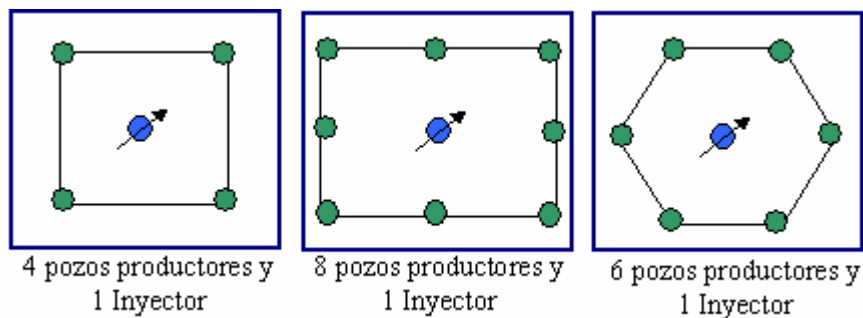


Figura 2-1: Arreglos de pozos

## 2.4. Procesos de recuperación térmica<sup>[5]</sup>

Los mecanismos de recuperación térmica, son combinaciones de procesos de estimulación y desplazamiento, que tienden a disminuir la resistencia al flujo en el yacimiento mediante la reducción de la viscosidad del crudo, debido al transporte de calor dentro de los yacimientos de hidrocarburo.

## 2.5. Clasificación de los procesos de recuperación térmica<sup>[5]</sup>

Actualmente se clasifica en:

### 2.5.1. Procesos de generación de calor en el propio yacimiento

Estos procesos consisten básicamente en inyectar oxígeno en el yacimiento para quemar una parte del petróleo “in situ”, con el objeto de generar calor para producir el petróleo remanente.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la combustión in situ en un yacimiento, denominadas: combustión convencional hacia adelante (*forward combustion*) debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos; y combustión en reverso o contracorriente (*reverse combustion*) debido a que la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la del flujo de fluidos.

### 2.5.2. Proceso de inyección de fluido caliente al yacimiento

Estos procesos envuelven la inyección de fluidos previamente calentados en la superficie. La variedad de los fluidos incluye el más común como el agua (líquido o vapor, hasta otros como el gas natural, el dióxido de carbono, los gases de escape (producto de los procesos de combustión) y solventes. La selección del fluido está controlada por el costo, por su efecto sobre la producción de crudo obtenida, por la disponibilidad de los fluidos y por la naturaleza del yacimiento.

La relación de movilidad efectiva asociada con la inyección de fluidos calientes es muy desfavorable para los gases no condensables (menos para el agua caliente) y favorable para gases condensables como el vapor de agua. Cuando el proceso implica el desplazamiento de un fluido caliente de un pozo a otro, se requiere que el yacimiento posea continuidad a lo largo de distancias algo mayores que las del espaciamiento entre pozos.

Los procesos térmicos que implican la inyección de fluidos calientes al yacimiento son:

#### 2.5.2.1. Inyección alterna de vapor

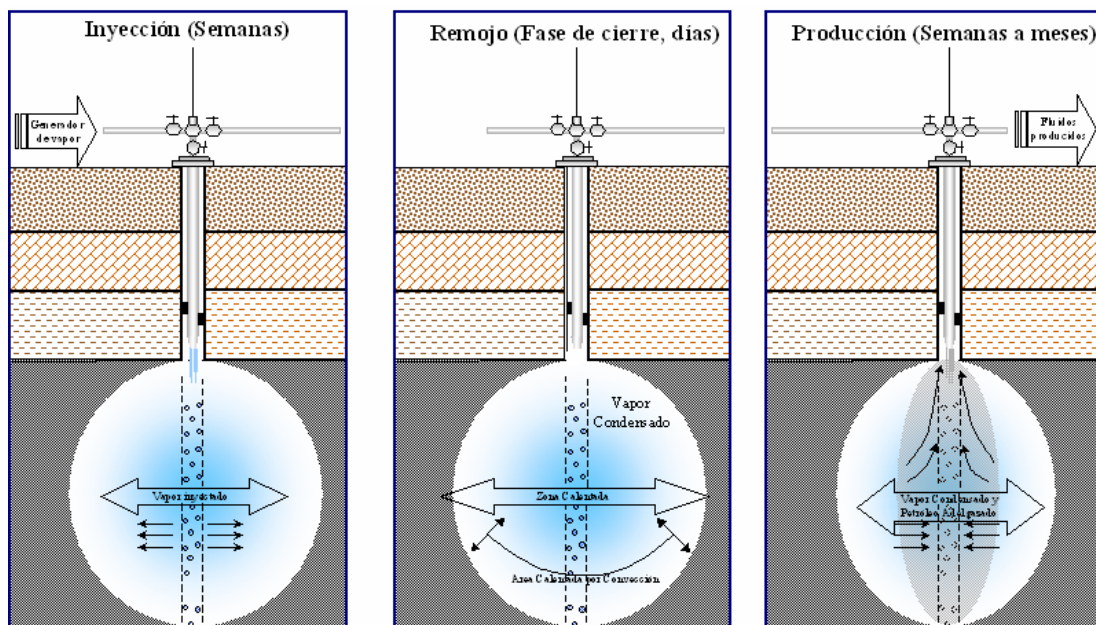
Es un proceso de estimulación térmica, que consiste en inyectar vapor de agua en un pozo productor de petróleo durante un determinado tiempo, cerrar el pozo por un corto período (mientras que el vapor “remoje” la formación y se condense), y luego se abre el pozo a producción, como se muestra en la figura 2-2.

La nueva tasa de producción aumenta durante un cierto período y se mantendrá por un tiempo relativamente largo (4 a 6 meses), y luego declina a la tasa de producción original o producción en frío (debido al enfriamiento de la formación con la remoción de calor con los fluidos producidos).

El incremento de la tasa de producción se debe a la drástica reducción de la viscosidad del petróleo por efecto de la temperatura del vapor de agua y a la remoción de cierto tipo de daño en la formación en la cercanía de la periferia del hoyo.

El tiempo que comprende las fases de inyección, remojo y producción constituyen lo que se llama “ciclo” de allí el nombre de inyección cíclica o alternada de vapor. La aplicación de ciclos adicionales es muy recomendable, aunque el petróleo recuperado durante tales ciclos es cada vez menor con respecto al ciclo anterior.

La inyección alternada de vapor como proceso de recuperación térmica ha sido plenamente aceptada porque la producción se obtiene en períodos relativamente cortos y la relación de petróleo extra vapor resultante es mayor que la obtenida con la inyección continua de vapor. Para la inyección alterna de vapor se requiere la presencia de las fuerzas naturales expelentes en el yacimiento, tales como gas en solución, drenaje por gravedad, compactación y suficiente petróleo alrededor del pozo.



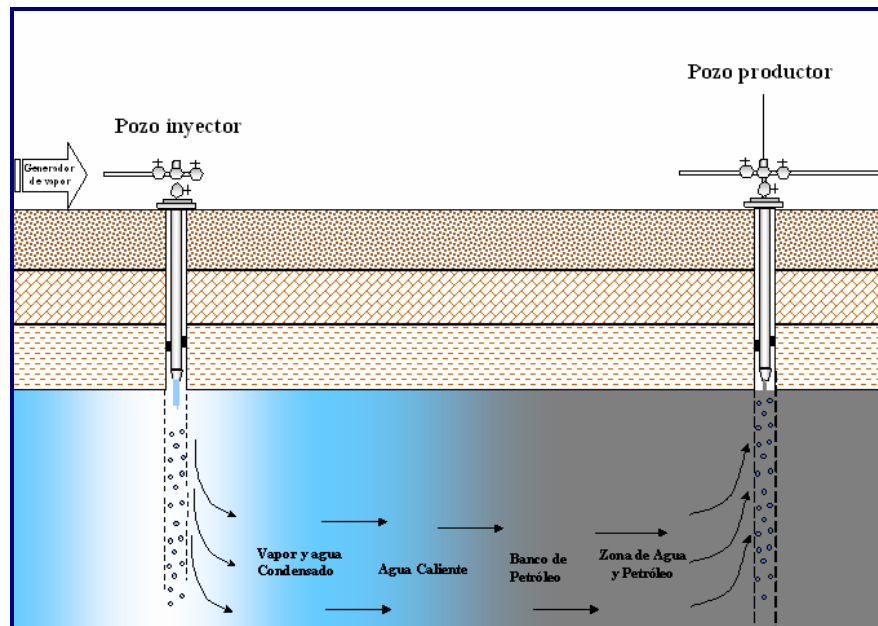
*Figura 2-2: Representación Esquemática de un Proceso de Inyección Alternada de Vapor<sup>[5]</sup>  
(Modificado por el autor).*

### 2.5.2.2. Inyección continua de vapor

Es un proceso de desplazamiento que consiste en inyectar vapor, creando un frente de vapor la cual provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean

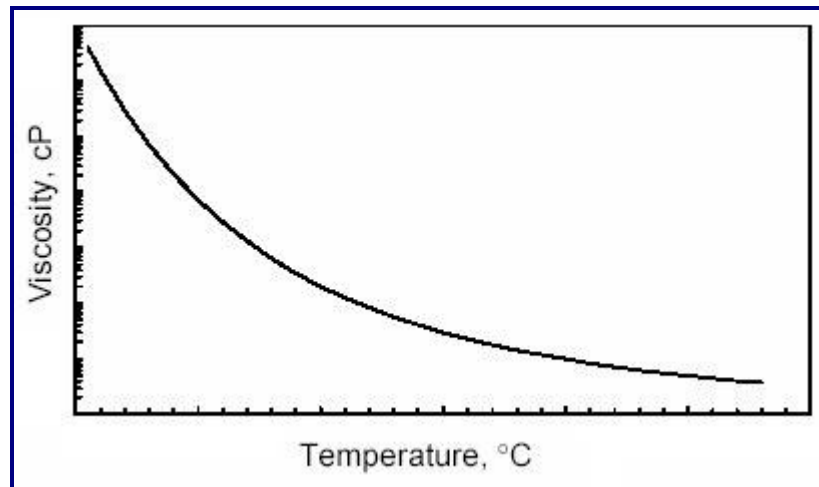


transportadas como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa hacia los pozos productores, figura 2-3. Cuando el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación induciendo a un proceso de desplazamiento más eficiente que mejora el efecto del barrido.



*Figura 2-3: Representación esquemática de Inyección Continua de Vapor<sup>[5]</sup> (Modificado por el autor)*

La reducción de la viscosidad del crudo depende fuertemente de los cambios de temperatura, como se observa en la figura 2-4, donde se muestra el comportamiento típico de la viscosidad con respecto a la temperatura. En esta figura se observa que, a viscosidades altas, un pequeño cambio de temperatura produce una gran disminución de la viscosidad. El comportamiento anterior se hace presente hasta un cierto valor de viscosidad, a partir del cual son necesarios marcados cambios de temperatura para continuar la disminución de la viscosidad.



*Figura 2-4: Comportamiento tipo de la viscosidad del petróleo en función de su temperatura.*

Estudios realizados han demostrado que la aplicación del proceso de inyección continua de vapor después de la inyección alterna es recomendable para obtener el mayor recobro posible, debido al aprovechamiento máximo de los mecanismos naturales de desplazamiento, a las ventajas inherentes a la reducción de presión y aumento de temperatura del yacimiento y la consiguiente reducción de la viscosidad y un gran aumento de la movilidad del petróleo resultando en una mayor eficiencia del proceso de desplazamiento.

Cuando se inyecta vapor en un yacimiento el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos:

- Destilación por vapor si el yacimiento contiene petróleo con componentes livianos destilables.
- Reducción de la viscosidad, lo cual permite un desplazamiento entre fluidos inmiscibles más eficientes, debido a la mejora de la razón de movilidad.
- Expansión térmica del fluido del yacimiento.

Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son: la extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamiento miscible por efectos de la destilación por vapor. La magnitud relativa de cada uno de estos efectos depende de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular.

Con base de estudios teóricos experimentales, se pueden delinear criterios generales para el diseño de proyectos de inyección continua de vapor, entre los cuales están los siguientes:

- El contenido de petróleo en sitio es conveniente sea el orden de 1200 – 1700 Bls/acre-pies.
- La viscosidad del petróleo a temperatura del yacimiento debe ser menor de 5000 cps.
- Espesor de la formación mayor de 30 pies con el fin de reducir las pérdidas de calor a las formaciones supra e infra adyacentes.
- Profundidad de las perforaciones menor a 3000 pies, esto con la finalidad de mantener la calidad del vapor que llega a la formación moderadamente alta.
- Porosidad mayor de 20%.
- Gravedad A.P.I 8-15 grados.

### **2.5.2.3. Inyección de agua caliente**

En su forma más sencilla, la inyección de agua se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por agua caliente como por agua fría. Exceptuando los efectos de la temperatura y el hecho de que generalmente se aplica a crudos viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua.

Debido a la difundida presencia del agua en todos los yacimientos petrolíferos, el desplazamiento por agua caliente debe ocurrir, en cierto grado, en todos los procesos de extracción térmica. Se conoce que este mecanismo contribuye al desplazamiento del petróleo en las zonas corriente abajo tanto en la inyección continua de vapor como en la combustión “*in situ*”.

## 2.6. Pérdidas de calor en las tuberías <sup>[5], [8]</sup>

Dada la diferencia de temperatura existente entre el agua caliente, aire caliente o vapor, y el medio ambiente que rodea las líneas de superficie (líneas que transportan el fluido hasta el cabezal del pozo) y la tubería de inyección en el hoyo del pozo, parte del contenido de calor del fluido que fluye se pierde antes de llegar a la formación. Por lo tanto, es importante cuantificar cuanto calor se pierde y tratar de reducir éstas pérdidas a un valor mínimo.

Los tres mecanismos básicos de transferencia de calor que están comprendidos en este proceso de transporte de calor son:

- **Conducción:** la cual se define como la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo, a menor temperatura, o de un cuerpo a alta temperatura a otro cuerpo de menor temperatura, en contacto físico con él. Si las temperaturas no cambian con el tiempo, (es decir, el proceso ocurre bajo condiciones de flujo continuo), la ley física que describe el calor por conducción se conoce como ley de Fourier.
- **Convección:** es la transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento (o del fluido en movimiento hacia la superficie) en contacto con ella, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. Si el movimiento del fluido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, abanico, etc.), se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a temperaturas, se dice que hay convección libre.
- **Radiación:** es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas.

### 2.6.1. Pérdida de calor en la tubería de superficie

Las operaciones de inyección de calor empiezan en la unidad térmica o generador. Estos generadores son del tipo de un solo paso y se conocen como generadores de vapor húmedo, operando bajo eficiencias del 80% al 90%.

Las pérdidas generadas en las líneas de transmisión de calor del generador al cabezal de inyección, están incluidas los tres mecanismos de transferencia de calor conducción (a través de la tubería (acero) y del aislante), convección, y radiación (del aislante hacia el medio ambiente) y convección forzada (del fluido en movimiento a la pared interna de la tubería).

Su magnitud dependerá de la longitud de la tubería y su diámetro, de la naturaleza y el espesor del aislante, y de la temperatura del fluido caliente y del medio ambiente que la rodea.

Tomando en cuenta los dos mecanismos (conducción y convección), que intervienen en el proceso (tubería sin aislante), la expresión de calor utilizada es:

$$Q = 2\pi r_{to} U_{to} (T_s - T_a) \Delta L \quad (2- 1)$$

Los términos usados en la ecuación anterior se definen:

$r_{to}$  = radio externo de la tubería [pies]

$U_{to}$  = coeficiente de transferencia de calor total [BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F]

$T_s$  = temperatura del fluido [°F]

$T_a$  = temperatura del ambiente [°F]

$\Delta L$  = longitud de la tubería [pies]

A su vez el coeficiente de transferencia de calor total para una tubería sin aislante se expresa:

$$U_{to} = \left[ \frac{1}{(h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (2- 2)$$

donde:

$h_r$  = coeficiente de transferencia de calor por radiación [BTU/hr-pie-°F], la cual dependerá de la temperatura en la superficie exterior de la tubería y se calculará mediante la ec. 2-3, haciendo  $\varepsilon$  igual a la emisividad de la superficie exterior de la tubería ( $\varepsilon=1$  para superficies oscuras y  $\varepsilon=0$  para superficies reflectantes)

$h_c$  = coeficiente de película de transferencia de calor [BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F]

Para el cálculo de los coeficientes  $h_r$  y  $h_c$  se expresa:

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_{surf}^{*2} + T_a^{*2}) (T_{surf}^* + T_a^*) \quad (2-3)$$

En este caso se tomará en cuenta la velocidad del viento, por lo que el coeficiente de película de transferencia de calor se calculará mediante las siguientes expresiones:

$$h_c = 19,3c_{pa} \frac{(\rho_a v_a)^{0,6}}{d_e^{0,4}} \quad 1.000 \leq 8.800 d_e v_a \leq 50.000 \quad (2-4)$$

$$h_c = 0,0239 \frac{K_{ha}}{d_e} \left( \frac{5.280 \rho_a v_a d_e}{\mu_a} \right)^{0,805} \quad 8.000 d_e v_a \geq 50.000 \quad (2-5)$$

Definiéndose los términos:

$\sigma$  = constante de Stefan-Boltzman [ $0,1713 \times 10^{-8}$  BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F<sup>4</sup>]

$\varepsilon$  = emisividad de la superficie exterior de la tubería

$T_{surf}$  = temperatura de la superficie exterior [°F]

$d_e$  = diámetro exterior de la tubería o del aislante en caso que exista, [pies]

$\rho_a$  = densidad del aire [lb/pie]

$C_{pa}$  = calor específico del aire a presión constante [BTU/hr-°F]

$K_{ha}$  = conductividad térmica del aire [pie<sup>2</sup>/hr]

$\mu_a$  = viscosidad dinámica del aire [lb/pie-hr]

$v_a$  = viscosidad cinemática del aire [°F<sup>-1</sup>]

y para el proceso donde intervengan los tres mecanismos (conducción, convección y radiación) para tubería aislada:

$$Q = 2\pi r_{ins} U_{tins} (T_s - T_a) \Delta L \quad (2-6)$$

Donde los términos utilizados son los mismos de la ec. 2-1, con la diferencia que  $U_{tins}$  se puede obtener:

$$U_{tins} = \left[ \frac{r_{ins}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{ins} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{K_{hs}} + \frac{r_{ins} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hin}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} \right]^{-1} \quad (2-7)$$

Definiéndose los términos a continuación:

- $r_{ti}$  = radio interno de la tubería [pies]
- $r_{to}$  = radio externo de la tubería, [pies]
- $r_{ins}$  = radio del aislante (o sea,  $r_{ins} = r_{to} + \Delta r_{ins}$ , siendo  $\Delta r_{ins}$  el espesor del aislante), [pies]
- $K_{hs}$  = conductividad térmica del material (acero) del cual está construida la línea, [BTU/h-pie-F]
- $k_{hin}$  = conductividad térmica del material aislante, [BTU/h-pie-F]
- $K_{ha}$  = conductividad térmica del aire [pie<sup>2</sup>/hr]
- $h_r$  = coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie exterior de la tubería o del aislante y el medio ambiente, [BTU/h-pie-F]
- $h_f$  = coeficiente de película (“film coefficient”) de transferencia de calor o coeficiente de condensación entre el fluido y la superficie interna de la tubería [Btu/h-pie<sup>2</sup>-°F]

### 2.6.2. Pérdida de calor en la tubería de inyección

Para este cálculo se utiliza el método de Willhite la cual se basa en los siguientes postulados:

- El vapor se inyecta por la tubería de producción o inyección a temperatura, presión, tasa y calidad constantes.
- El espacio anular (tubería de inyección- revestidor) se considera lleno de aire a baja presión.
- La transferencia de calor en el pozo se realiza bajo condiciones de flujo continuo, mientras que la transferencia del calor en la formación es por conducción radial en flujo no continuo.
- Dentro de la tubería de inyección, los cambios de energía cinética así como cualquier variación en la presión del vapor debido a efectos hidrostáticos y a pérdidas por fricción son despreciables.
- Se desprecia la variación de la conductividad y difusividad térmica de la tierra con profundidad.

#### 2.6.2.1. Método de Willhite

Este método se fundamenta en el uso de un coeficiente de transferencia de calor total para un sistema formado por las tuberías de inyección, el espacio anular, revestimiento y el cemento. Willhite desarrolló expresiones para estimar el coeficiente de transferencia de calor total, siendo para el caso de estudio (tubería sin aislante) la siguiente expresión:

$$U_{to} = \left[ \frac{r_{to}}{r_{ii} h_f} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ii}}\right)}{K_{hs}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (2-8)$$

Considerándose el espacio anular lleno de aire y utilizándose el área exterior de la tubería de inyección ( $2\pi r_{to} \Delta L$ ) como área característica.



Las expresiones de  $U_{to}$  dadas por la ec. 2-8, fue desarrollada considerando los siguientes mecanismos de transferencia de calor: convección forzada desde el vapor hacia la superficie interna de la tubería de inyección, conducción a través de las paredes de la tubería de inyección y de revestimiento, del aislante y del cemento, y convección libre y radiación en el espacio anular.

Los términos usados en la ec. 2.6 son definidos como sigue:

- $r_i$  = radio interno de la tubería de inyección, [pies]
- $r_{to}$  = radio externo de la tubería de inyección, [pies]
- $r_{ci}$  = radio interno del revestidor, [pies]
- $r_{co}$  = radio externo del revestidor, [pies]
- $r_h$  = radio del hoyo del pozo, [pies]
- $K_{hs}$  = conductividad térmica del material (acero) del cual está construida la línea, [Btu/h-pie-°F].
- $K_{hcem}$  = conductividad térmica del cemento, [BTU/hr-pie-°F]
- $h_f$  = coeficiente de película (“film coefficient”) de transferencia de calor o coeficiente de condensación entre el fluido fluyendo y la superficie interna de la tubería de inyección, [BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F]
- $h_c$  = coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento, [BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F]
- $h_r$  = coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento, [BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F]

Los coeficientes de transferencia de calor por radiación  $h_r$  se evalúan de acuerdo a la ec.2-9 de Stefan-Boltzmann,

$$h_r = \sigma * \varepsilon * (T_{to}^{*2} + T_{ci}^{*2}) * (T_{to}^* + T_{ci}^*) \quad (2-9)$$

Donde;  $\varepsilon$  es el factor de forma (o factor de vista), el cual depende de la geometría de los cuerpos y que relaciona la radiación emitida por un cuerpo, que es interceptada por el otro, y viene dada por:

$$\varepsilon = \left[ \frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \left( \frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (2-10)$$

Donde;  $\varepsilon_{to}$  y  $\varepsilon_{ci}$  son las emisividades de la superficie externa de la tubería de inyección y de la interna de revestimiento.

El coeficiente de transferencia de calor por convección natural  $h_c$  se puede evaluar de acuerdo a valores experimentales correlacionados mediante análisis dimensional. Las ecuaciones desarrolladas para su evaluación son las siguientes:

$$h_c = \frac{0,049 K_{han} (G_r P_r)^{0,333} (P_r)^{0,074}}{r_{to} \ln \left( \frac{r_{ci}}{r_{to}} \right)} \quad (2-11)$$

con,

$$G_r = \left( \frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \right) \quad (2-12)$$

y,

$$P_r = \frac{c_{pan} \mu_{an}}{K_{han}} \quad (2-13)$$

donde:

$K_{han}$  = conductividad térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, [BTU/hr-pie-°F]

$\mu_{an}$  = viscosidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, [lb/pie-hr]

$\beta_{an}$  = coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el anular, [F<sup>-1</sup>]

$\rho_{an}$  = densidad del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio del fluido en el anular, [lb/pie<sup>3</sup>]

$c_{pan}$  = calor específico del fluido en el espacio anular, a temperatura y presión promedio en el anular, [BTU/lb-°F]

$g$  = constante de gravedad,  $4,17 \times 10^8$ , [pie<sup>2</sup>/hr]

Una vez evaluado el coeficiente de transferencia de calor total  $U_{to}$ , la tasa de transferencia de calor  $Q$  [BTU/h] desde el interior de la tubería de inyección hasta la interfase cemento- formación, puede evaluarse mediante:

$$Q = 2\pi r_{to} U_{to} (T_s - T_h) \Delta L \quad (2-14)$$

## 2.7. Propiedades térmicas de la roca y fluidos en el yacimiento<sup>[5]</sup>

Las propiedades de las rocas y los fluidos son importantes para los procesos térmicos, ya que la mayoría de ellas varían con la temperatura. Para las rocas secas, saturadas; y para los fluidos, son: calor específico, conductividad térmica, difusividad térmica y capacidad calorífica.

### 2.7.1. Calor específico

Se define como a la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia. En general, depende de la temperatura aunque no muy marcadamente, calculándose para cada caso:

- **Hidrocarburos líquidos y petróleos**

$$c_o = \frac{0,388 + 0,00045T}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2-15)$$

Donde:

$c_o$  = calor específico del petróleo [BTU/lb-°F]

$\gamma_o$  = gravedad específica del petróleo

$T$  = temperatura [°F]

- **Hidrocarburos gaseosos**

$$c_g = 4 + 1,3 * n + 0,012 * n * T \quad (n \geq 3) \quad (2-16)$$

Donde:

$$c_g = \text{calor específico del hidrocarburos gaseosos [BTU/lb-mol-°F]}$$

$$N = \text{número de átomos de carbono/mol}$$

- **Agua saturada**

$$c_w = 1,0504 - 6,05 \times 10^{-4} * T + 1,79 \times 10^{-6} * T^2 \quad (2-17)$$

Donde:

$$c_w = \text{calor específico del agua [BTU/lb-° F]}$$

- **Rocas**

$$c_x = 0,18 + 0,00006 * T \quad (2-18)$$

Donde:

$$c_r = \text{calor específico de la roca [BTU/lb-° F]}$$

### 2.7.2. Conductividad térmica

La conductividad térmica ( $K_h$ ), es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y temperatura, definiéndose para cada caso las siguientes correlaciones:

#### 2.7.2.1. Conductividad térmica de líquidos y gases

La conductividad térmica de la mayoría de los líquidos, especialmente líquidos orgánicos, varía entre 0,05 y 0,2 BTU/hr.pie.°F y normalmente su valor disminuye con aumento de temperatura, siendo 0,08 un buen promedio. El agua es una excepción: la conductividad térmica aumenta al subir la temperatura, hasta 130 C (valor máximo = 0,398 [milicalorías/seg - cm- K])

- **Para el agua**

$$K_w = 0,004 * T + 0,228 \quad (10 \text{ C} \leq T \leq 80 \text{ C}) \quad (2-19)$$

Donde;

$K_w$  = conductividad térmica para el agua [Btu/h-pie-F]

$T$  =temperatura [K]

- **Para gases:** Gambill, recomienda la siguiente relación para calcular la conductividad térmica de gases:

$$K_h = \mu \left( c_p + \frac{2,48}{M} \right) \quad (2-20)$$

donde:

$K_h$  =conductividad térmica [BTU/h-pie-F]

$\mu$  = viscosidad del gas [lb/pie-h]

$M$  = peso molecular [lb/lb-mol]

$C_p$  =calor especifico [Btu/lb-F]

- **Para fracciones de petróleo y mezclas de hidrocarburos:** Cragoe propone la siguiente relación:

$$K_h = \frac{0,0677[1,0 - 0,0003(T - 32)]}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2-21)$$

- **Para vapor a altas temperaturas:**

$$K_h = 0,5778 \times 10^{-4} * (176 + 0,587 * T + 1,04 \times 10^{-3} * T^2 - 4,51 \times 10^{-7} * T^3) \quad (2-22)$$

### 2.7.2.2. Conductividad térmica de rocas

La conductividad térmica de un medio poroso depende de un gran número de factores, algunos de los cuales son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de

fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con temperatura, mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante, por ello a continuación se muestra una serie de correlaciones dependiendo de la propiedad a considerar:

- **Ecuación de Tikhomirov** (la cual considera los cambios de temperatura)

$$K_h = 0,047 K_{h20C}^{4,98} T^{(0,17 \ln T - 1,61 \ln K_{h20C} + 0,12)} \quad (2-23)$$

Donde:

$K_{h20C}$  = conductividad Térmica a 20 °C

$T$  = temperatura [K]

- **Ecuación de Tikhomirov** (la cual considera el efecto de la densidad de la roca)

$$K_{h20C} = e^{\left(\frac{\rho_r - 1,60}{1,53}\right)} \quad (2-24)$$

donde,  $\rho_r$  es la densidad de la roca en [gr/cm<sup>3</sup>].

- **Ecuación de Assad** (la cual considera el efecto de la saturación de fluido y tipo de fluido saturante)

$$K_h = K_1 \left(\frac{K_2}{K_1}\right)^m \quad (2-25)$$

donde:

$K_h$  = conductividad térmica de la roca saturada de fluido [BTU/h-pie-°F]

$K_1$  = conductividad térmica de la roca seca [BTU/h-pie-°F]

$K_2$  = conductividad térmica del fluido saturante [BTU/h-pie-°F]

$$m \approx C \times \phi \quad (2-26)$$

$C$  = factor de correlación para diferentes tipos de rocas

$\phi$  = porosidad

- **Ecuación de Tikhomirov** (la cual considera el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura)

$$K_h = \frac{26,31}{T^{0,55}} e^{0,6(\rho_r + S_w)} \quad (2-27)$$

- **Ecuación de Tikhomirov** ( la cual considera el efecto combinado de porosidad de la roca, saturación de liquido y temperatura)

$$K_h = \frac{6,36 e^{0,6[2,65(1-\phi) + S_l]}}{(0,556T + 255,3)^{0,55}} \quad (2-28)$$

donde:

$S_l$  =saturación total de liquido

$\phi$  =porosidad

### 2.7.3. Difusividad térmica

En la mayoría de las ecuaciones de transferencia de calor se utiliza más comúnmente el término de difusividad térmica que el de conductividad térmica. Por tanto, es conveniente definir la difusividad térmica y usarla donde sea posible. La difusividad térmica se designa con la letra  $\alpha$  y se define como:

$$\alpha = \frac{K_h}{M} \quad (2-29)$$

donde

$K_h$  = conductividad térmica [BTU/h-pie-F]

$M$  = capacidad calorífica [BTU/pie<sup>3</sup>-F]

$A$  = difusividad térmica [pie<sup>2</sup>/h]

#### 2.7.4. Capacidad calorífica de la roca saturada

Esta propiedad depende de la saturación de los fluidos, del calor específico de cada componente, la densidad y la porosidad. En términos prácticos, la capacidad calorífica (M), es la medida de almacenar calor que posee un sistema y está determinado significativamente por el calor específico de cada material. Si un material posee alta M significa que es capaz de almacenar mayor calor. La ecuación está dada por:

$$M = \phi * (\rho_o * C_o * S_o + \rho_w * C_w * S_w) + (1 - \phi) * (\rho_o * C_o) \quad (2-30)$$

Donde;

- $\rho$  = densidad del material o del fluido [lbs/lpc]
- S = saturación actual de los fluidos
- C = calor específico [BTU/lbs- °F]

#### 2.8. Propiedades termodinámicas del agua<sup>[3],[5],[7],[8]</sup>

El alto interés en el vapor, como fluido de inyección en los procesos térmicos de recobro de petróleo, se debe a las excelentes propiedades térmicas del agua, tanto en su estado líquido como en su estado de vapor, además de ser un recurso natural inagotable y muy abundante en el subsuelo.

Como líquido, posee el mayor calor específico (1 BTU/(lb/°F)) y el mayor calor latente de vaporización sin excepción (971 BTU/lbs a 14,7 lpca).



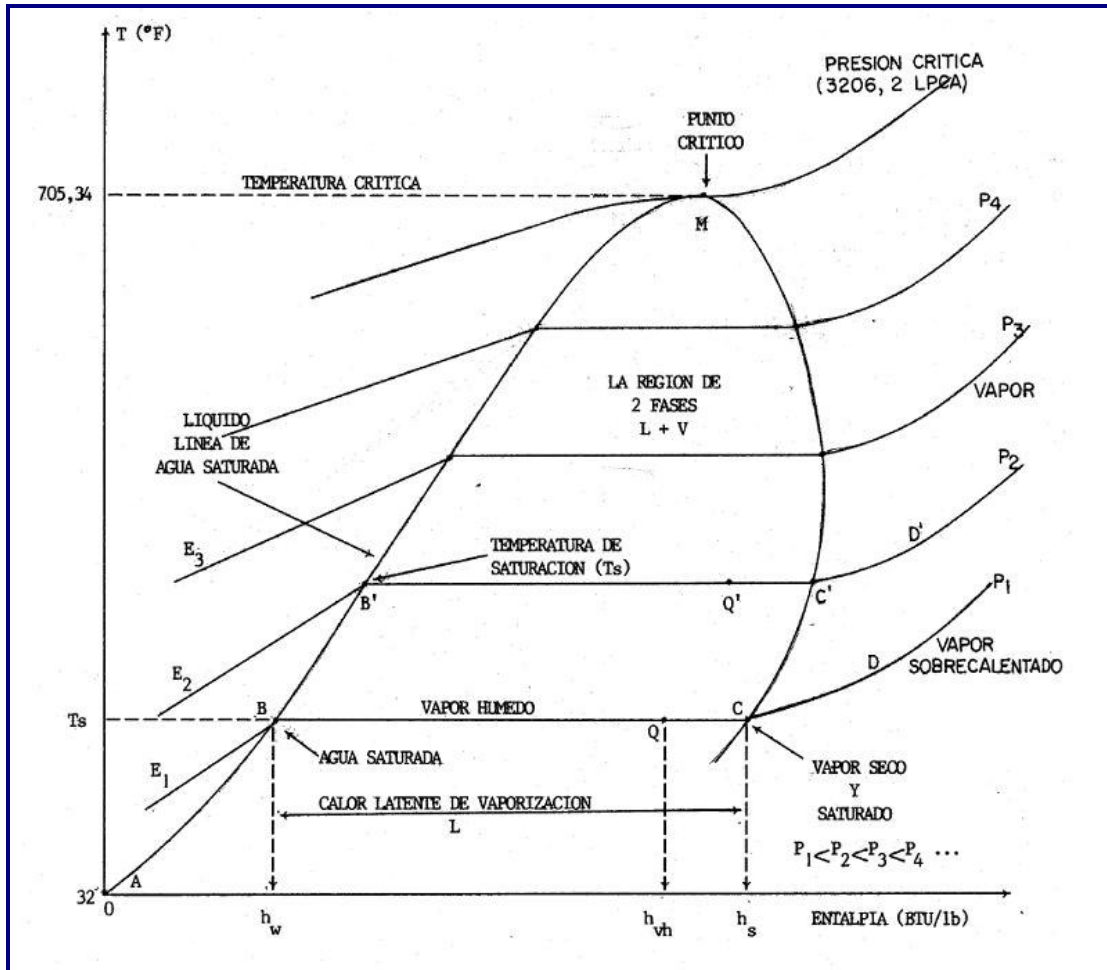


Figura 2-5: Representación de las relaciones existentes entre la presión, la temperatura y la entalpía del agua, con el estado físico en que ellos se encuentran<sup>[7]</sup>

La entalpía del agua a condiciones de temperatura y presión ambiente ( $T=32^{\circ}\text{F}$ ,  $P=14,7$  lpc) es igual a cero (punto A), a medida que se suministra calor la temperatura aumenta hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a la primera línea isobara a una temperatura de ebullición igual a  $212^{\circ}\text{F}$  y  $14,7$  lpc (punto B), el agua en este punto comienza a evaporarse, y es llamada agua saturada, el calor contenido en ella se denomina calor sensible  $h_w$  y tiene un valor de  $180$  BTU/lb a  $14,7$  lpc, como se muestra en la figura 2-5.

Continuando con el suministro calor, el agua comienza a vaporizarse, permaneciendo la temperatura de saturación constante, hasta alcanzar el próximo extremo de la curva

(punto C), donde se tendrá vapor seco y saturado con un contenido de calor ( $h_s$ ), se define este calor como calor latente de vaporización ( $L$ ), en consecuencia el calor contenido por el vapor seco y saturado es  $h_s = h_w + L$ . Cualquier punto medio entre B y C, Q por ejemplo, se encuentra en un estado bifásico entre vapor y líquido denominándose vapor húmedo, y está representada por la cantidad de vapor sobre el total de componentes líquidos denominado como calidad del vapor ( $x$ ). Agregando más calor la temperatura aumenta, obteniéndose vapor seco y saturado (punto C).

Si luego de llegar al punto C, se continua agregando calor, la temperatura comenzara a aumentar de nuevo y se tendrá vapor sobre- calentado (segmento D)

Si la presión del sistema se aumenta a  $P_2$ , se observa un desarrollo similar, solo que la trayectoria en este caso será A, B', Q', C', D' y se cumple:

La temperatura de saturación  $T_{s2}$  será mayor que  $T_{s1}$  ya que  $P_2 > P_1$

La entalpía  $h_{w2}$  será mayor que  $h_{w1}$  ya que  $T_{s2} > T_{s1}$

El vapor de  $L_2 < L_1$  para  $P_2 > P_1$

Si  $P_2 > 460$  será  $h_{s2} < h_{s1}$

Continuando con el aumento en la presión, se observa que  $T_s$  aumenta,  $h_w$  aumenta,  $L$  disminuye y  $h_s$  disminuye (por encima de 400 lpca), hasta alcanzar el punto critico M (705, 34 °F; 3206, 2 lpca) en el cual  $h_w = h_s$  ya que  $L = 0$ .

La línea AM representa estado liquido a la temperatura de saturación, la línea CM representa vapor a la temperatura de saturación y la region entre ellas es la zona de dos fases, vapor y liquido. Las líneas  $E_1BCD$  y  $E_2'B'C'D'$  representan presión constante (líneas isobáricas).

Para efectos de inyección de vapor, no es recomendable la generación de vapor en la zona de vapor seco y saturado motivado a posibles taponamientos de las tuberías por exceso de sólidos indeseados. Aunado a esto se alcanzan altas temperaturas, las cuales son complicadas de controlar a nivel de superficie.

A causa de las pérdidas de calor a niveles superficiales y de subsuelo, comúnmente se inyecta vapor con una calidad entre 65% y 90%. La diferencia es debido a la cantidad de líquido que es necesaria para originar lavado y/o limpieza de la cara de la arena y del mismo modo originar un desplazamiento efectivo del vapor.

Es importante destacar que en las condiciones críticas del vapor, las ecuaciones representadas no se adaptan a un fluido en estado crítico (3.206 lpca de presión y 705 °F).

### 2.8.1. Temperatura de saturación

La temperatura de saturación es la temperatura a la cual se produce vapor o ebullición, es directamente proporcional a la presión. La ecuación del Dr. Faraou Alí, para casos con presión de inyección entre 500 y 2.500 lpca es la siguiente:

$$T = 115,1 * p^{0,225} \quad (2-31)$$

A las condiciones de inyección (2000 lpca) la  $T_s = 636,56$  °F. Lo que significa que para formar vapor a una tasa de inyección de 2000 lpca, se debe calentar el agua 636.56°F. Se entiende que las calderas no pueden calentar el vapor a dicha temperatura, el valor máximo que se permite calentar es de 580 °F. Para contrarrestar este efecto es recomendable aumentar la tasa de inyección para así minimizar las pérdidas de calor.

### 2.8.2. Calidad del vapor

Es la fracción del peso total que corresponde al vapor seco en una mezcla de vapor y agua.

El vapor húmedo se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, es decir, por su calidad (x). Así el vapor seco y saturado tiene una calidad del 100%, puesto que no existe agua en estado líquido, mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a cero, vapor con calidad entre estos extremos se le dice simplemente "Vapor Húmedo".

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

### 2.8.2.1. Calidad del vapor en el cabezal

Disponiendo de la calidad del vapor a la salida del generador,  $X_{gen}$ ; la tasa de pérdidas de calor por unidad de longitud  $q$ , la tasa de flujo de vapor,  $w$ , y la longitud de la tubería,  $L$  se puede determinar la calidad del vapor en el cabezal del pozo,  $X_{st,wh}$ , mediante el siguiente balance de calor:

Cantidad de calor a la salida del generador = cantidad de calor en el cabezal del pozo +  
pérdidas de calor en líneas de superficie

Lo cual puede expresarse en términos matemáticos, como sigue:

$$w(H_w + X_{st,wh} L_v) = w(H_w + X_{st} L_v) + qL \quad (2-32)$$

de donde:

$$X_{st,wh} = X_{st,gen} - \frac{qL}{wL_v} \quad (2-33)$$

siendo;

$Q$	=tasa de inyección [Btu/hr-pie]
$H_w$	= entalpía del agua [Btu/lb]
$W$	= tasa másica [lb/h]
$L$	=longitud de la tubería [pie]
$X_{st,gen}$	=Calidad del vapor a la salida del generador [fracción]
$L_v$	=calor latente de vaporización [Btu/lb]
$X_{st,wh}$	=calidad de vapor en el cabezal [fracción]

El balance expresado por la ecuación (2-32) implica que no existe caída de presión en la tubería o mejor dicho que es despreciable.

### 2.8.2.2. Calidad del vapor en la cara de la formación

Una manera alterna de calcular la calidad en la cara de la formación,  $X_{st}$ , es mediante el siguiente balance de calor:

Contenido de calor del vapor en el cabezal del pozo = contenido de calor en el fondo del pozo  
+ pérdidas de calor en el pozo

El cual escrito en términos matemáticos puede expresarse como;

$$w(H_w + X_{st,wh}L_v) = w(H_w + X_{st}L_v) + qZ \quad (2-34)$$

de donde:

$$X_{st} = X_{st,wh} - \frac{qZ}{wL_v} \quad (2-35)$$

siendo las unidades las mismas de la ecuación (2-33), y  $Z$  es la profundidad a la cual se desea calcular la calidad, pies.

El balance expresado por la ecuación (2-34), implica que no existen pérdidas o ganancias de presión en el pozo, o mejor dicho que se consideran despreciables. Un estimado de éstas pérdidas o ganancias de presión, pueden ser calculadas considerando el cambio en la energía cinética, el cambio debido al peso del fluido (presión estática) y las pérdidas de presión debido a fricción.

### 2.8.3. Calor sensible del agua

Es el calor que hay que agregar a un líquido a presión constante, para elevar la temperatura desde el punto de congelación hasta el punto de ebullición, es directamente proporcional a la presión, a mayor presión mayor será la cantidad de calor que se debe agregar para lograr la saturación de vapor y esta definida por la ecuación:

$$hw = Cew*(Ts - 32) \quad (2-36)$$

Donde  $Cew$  es el calor específico del agua y tiene valor igual a 1 BTU/lbs°F.

#### 2.8.4. Calor latente de vaporización del agua

Es la cantidad de calor por libras de presión que debe suministrársele a un líquido para pasar de estado líquido a vapor a la temperatura de saturación y presión constante, este calor es desproporcional a la presión puesto que  $L_v = h_s - h_w$ , en este caso una de las ecuaciones que ofrece menos errores es la ecuación de J. Jones ;

$$L_v = 865 - 0.207 * P \quad (2-37)$$

#### 2.8.5. Entalpía del vapor seco y saturado

Termodinámicamente, este calor es la suma del calor latente más el calor sensible, y es considerado como el calor total del sistema, se puede calcular mediante la ecuación de los Srs. Ejiogu – Fiori para presiones de inyección menores a 2500 lpc.

$$h_s = 1204,8 - 0.000197697 * (P - 453,23)^{1.73808} \quad (2-38)$$

### 2.9. Simulación Numérica <sup>[2]</sup>

La simulación numérica ha sido implementada desde el comienzo de la ingeniería de petróleo en los años treinta, pero fue hasta los años 60, cuando el término simulación se hizo común como un método predictivo involucrado con sofisticados programas de computación. Estos programas presentan amplias ventajas, ya que permiten procesar una gran cantidad de variables dentro de ecuaciones de flujo bajo distintas condiciones y en diferentes medios.

De esta manera se pueden definir los modelos numéricos de simulación, como un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático, representando:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Permeabilidad relativa y presión capilar no lineal con respecto a saturaciones.
- Variación no lineal en las propiedades PVT de los fluidos como función de presión.

El yacimiento se visualiza como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en que se ha subdividido el yacimiento, con la cual se logra combinar variables, para representar con mayor exactitud las condiciones del yacimiento con el propósito de predecir el recobro de hidrocarburo bajo diferentes esquemas de explotación.

De acuerdo al proceso y al número de componentes a ser modelados, los simuladores de yacimiento pueden ser clasificados en:

### **2.9.1. Simuladores de petróleo negro**

Son aquellos que modelan el flujo multifásico en un yacimiento sin considerar la composición de los hidrocarburos. La fase líquida está constituida por agua y petróleo con gas en solución. La fase gaseosa está compuesta solamente por gas libre. La transferencia de masa de componentes del petróleo de la fase líquida a la fase gaseosa no está tomada en cuenta. Este modelo es frecuentemente utilizado para simular procesos isotérmicos, flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a fuerzas gravitacionales.

Se basa en que los fluidos del yacimiento pueden representarse por medio de sólo tres pseudocomponentes (petróleo, gas y agua).

### **2.9.2. Simuladores composicionales**

Los cuales consideran la transferencia de masa entre la fase líquida y la fase gaseosa. La fase de hidrocarburo está representada por un número finito de componentes y los valores de las constantes de equilibrio se usan para representar el comportamiento de la fase. Estos simuladores son utilizados para desarrollar estudios en yacimientos de gas condensado y petróleo volátil.

### **2.9.3. Simuladores de recuperación mejorada de petróleo**

Los cuales incluyen combustión en sitio, estimulación con vapor, procesos miscibles, inyección de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e inyección de químicos. Estos simuladores

aplican conceptos básicos tanto para modelar un proceso particular de recuperación mejorada.

#### 2.9.4. Simuladores térmicos

Toman en cuenta tanto el flujo de fluidos como la transferencia de calor y reacción química. Los usos prácticos de estos simuladores son en simulación de inyección de vapor de agua, agua caliente y procesos de combustión en sitio.

### 2.10. Diseños de modelos de simulación<sup>[9]</sup>

Un yacimiento se puede modelar dependiendo de los objetivos de estudio, con los sistemas de mallado:

#### 2.10.1. Modelos de cero dimensiones

Es el modelo más simple que se puede construir y es mejor conocido como modelo tanque o balance de materia, figura 2-6. El balance de materia se usa normalmente para estimar fluidos inicialmente en sitio a la presión del yacimiento. Este tipo de modelo asume que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto, sino que se consideran valores promedios de estos parámetros a lo largo de todo el yacimiento. Este modelo es muy útil al comienzo del estudio para realizar revisiones rápidas de consistencia de datos como PVT, restricciones de pozos, etc.



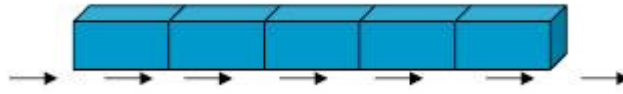
*Figura 2-6: Modelo de cero dimensiones<sup>[9]</sup>*

#### 2.10.2. Modelos de una dimensión

La orientación de los bloques puede ser horizontal, vertical o con cierto ángulo de inclinación. Este modelo da una buena representación del movimiento de fluidos globalmente, así como distribución promedio de presiones, ya que toma en cuenta la transferencia de fluidos entre ambas celdas (transmisibilidad). Los efectos de caída de



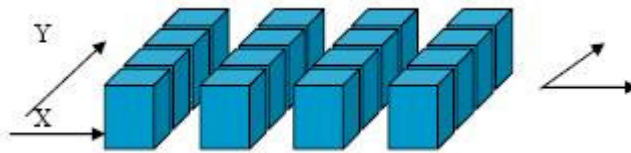
presión del pozo sobre el comportamiento global del yacimiento no pueden ser, generalmente, simulados con estos modelos, debido a que la menor unidad del yacimiento (un bloque) es muy pequeño comparado con el volumen del yacimiento que está afectado por la presión en el pozo. Sin embargo, estos efectos pueden ser simulados por un modelo 1-D radial. Los modelos 1-D son útiles cuando el espesor del yacimiento,  $h$ , es pequeño en comparación con su longitud; el petróleo se drena por un sistema de pozos casi equidistantemente espaciados o sea formando filas paralelas al contacto aguapetróleo; los efectos de conificación se desprecian, figura 2-7.



*Figura 2-7: Modelos de simulación unidimensional*<sup>[9]</sup>

### 2.10.3. Modelos de dos dimensiones

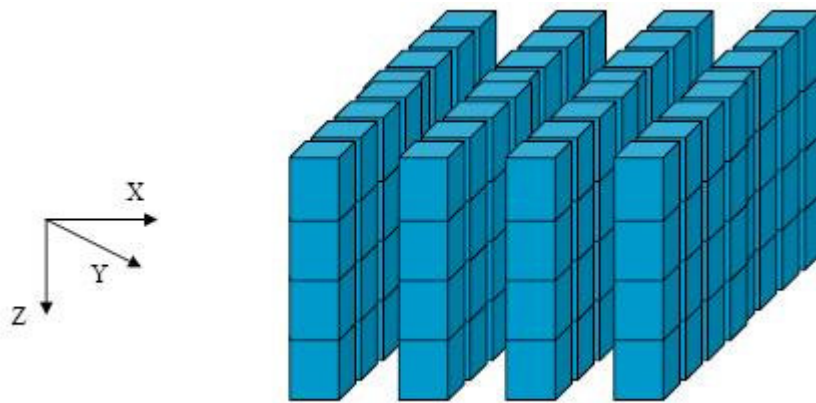
Para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante es necesario utilizar modelos de dos dimensiones (2-D), figura 2-8. Este puede ser un modelo radial, un modelo transversal para simular la conificación y segregación gravitacional, o un modelo areal para simular efectos de barrido. El modelo 2-D radial es útil para determinar la tasa crítica de producción a la cual ocurrirá conificación, para predecir el comportamiento futuro de un pozo conificado y para evaluar los efectos de barreras de lutitas o permeabilidad vertical baja. Otro uso de los modelos 2-D radiales es el análisis de pruebas de presiones. Probablemente, el uso más extensivo de los modelos 2-D areales es para determinar los patrones óptimos de inyección de agua o gas. También son útiles para determinar la posición de pozos.



*Figura 2-8: Modelos de simulación bidimensional*<sup>[9]</sup>

#### 2.10.4. Modelos de tres dimensiones

Estos modelos pueden tomar en cuenta casi todas las fuerzas presentes en el yacimiento, figura 2-9. Considera no solamente los efectos de barrido areal, sino también los efectos gravitacionales. Los modelos de tres dimensiones (3-D) radiales son una generalización del 2-D radial, en el cual se pueden tomar en cuenta penetración parcial del pozo en la arena productora y cañoneo parcial, así como cualquier otro parámetro que dependa de la profundidad



*Figura 2-9: Modelo de simulación tridimensional <sup>[9]</sup>*

## CAPITULO III

## DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA UTILIZADA

## 3.1. Aplicaciones de la plataforma CMG

El CMG Technologies Launcher es la aplicación encargada de proveer al usuario de la interfase, para manejar los archivos pertenecientes a los proyectos de simulación desarrollados, además de administrar listas de corridas, correr los simuladores IMEX, STARS y GEM, los pre-procesadores, post-procesadores y otras aplicaciones auxiliares, figura 3-1.

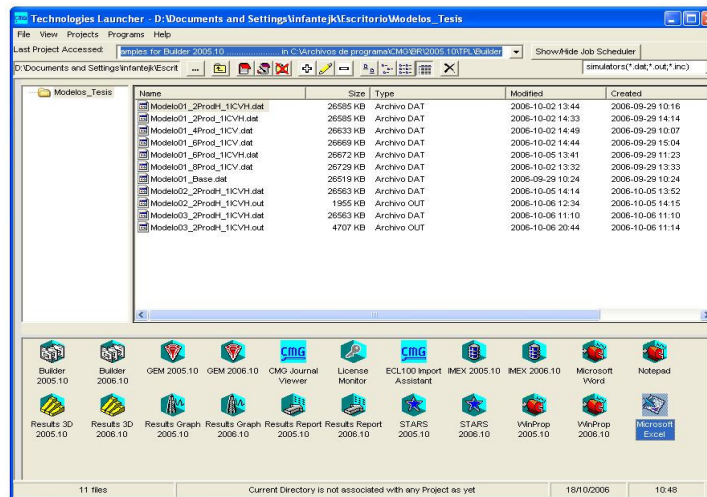


Figura 3- 1: Ventana inicial de la plataforma CMG

## 3.1.1. Model Builder

Pertenece a la serie de construcción de CMG y es usado como pre-procesador para la construcción del modelo de simulación, escribe un archivo ASCII. Usando los comandos apropiados, el usuario puede entonces someter este conjunto de datos a una corrida en el simulador numérico, figura 3-2.

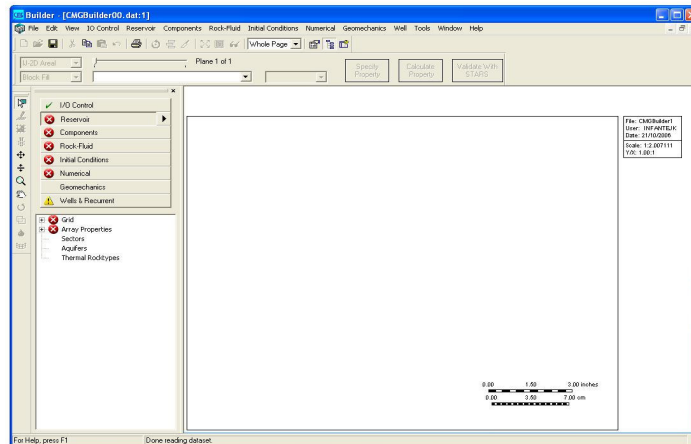


Figura 3- 2: Ventana Principal del Constructor del Modelo (ModelBuilder).

Se encuentra conformado por las siguientes secciones de trabajo:

### 3.1.1.1. Control de Entrada/Salida “I/O control”

Esta aplicación permite definir los parámetros de entrada y salida de los datos del simulador, tales como: Asignar títulos, seleccionar unidades de entrada y salida de la simulación, definir simulaciones de reinicio (Restarts), definir la frecuencia para guardar resultados de la simulación y definir la información de salida deseada, figura 3-3.

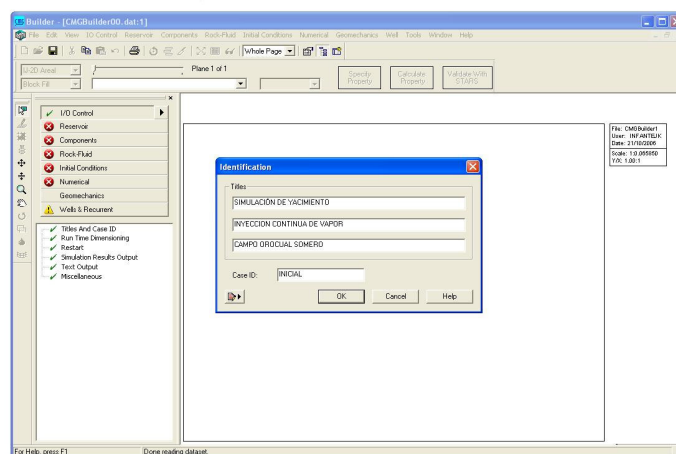


Figura 3- 3: Módulo “Control de Entrada/Salida”

### 3.1.1.2. Yacimiento “Reservoir”

Mediante esta sección se pueden crear mallas de simulación del tipo cartesiana, puntos de esquina (ortogonal y no ortogonal) y radial, refinamientos locales cartesianos e híbridos para obtener celdas de menor longitud, especificación e interpolación de propiedades, definir sectores, acuíferos y planos compartidos, entre otros, figura 3-4.

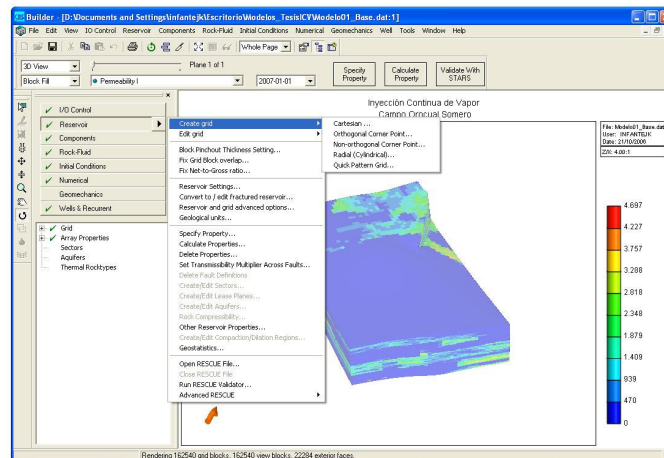


Figura 3- 4: Módulo “Yacimiento”.

### 3.1.1.3. Propiedades de los Componentes “Components”

En esta sección se define el modelo de fluidos a utilizar para el yacimiento, así como las propiedades PVT de los fluidos, bien sea generados por tablas o por correlaciones, ya que esta aplicación cuenta con estas dos funciones, figura 3-5.

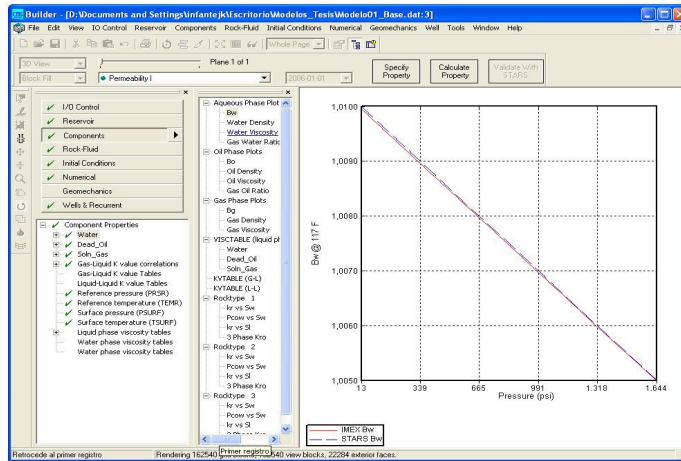


Figura 3- 5: Modulo de “Componentes”

**3.1.1.4. Datos de las propiedades de la roca y de los Fluidos “Rock-Fluid”**

En esta sección se definen los valores de permeabilidades relativas, presiones capilares, bien sea calculados dentro de esta aplicación por correlaciones o generados por tablas. Esta aplicación genera, al introducir los datos de roca- fluido, las gráficas correspondientes, figura 3-6.

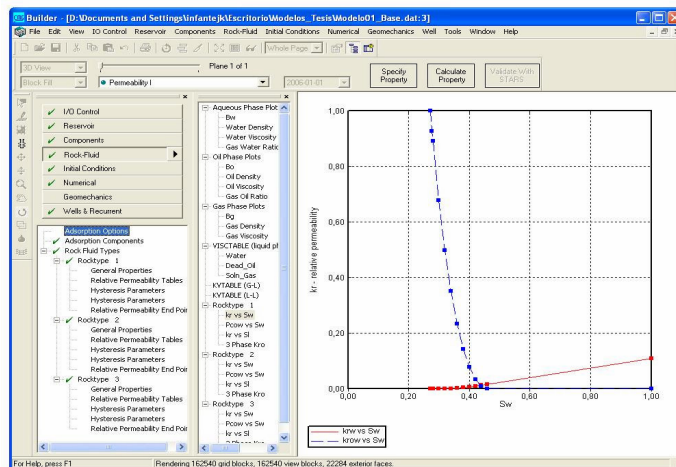


Figura 3- 6: Modulo “Roca - Fluido”

**3.1.1.5. Condiciones Iniciales “Initial Conditions”**

En esta sección se definen los parámetros iniciales requeridos por el simulador como presión inicial, profundidad de los contactos, profundidad de referencia de la arena,

definición de las condiciones iniciales de la región de los datos PVT definidos, entre otros, figura 3-7.

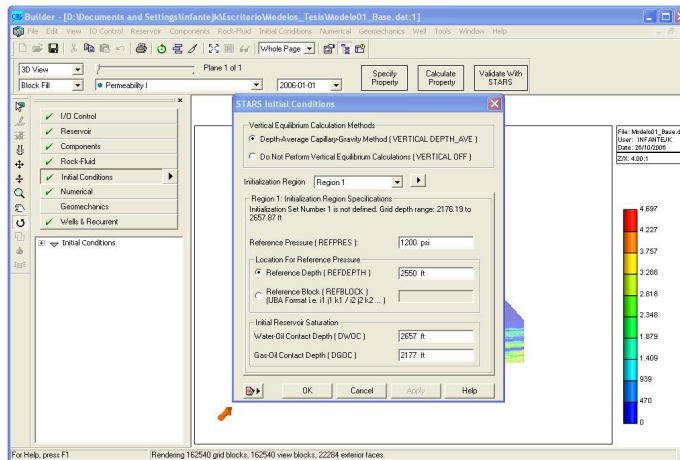


Figura 3- 7: Modulo “Condiciones Iniciales”

### 3.1.1.6. Control de Métodos Numéricos “Numerical”

Define parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se produce figura 3-8.

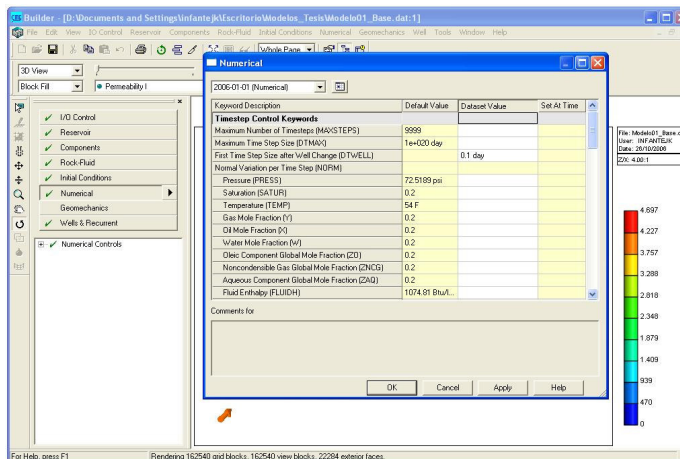


Figura 3- 8: Modulo “Método Numérico”

### 3.1.1.7. Datos Recurrentes de los Pozos “Wells&Recurrent”

Esta sección contiene datos y especificaciones que pueden variar con el tiempo. La mayor parte corresponde a datos de pozos, historia de producción, definir

perforaciones, completaciones y cargar archivos de eventos de pozos, parámetros de control de pozos, entre otros figura 3-9.

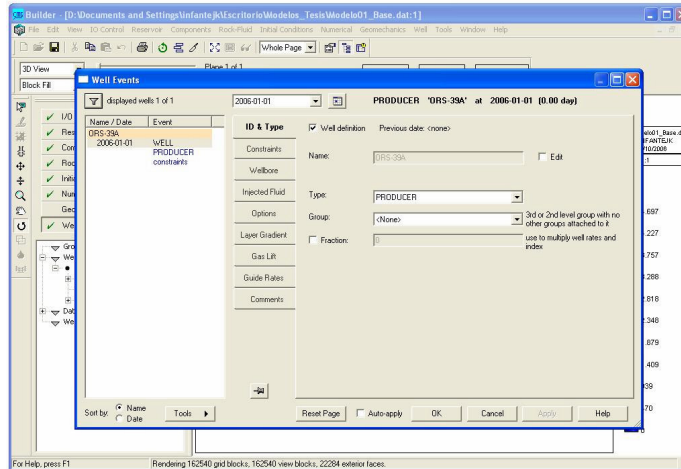
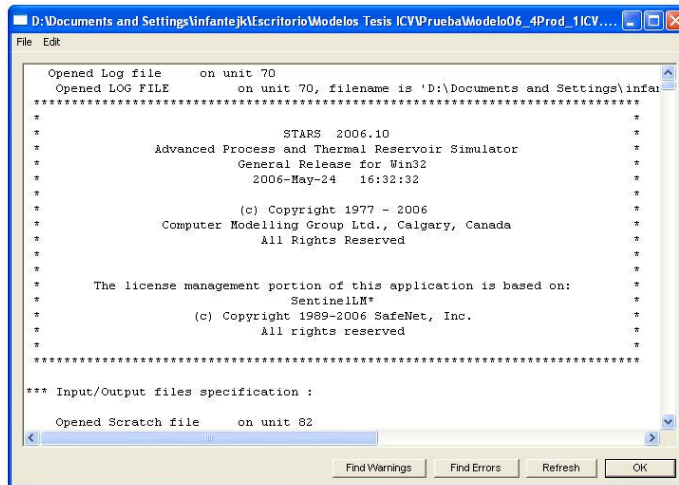


Figura 3- 9: Modulo “Recurrente de pozos”

### 3.2. Simulador STARS

Es un programa de simulación numérica de yacimientos que fue desarrollado por la empresa Computer Modelling Group (CMG) con sede en Canadá. Es un simulador trifásico de múltiples componentes, de aplicación térmica para combustión “*in situ*” e inyección de vapor. Los sistemas de mallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable/espesor variable. Con cualquiera de estos sistemas de mallado son posibles las configuraciones bidimensionales y tridimensionales. En la figura 3-10 se muestra la ventana que se despliega al inicializar una corrida en el simulador STARS.

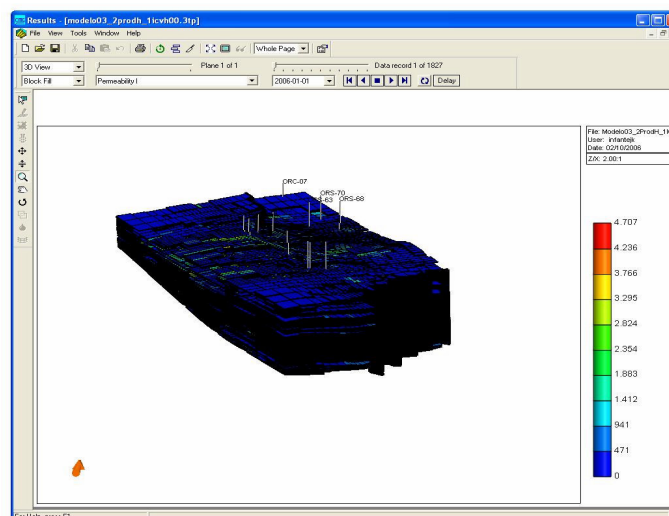




*Figura 3- 10: Ventana principal del Simulador “STARS”*

### 3.2.1. Resultados del Modelo Tridimensional “Results 3D”

Esta aplicación permite visualizar el mallado y seleccionar entre vistas de modelos de dos y tres dimensiones, para su presentación en pantalla o impresa. Se pueden visualizar cualquiera de las propiedades del mallado y su variación con el tiempo, se aprecia el movimiento de fluidos, comportamiento de presión y otras variables, figura 3-11.



*Figura 3- 11: Ventana principal de “Results 3D”*

### 3.2.2. Gráficos de Resultados “Results Graph”

Este módulo es utilizado para evaluar, mediante gráficos, las propiedades de los pozos que varían con el tiempo, como por ejemplo: Volumen de petróleo acumulado, tasas de agua, petróleo y gas, entre otros, figura 3-12.

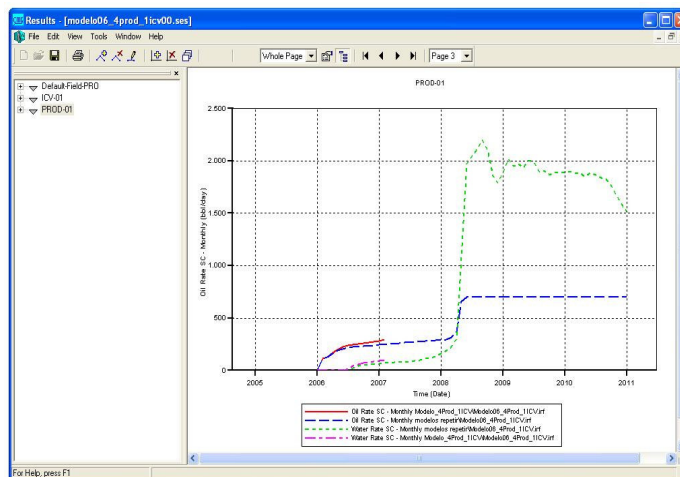


Figura 3- 12: Ventana principal de “Results Graph”

## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA

#### 4.1. Revisión y Estudio Bibliográfico de la Tecnología

Esta etapa comprendió la recopilación y revisión bibliográfica de la información relacionada con el proceso de Inyección Continua de Vapor (ICV). Para ello se consultaron libros, trabajos de tesis, informes técnicos, etc.

Primordialmente, se tomó en cuenta antecedentes de la tecnología aplicada al Campo Orocuál, fundamentos teóricos, experiencias en el ámbito mundial y condiciones que debe tener un yacimiento para aplicar dicha tecnología.

#### 4.2. Preparación de Datos para Simulación

Durante esta etapa se calculó, a partir de datos reales, parámetros para la simulación numérica, tales como pérdidas de calor y calidad del vapor, además se realizó un estudio de los posibles escenarios de pozos verticales, horizontales y combinaciones de ambos a utilizar.

##### 4.2.1. Cálculo de parámetros para la Simulación Numérica

###### 4.2.1.1. Determinación de las pérdidas de calor y calidad del vapor

Las operaciones de inyección y producción de fluidos implican transferencia de calor entre los fluidos involucrados y el ambiente que los rodea, a medida que el vapor se mueve a través de las líneas de flujo y las tuberías de inyección.

El cálculo de las pérdidas es importante para el diseño de las tuberías de superficie y del pozo. Las primeras pérdidas apreciables se hacen presentes en las líneas de transmisión de calor del generador al cabezal de inyección del pozo. En este tipo de pérdidas están incluidos dos mecanismos de transferencia de calor: convección y radiación (para tuberías desnudas). La magnitud dependerá de la diferencia de

temperatura entre el fluido caliente y el ambiente, condiciones atmosféricas, el diámetro y longitud de las líneas de superficies.

Todas estas condiciones afectan el cálculo de las pérdidas de calor y deben ser consideradas. Para este efecto se programó, en una hoja de calculo, las ecuaciones necesarias que consideran la transferencia de calor por conveccion y radiacion entre el fluido y la tubería, y entre la tubería y el ambiente a 80 °F, incluyendose la contribucion de la velocidad del viento caracteristica del norte del estado Monagas.

Se consideraron dos sistemas a estudiar. El primero conformado por el generador y la tubería de inyección, y el segundo conformado por generador, trampa de vapor y tubería de inyección. El segundo de los sistemas es una alternativa del primero, en caso de que en este último no se llegue a la calidad deseada en el fondo del pozo.

#### *Sistema generador - tubería de inyección*

El cálculo de las pérdidas de calor en la línea de superficie se realizó a partir de datos de la línea de inyección y del generador, presentados en la tabla 4-1.

**Tabla 4-1: Datos empleados en el cálculo de la pérdida de calor en la tubería generador - cabezal**

<b>Datos Entrantes</b> (Tubería Generador - Cabezal)	
Calidad de vapor a la salida del generador	0,85
Longitud de la Tubería [Pie]	≅ 65
Emisividad de la superficie de la tubería	0,8
Temperatura ambiente [°F]	80
Tasa de vapor [Bbl/d]	1000-3000
Diámetro de la tubería [pulg]	4
Velocidad del viento [millas/d]	10

La segunda pérdida de calor apreciable ocurre en la tubería desde el cabezal hasta el fondo del pozo, la cual es influenciada por la tasa de inyección, la profundidad del pozo, y la presión de inyección.

Para el cálculo de pérdida de calor en la tubería del pozo, se tomaron las siguientes consideraciones:

- La transferencia de calor en el pozo bajo flujo continuo, mientras que en la formación es por conducción radial en flujo no continuo,
- El vapor se inyecta a presión, temperatura, tasa y calidad constante,
- Dentro de la tubería de inyección los cambios de energía cinética así como cualquier variación en la presión del vapor debido a efectos hidrostáticos y a pérdidas por fricción son despreciables,
- Se desprecia la variación de la conductividad y difusividad térmica de la tierra con profundidad.

De los métodos o procedimientos basados en las suposiciones anteriores, el método de Willhite es posiblemente el más riguroso y de fácil aplicación. Este método se fundamenta en el uso de un coeficiente de transferencia de calor total para un sistema formado por la tubería de inyección, el espacio anular, revestidor, cemento y formación, para ello se utilizaron las condiciones anteriormente nombradas y los datos presentados en la tabla 4-2.

*Tabla 4- 2: Datos empleados para el cálculo de pérdida de calor en la tubería cabezal - pozo*

<b>Datos Entrada</b> (Tubería Cabezal – Fondo)	
Tiempo de inyección [días]	3652
Tasa de inyección [Bbl/d]	1000-3000
Temperatura de superficie [°F]	80
Temperatura del vapor [°F]	580
Gradiente geotérmico (arena) [°F/pies]	0,022
Longitud de la tubería vertical [pies]	≅ 3000
Radio externo de la Tubería de inyección [pies]	0,120
Radio interno de la Tubería de inyección [pies]	0,102
Radio externo de revestidor [pies]	0,292
Radio interno del revestidor [pies]	0,277
Radio del pozo [pies]	0,45
Emisividad supr. interna del revestidor	0,8
Emisividad supr. externa de la tubería de inyección	0,8
Difusividad térmica de la tierra [pie <sup>2</sup> /hr]	0,024

Ya calculadas las pérdidas de calor a lo largo de la tubería, se realizó el cálculo de la calidad de vapor, recomendándose por efectos operacionales una calidad comprendida entre 80 – 90%, debido a las altas temperaturas difíciles de controlar o a posible taponamiento de las tuberías por exceso de sólidos indeseados.

Se calculó mediante la ecs. 2-33 y 2-35, la calidad de vapor en el cabezal y frente las perforaciones, respectivamente.

#### *Sistema generador, trampa de vapor y tubería de inyección*

Es una práctica común instalar una trampa de vapor entre el generador y el cabezal del pozo. Del generador se produce vapor con 85% de calidad, del cual el líquido es removido al pasar por la trampa de vapor, obteniéndose a la salida de la misma 100% de vapor saturado. Al removerse el líquido de la mezcla se eliminan los sólidos

disueltos contenidos en el, por lo que el condensado que se pueda presentar corriente debajo de la trampa de vapor estará libre de impurezas y no representará peligro de incrustaciones en la línea cabezal – fondo del pozo.

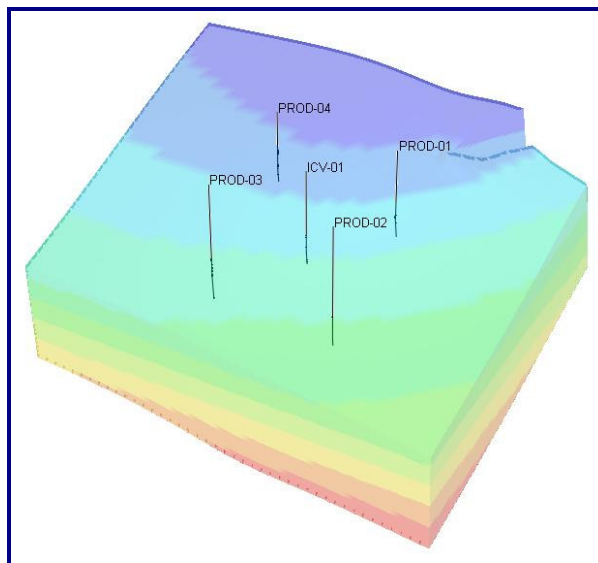
Para el cálculo de las pérdidas de calor en este sistema se siguió el procedimiento empleado para el sistema generador – tubería de inyección, considerando 100% de calidad de vapor en el cabezal del pozo.

#### 4.2.1.2. Escenarios de Inyección – Producción

Los arreglos propuestos se seleccionaron de manera tal que los pozos productores se encontrasen posicionados alrededor del pozo inyector, con la finalidad de que el frente de vapor desplace con eficiencia el hidrocarburo hacia los pozos productores.

*Cuatro pozos verticales productores y un pozo vertical inyector sometido a ICV (4prodV\_1icvV)*

En la figura 4-1, se observa la ubicación de los pozos, siguiendo un patrón que exige perforar los pozos formando un cuadrado, ubicando el pozo inyector en el centro del arreglo.



*Figura 4- 1: Arreglo de cuatro pozos verticales productores y un pozo vertical inyector sometido a ICV.*

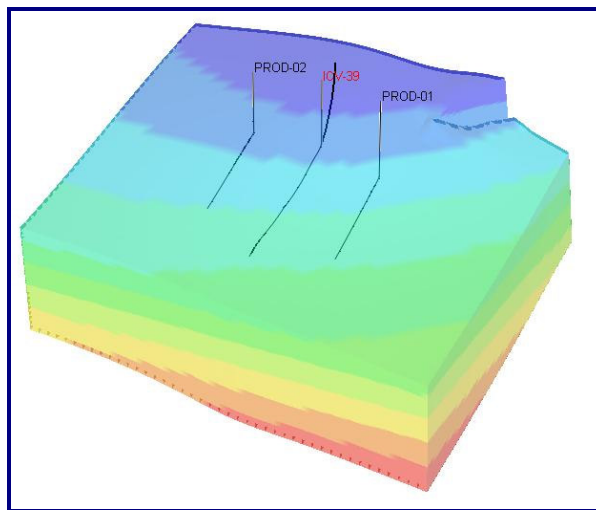
En la tabla 4-4, se muestra el intervalo de profundidad donde se completaron los pozos, esto según el espaciamento entre pozo inyector y productor (P-I):

*Tabla 4- 3: Intervalo de profundidad de la completación de los pozos según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (4prodV\_1icvV)*

Pozo	Prof. de la completación [pies]	Prof. de la completación [pies]
	P-I:140 m	P-I: 200 m
ICV-01	2.864 – 2.888	2.864 – 2.888
PROD-01	2.841 – 2879	2.967 – 3.002
PROD-02	2.919 – 2.942	3.037 – 3.054
PROD-03	2.889 – 2.934	2.986 – 3.019
PROD-04	2.817 – 2.845	2.921 – 2.963

*Dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV (2prodH\_1icvH)*

En la figura 4-2, se muestra la ubicación de los pozos en el modelo. La ubicación de estos es de forma paralela, tomándose como inyector un pozo horizontal ya existente en el área (ICV-39), teniendo como característica una sección horizontal de 320 m.



*Figura 4- 2: Arreglo de dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV.*



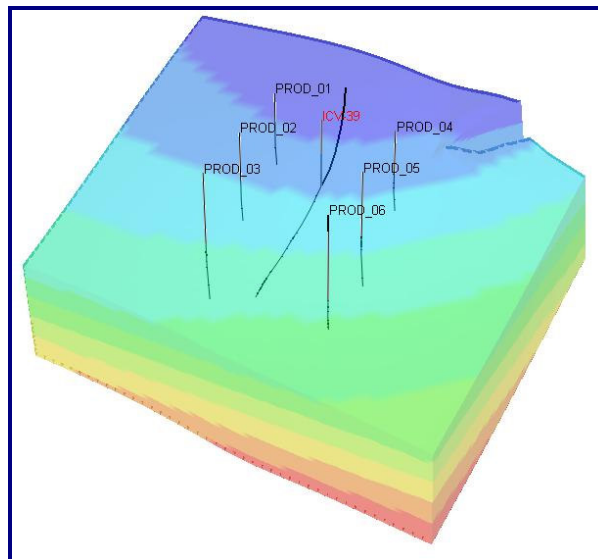
En la tabla 4-5, se muestra la profundidad donde se desvían los pozos para completar la sección horizontal, esto según el espaciamiento entre pozo inyector y productor (P-I):

**Tabla 4- 4: Profundidad donde se desvía el pozo para completar la sección horizontal según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (2prodH\_1icvH)**

Pozo	Prof. de la completación	Prof. de la completación
	[pies] P-I:140 m	[pies] P-I: 200 m
ICV-39	-	-
PROD-01	2.822	2.965
PROD-02	2.831	2.924

*Seis pozos verticales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV (6prodV\_1icvH)*

En la figura 4-3, se muestra la ubicación de los pozos en el modelo. Los pozos productores se encuentran ubicados a los lados del pozo inyector distribuidos en grupo de tres, tomándose como inyector un pozo horizontal existente en el área, teniendo como característica la misma del ICV-39 del arreglo de 2prodH\_1icvH.



**Figura 4- 3: Arreglo de seis pozos verticales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV.**

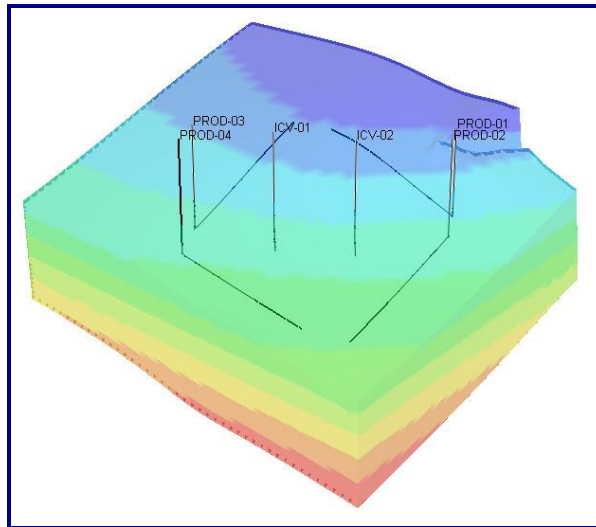
En la tabla 4-6, se muestra el intervalo de profundidad donde fueron completados los pozos, según el espaciamiento entre pozo inyector y productor (P-I):

*Tabla 4- 5: Intervalo de profundidad de la completación de los pozos según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (6prodV\_1icvH)*

Pozo	Prof. de la completación	Prof. de la completación
	[pies] P-I:140 m	[pies] P-I: 200 m
ICV-39	-	-
PROD-01	2.808 – 2.849	2.896 – 2.926
PROD-02	2.939 – 2.984	2.939 – 2.966
PROD-03	2.882 – 2.963	2.966 – 3.008
PROD-04	2.824 – 2.868	2.940 – 2.975
PROD-05	2.867 – 2.937	2.981 – 3.008
PROD-06	2.908 – 2.936	3020 –3.044

*Cuatro pozos horizontales productores y dos pozos verticales inyector sometidos a ICV (4prodH\_2icvV)*

En la figura 4-4, se visualiza la ubicación de los pozos en el modelo, encontrándose posicionados de tal manera que forman pares perpendiculares entre si, sometidos a inyección desde dos pozos verticales colocados en el centro de los pares perpendiculares.



*Figura 4- 4: Arreglo de cuatro pozos horizontales productores y dos pozos verticales inyector sometidos a ICV*

En la tabla 4-7, se muestra el intervalo de profundidad donde fueron completados los pozos inyectoros ICV-01 y ICV-02, y la profundidad donde se desvían los pozos productores para la completación de la sección horizontal, según el espaciamiento entre pozo inyector y productor (P-I):

*Tabla 4- 6: Intervalo de profundidad de la completación de los pozos según el distanciamiento entre pozo inyector y productor. (4prodH\_2icvV)*

Pozo	Prof. de la completación [pies]	Prof. de la completación [pies]
	P-I: 140 m	P-I: 200 m
ICV-01	2.971 – 3.025	2.971 – 3.025
ICV-02	2.982 – 2.517	2.982 – 2.517
PROD-01	2.967	2.979
PROD-02	2.982	3.001
PROD-03	2.995	3.014
PROD-04	3.016	3.027

### 4.3. Simulación de un proceso de Inyección Continua de Vapor

Se diseñó el mallado y celdas para la simulación ICV obteniéndose un sub- modelo del modelo original, simulándose la producción de dos arreglos (4prodV\_1icvV para pozos verticales, 2prodH\_1icvH para pozos horizontales) en el sub-modelo obtenido. A estos se le aplicaron dos tipos de refinamiento, causando alteraciones en el dimensionamiento de los bloques, a fin de obtener bloques donde se permitan observar los cambios de temperatura, promoviendo el aumento en el acumulado de petróleo, para luego establecer parámetros de control de los pozos inyectores y productores.

#### 4.3.1. Diseño del mallado

Se ejecutó el modelo (archivo DATA) en “*Model Builder*”, que contiene propiedades estáticas del yacimiento, como son el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, tope, límites, fallas, ambiente de depositación, continuidad vertical/lateral de la arena, petrofísica del lente, litología y límites de la roca, y propiedades dinámicas viscosidad, PVT, etc.

Inicialmente el modelo se constituía por 826.632 celdas, de los cuales 560.358 son celdas activas, obteniéndose 43x54x548 capas. Las celdas son cuadradas con longitud en i y j igual a 65 pies y un valor en k de 3,6 pies.

La cantidad de bloques hace que el modelo sea complejo e incrementa el tiempo de simulación, por ello se creó un sub- modelo del mallado original, eliminando 293 capas de bloques en dirección k y 19 capas de bloques en dirección j, resultando un sub-modelo constituido por 105.350 bloques activos y 0 bloques inactivos, obteniéndose 43x35x70 capas figura 4-5.

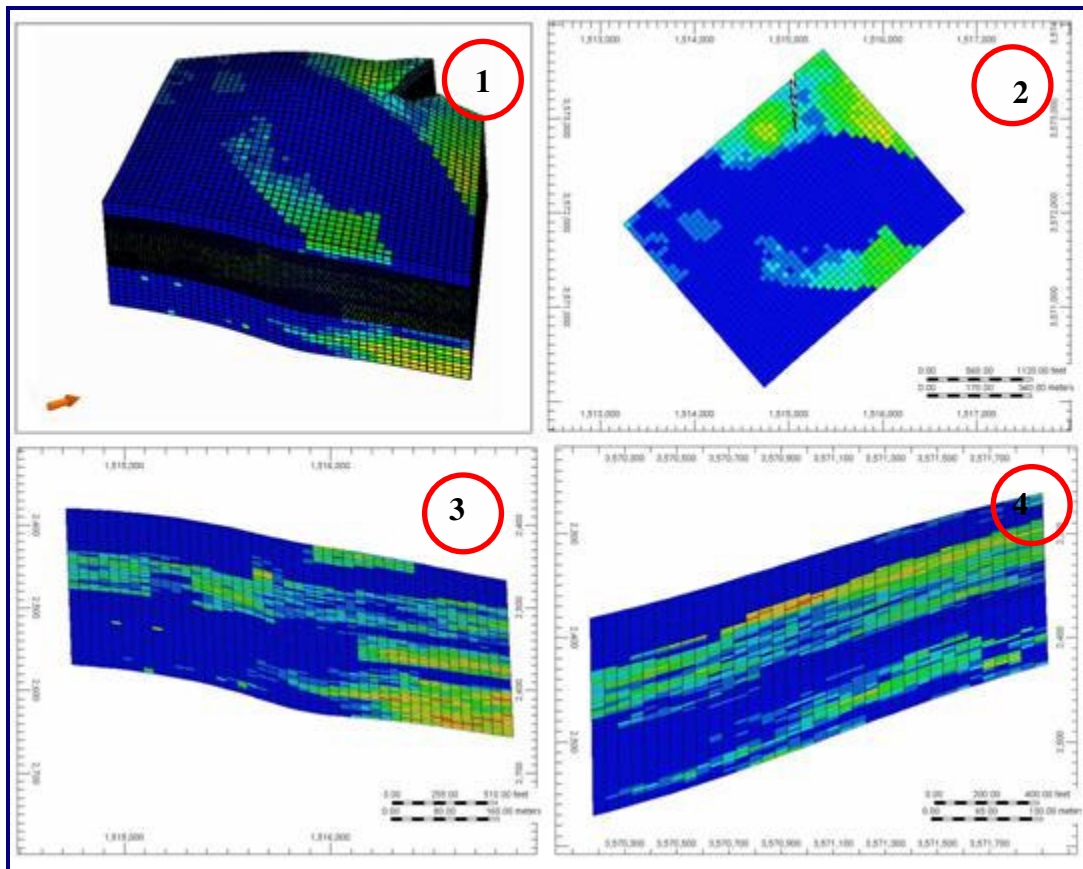
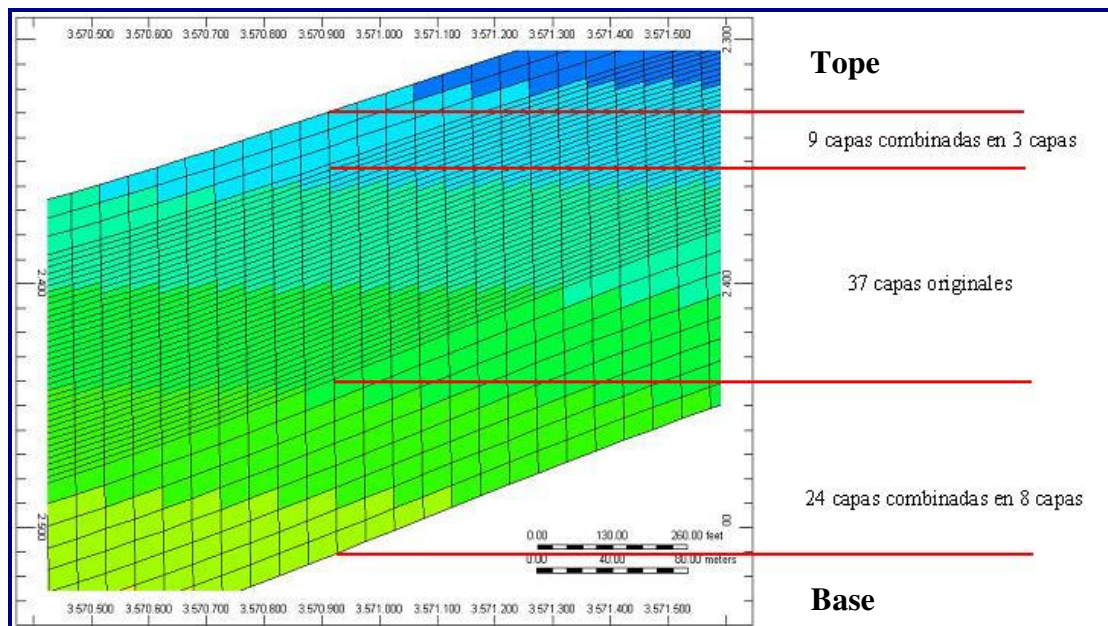


Figura 4- 5: Perspectivas del sub- modelo [1: vista 3D, 2: vista IJ, 3: vista IK, 4: vista JK]

Posteriormente, se aplicó la herramienta "Combine Layers" que consiste en unir capas en dirección k. Se unieron capas de alta arcillosidad, combinándose 9 capas de tope a base y 24 capas de base a tope, Figura 4-6, resultando un sub-modelo constituido por 72.240 bloques activos y 0 bloques inactivos, obteniéndose 43x35x48 capas. Esto, con la finalidad de reducir a un modelo que sólo abarcara la arena de interés, reduciendo la complejidad y el tiempo de simulación.



*Figura 4- 6: Perspectivas del sub- modelo, capas combinadas (vista IK)*

Luego de la extracción del sub- modelo se realizaron sensibilidades en el mallado, tanto para el mallado del modelo constituido por 4prodV\_1icvV como para el constituido por 2prodH\_1icvH, con la finalidad de observar cambios de temperatura, presión y saturación con precisión. Se seleccionó dos modelos arbitrarios de los propuestos, aplicándoles diferentes técnicas de refinamiento, tomando en cuenta la dirección del flujo del pozo, como se puede observar en la figura 4-7, donde las flechas simbolizan la dirección representativa del flujo, refinándose las celdas según la dirección observada.

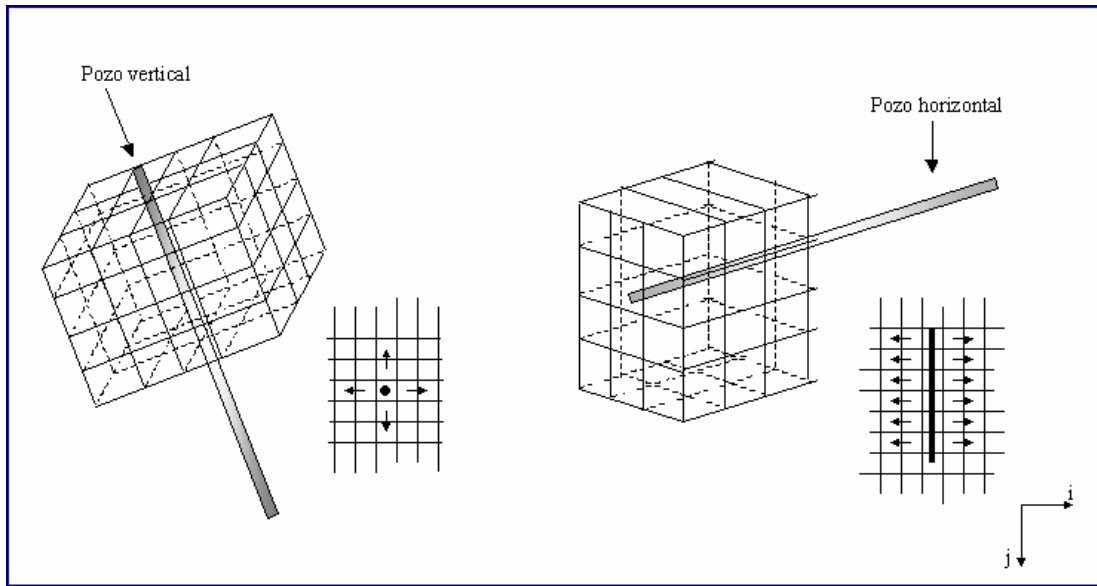
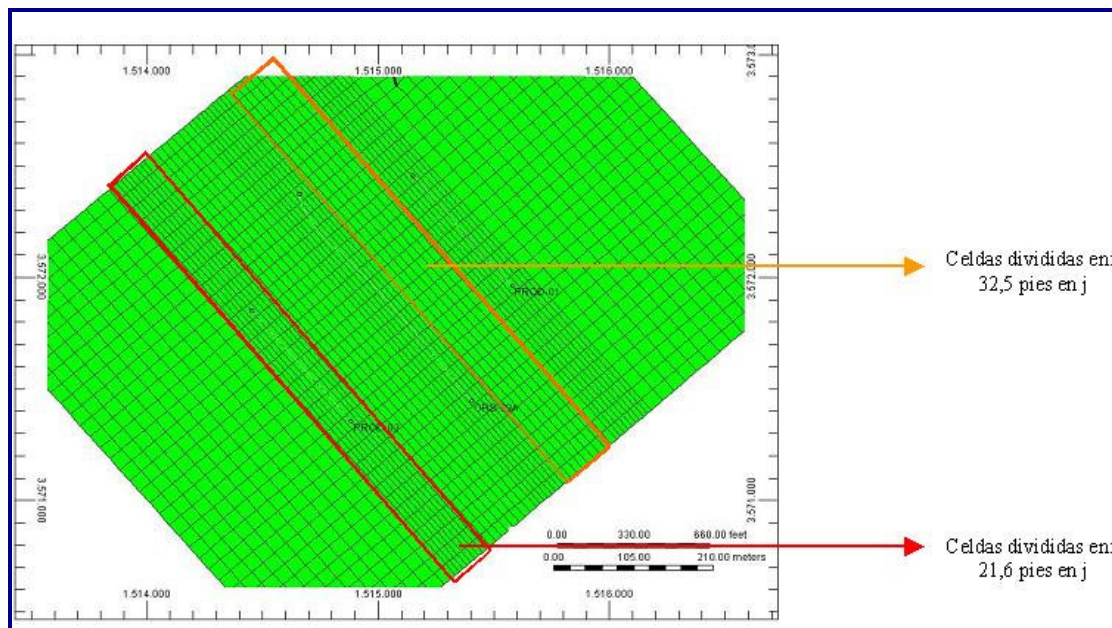


Figura 4- 7: Dirección del fluido según el tipo de pozo

#### 4.3.1.1. Refinamiento del mallado no localizado

La técnica del refinamiento del mallado no localizado se realiza con la ayuda de la herramienta “*Split Grid Plane*”, con la finalidad de proporcionar una resolución más alta en las áreas de estudio. Esto se logra estableciendo un mallado grueso, y refinando los bloques de interés. El refinamiento se efectúa en todas las columnas de la malla en una dirección especificada, indicándose el número de sub- bloques en que van a ser dividido los bloques en esa dirección. Los sub- bloques resultantes tendrán la misma orientación que los bloques originales, y adquirirán las mismas propiedades del bloque inicial del cual residen.

En el proyecto, el refinamiento se aplicó a la malla del modelo constituido por 2prodH\_1icvH, con la finalidad de captar cambios térmicos en dirección perpendicular del fluido (Figura 4-7), dividiendo las celdas que rodean los pozos en dirección  $j$ . Para ello se dividieron cubos de 65x65x3,6 pies, en cubos de 32,5x65x3,6 pies y cubos de 21,6x65x3,6 pies como se puede observar en la figura 4-8.



**Figura 4- 8: Refinamiento del mallado no localizado (vista IJ)**

#### 4.3.1.2. Refinamiento localizado

La técnica del refinamiento de mallado localizado se realiza con la ayuda de la herramienta “*Cartesian Refined*”, con la misma finalidad y premisa que la técnica anterior, con la diferencia que el refinamiento se localiza solo en la zona de interés y no a lo largo del mallado, como se observa en la figura 4-8.

Este tipo de refinamiento se aplicó a los modelos de 4prodV\_1icvV y el de 2prodH\_1icvH. Para el primer caso fue necesario debido a que la trayectoria del fluido está dirigida primordialmente en dos direcciones, refinándose en las direcciones i y j, mediante la división de cubos de 65x65x3,6 pies, en cubos de 7,2x7,2x3,6 pies como se observa en la Figura 4-9.



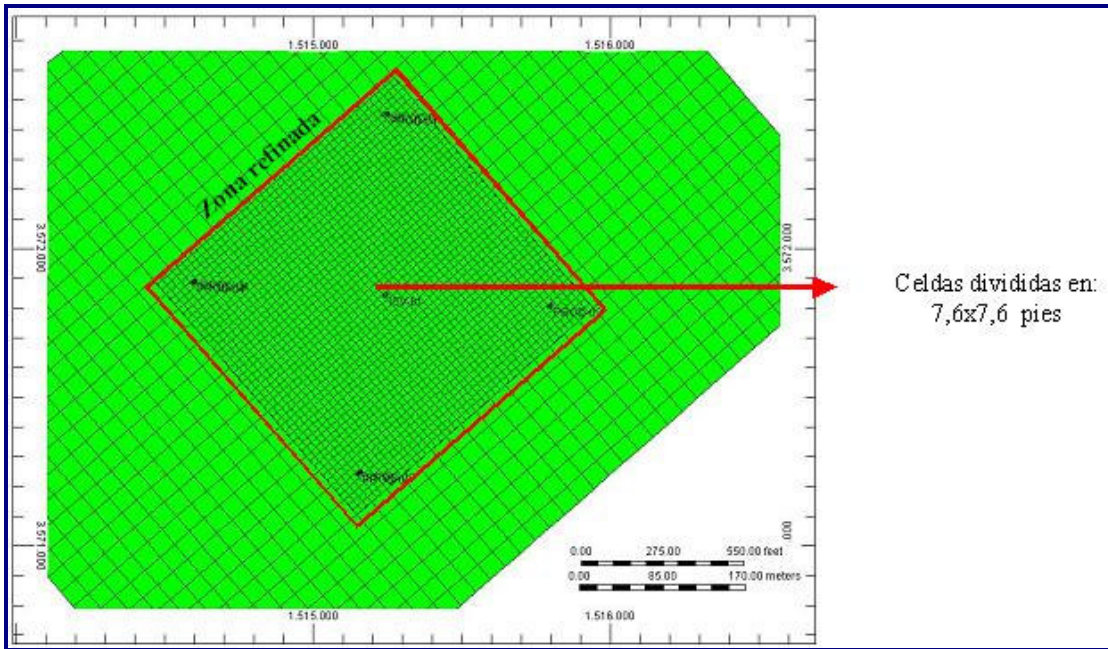


Figura 4- 9: Refinamiento del mallado localizado para pozos verticales (vista IJ)

El segundo caso se llevó a cabo con la finalidad de compararse con el refinamiento no localizado, refinando solo la zona limitada por los pozos y en dirección perpendicular al flujo, dividiendo las celdas de igual manera que en la técnica anterior pero utilizando la herramienta “Cartesian Refined”, como se observa en la figura 4-10, esto con la finalidad de disminuir tiempo en la simulación.

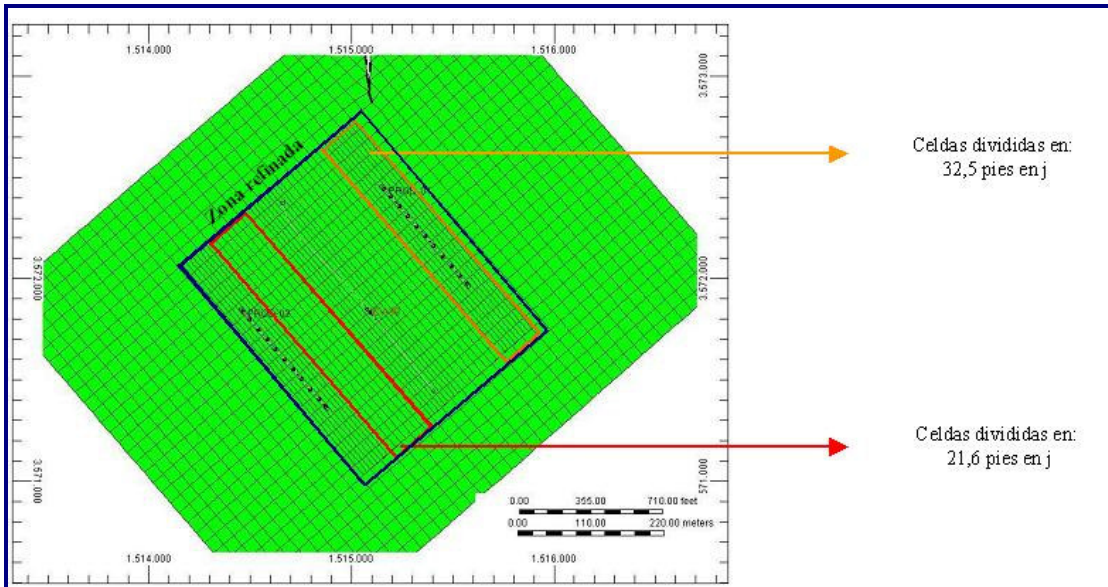


Figura 4- 10: Refinamiento del mallado localizado para pozos horizontales (vista IJ)

### **4.3.2. Parámetros de control para el arreglo de pozos inyector y productor**

Se controlan los pozos en las simulaciones con la finalidad de acotar y establecer valores deseados durante el proceso, de manera de representar fidedignamente la realidad. Este control se realizó según el tipo de pozo:

#### **4.3.2.1. Pozos productores:**

Se controló la tasa de petróleo máxima en 700 Bbl/d para pozos verticales y 1.200 Bbl/d para pozos horizontales, en concordancia con la historia de producción de pozos vecinos. La presión de fondo fluuyente se controló a 700 lpc, como menor presión operacional, y el corte de agua se monitoreó a fin de cerrar el pozo cuando este parámetro alcanzase un valor de 90%.

#### **4.3.2.2. Pozos inyectores:**

Se controló la tasa de inyección según la sensibilidad. La presión de inyección máxima se definió en 2500 lpc, con la finalidad de asegurar que siempre se inyectó la tasa establecida. La temperatura de vapor inyectado se fijó en 580 °F y su calidad en el fondo del pozo en 80%, para cumplir con un requerimiento operacional de la empresa.

## **4.4. Simulación de arreglos y optimización de parámetros**

### **4.4.1. Producción sin estimulación térmica**

Esta fase de la predicción consistió en la producción en frío (sin el uso de ningún proceso térmico), por un periodo de 10 años, simulando nuevos arreglos en un área factible para la aplicación de este proceso, con la finalidad comparar esta predicción con el modelo al cual se le aplica ICV.

### **4.4.2. Producción con estimulación térmica**

Esta fase de la predicción consistió en la producción con estimulación térmica (inyección continua de vapor), por un período de 10 años, simulando nuevos arreglos en un área, factible para la aplicación de este proceso, sensibilizando los siguientes parámetros y aplicando dicha metodología para cada uno de los arreglos:

#### **4.4.2.1. Sección horizontal**

La longitud horizontal de los pozos fue evaluada a 650, 1000 y 1500 pies, a fin de determinar el impacto de este parámetro en el petróleo acumulado. Garantizando que el vapor afecte los pozos productores verticales y el mayor tramo horizontal posible de los pozos productores horizontales.

#### **4.4.2.2. Distancia entre pozo inyector y productor**

La distancia entre pozos fue evaluada a 200 m que es un valor operacional y a una distancia menor, 140 m. Esta sensibilidad se realizó en función de determinar el impacto de este parámetro en el petróleo acumulado, a fin de garantizar una distancia en la que los pozos productores sean afectados por la inyección, tomando en cuenta que la viscosidad de crudo muerto para estos yacimientos se ubica entre 10000 y 15000 cP.

#### **4.4.2.3. Tasa de inyección de vapor**

Para la determinación de la tasa óptima de inyección, el proceso ICV fue evaluado entre 1000 y 3000 Bbl/d (160 a 480 ton/d), realizándose en conjunto con el tiempo de irrupción un análisis minucioso del acumulado de petróleo y la producción de agua.

#### **4.4.3. Selección del arreglo óptimo**

Para la selección del arreglo óptimo se compararon los parámetros óptimos, resultantes de las sensibilidades y la relación vapor – petróleo, en conjunto con el factor de recuperación, calculado en base al volumen de barrido de vapor. Este volumen se delimitó por el máximo barrido, con la finalidad de determinar el volumen desplazado y así estimar la eficiencia del proceso.

#### **4.4.3.1. Presión de fondo en los productores**

Al escenario óptimo, se realizaron sensibilidades de presión de fondo fluyente, comprendidas entre 300 a 900 lpc de presión de fondo, esto con la finalidad de observar el cambio en el acumulado de petróleo para rangos de diferenciales entre la presión de yacimiento y la presión de fondo de los productores.

#### 4.5. Análisis de riesgo

Con la finalidad de jerarquizar las distintas realizaciones del modelo estático, se realizó un análisis de riesgo que consistió en simular la producción de un pozo sin estimulación térmica, durante 5 años, jerarquizando las realizaciones según el acumulado de petróleo obtenido para cada una de ellas. Se extrajo de dicha clasificación, los percentiles 10, 50 y 90, discriminando el modelo en pesimista, más probable y optimista respectivamente. Posteriormente se simuló el arreglo óptimo bajo estos tres escenarios, a fin de evaluar el efecto de la existencia de propiedades geológicas diferentes a las esperadas (mejores o peores), sobre el acumulado del petróleo.

## CAPÍTULO V

### DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 5.1 Pérdidas de calor y calidad de vapor

##### *Sistema generador – tubería de inyección*

En la línea de superficie entre generador y el cabezal, se obtuvo una estimación de pérdidas de calor de 129.399,54 Btu/hr mientras que en la tubería de inyección la pérdida de calor ronda el valor de 1.367.006,87 Btu/hr. La diferencia entre ambos valores se debe principalmente a la longitud de la tubería de inyección, siendo esta aproximadamente 50 veces la longitud de la tubería de superficie.

Para una calidad generada de 85%, la calidad de vapor calculada en el cabezal del pozo ( $X_{cp}$ ) y en el fondo del pozo ( $X_{fp}$ ) se muestran en la tabla 5-1, para distintos valores de tasa de inyección ( $Q_{iny}$ ).

*Tabla 5- 1: Calidad de vapor en el cabezal y fondo del pozo, para diferentes tasas de inyección.*

<b>Qiny [Bbl/d]</b>	<b>Xcp</b>	<b>Xfp</b>
1000	0,8331	0,6593
1500	0,8387	0,7196
2000	0,8415	0,7522
2500	0,8432	0,7717
3000	0,8444	0,7848

Estos resultados concuerdan con las pérdidas de calor calculadas, puesto que la mayor diferencia de calidad respecto a la calidad del vapor generado, ocurre en el tramo donde las pérdidas de calor son mayores, observándose también que la calidad de vapor, tanto en el cabezal como en el fondo del pozo aumenta al incrementar la tasa de inyección de vapor.

*Sistema generador, trampa de vapor y tubería de inyección*

En la tubería de inyección se obtuvo una estimación de las pérdidas de calor de 1.367.006,87 Btu/hr.

Para una calidad de vapor en el cabezal del pozo de 100%, la calidad de vapor calculada en el fondo del pozo ( $X_{fp}$ ) se muestra en la tabla 5-2, para distintos valores de tasa de inyección ( $Q_{iny}$ ).

*Tabla 5- 2: Calidad de vapor en el fondo del pozo, para diferentes tasas de inyección, considerando 100% de vapor saturado en el cabezal del pozo.*

$Q_{iny}$ [Bbl/d]	$X_{cp}$	$X_{fp}$
1000	1	0,8213
1500	1	0,8809
2000	1	0,9106
2500	1	0,9285
3000	1	0,9404

Se observa que la calidad de vapor en el fondo del pozo aumenta al incrementarse la tasa de inyección de vapor. Los valores obtenidos de calidad de vapor en el fondo del pozo superan al valor deseado de 80%.

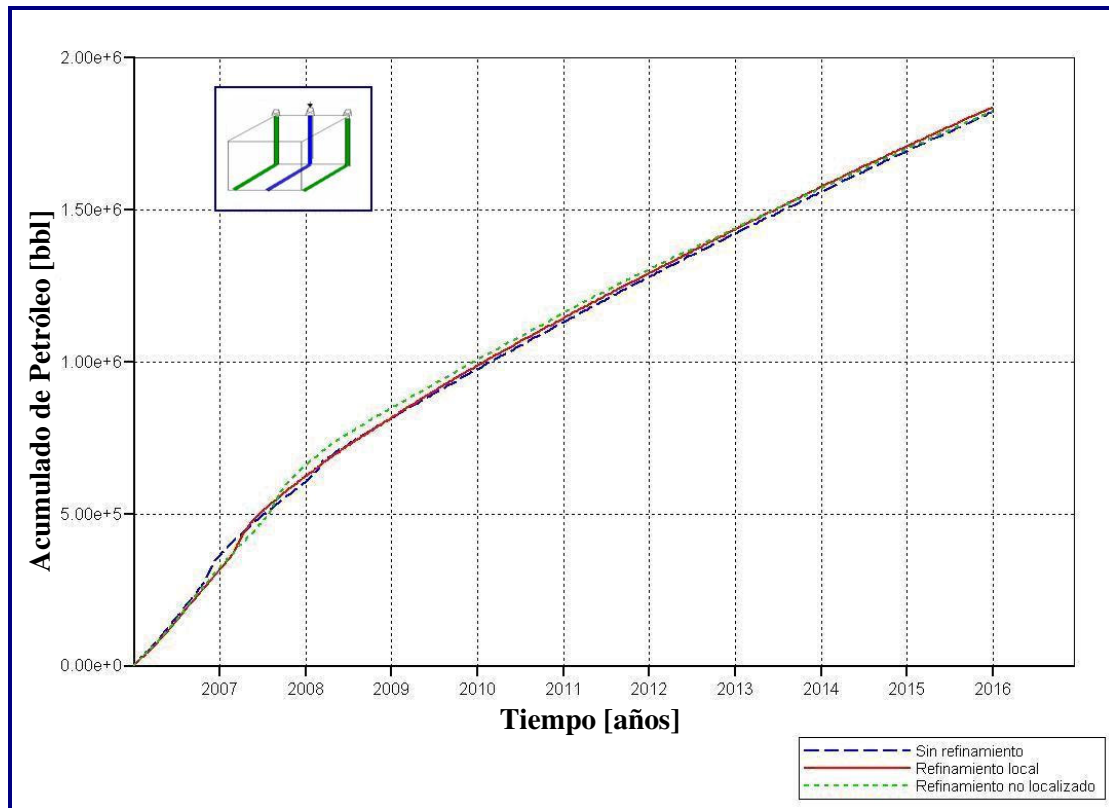
Estos resultados justifican, desde el punto de vista de la calidad de vapor en el fondo del pozo, la implementación de este sistema para el mejoramiento del desempeño del proceso de ICV.

## 5.2 Simulación de un proceso de inyección continua de vapor

### 5.2.1 Diseño del mallado

*Dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV (Pozos horizontales)*

La figura 5-1 presenta el acumulado de petróleo a 10 años de producción, obtenido con refinamiento no localizado, refinamiento localizado y sin refinamiento, observándose que no existe diferencia apreciable, manteniéndose la misma tendencia en el acumulado de petróleo en el tiempo.



**Figura 5- 1:** Efecto del acumulado de petróleo en pozos horizontales utilizando diferentes técnicas de refinamiento.

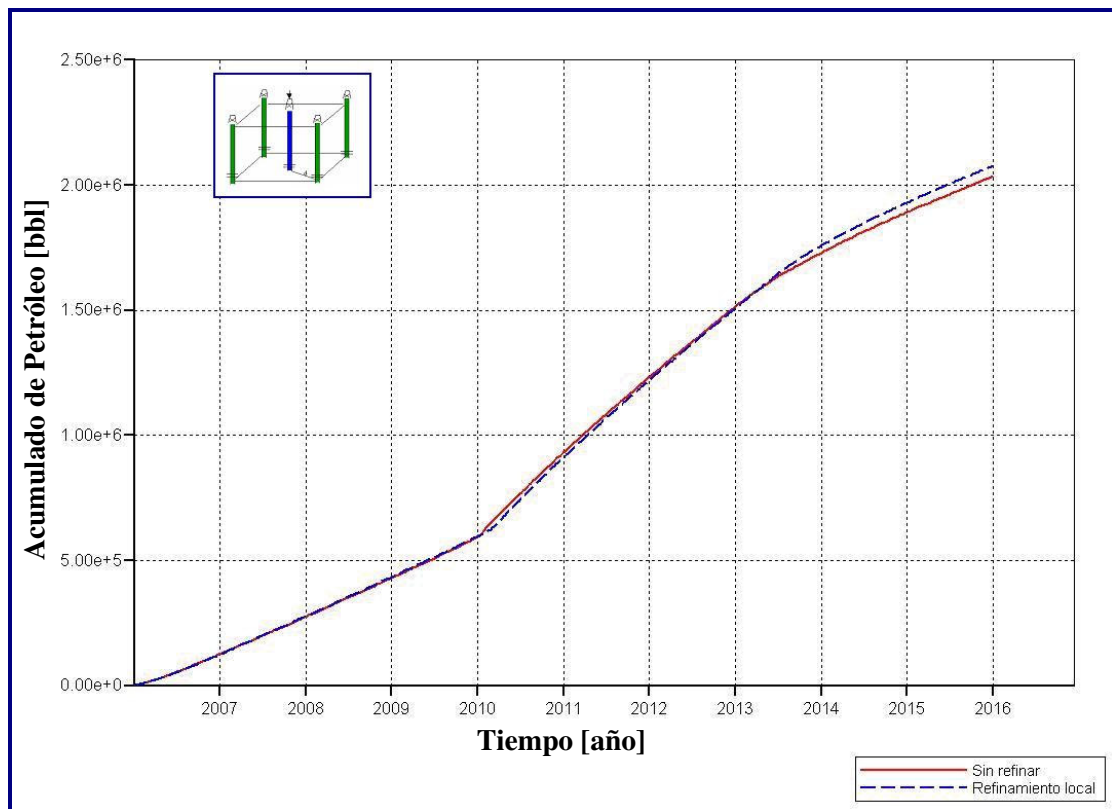
En el modelo sin refinar se obtuvo como resultado una producción acumulada de 1.824.190 Bbl luego de 01hr 18min 08seg de corrida. En el modelo de refinado no localizado se obtuvo una producción acumulada de 1.826.570 Bbl luego de 02hr

38min 50seg de corrida y en el modelo al cual se le aplicó refinamiento localizado, se obtuvo un acumulado de producción de 1.839.370 Bbl luego de 02hr 06min 31seg de corrida.

La diferencia entre la producción acumulada obtenida mediante todos los métodos de refinamiento y el modelo sin refinar, hace inferir que para el caso de pozos horizontales no es necesaria ninguna técnica de refinamiento, lo que permite ahorrar tiempo de simulación

*Cuatro pozos productores verticales sometidos a ICV desde un pozo inyector vertical (Pozos verticales)*

La figura 5-2 muestra el acumulado de petróleo a 10 años de producción, obtenido con refinamiento localizado y sin refinamiento, observándose, al igual que en pozos horizontales, que no existe diferencia apreciable, manteniéndose la misma tendencia en el acumulado de petróleo en el tiempo.



**Figura 5- 2:** Efecto del acumulado de petróleo en pozos verticales utilizando diferentes técnicas de refinamiento.



En el modelo sin refinar se obtuvo como resultado una producción acumulada de 2.036.120 Bbl luego de 00hr 58min 14seg de corrida, mientras que en el modelo con refinamiento localizado se obtuvo una producción acumulada de 2.076.750 Bbl luego de 06hr 35min 18seg de corrida.

La diferencia entre la producción acumulada obtenida mediante el método de refinamiento y el modelo sin refinar, hace inferir que para el caso de pozos verticales, al igual que en pozos horizontales, no es necesaria ninguna técnica de refinamiento, lo que permite ahorrar hasta 6 veces el tiempo de simulación

Tanto para pozos verticales como pozos horizontales el dimensionamiento de los bloques que conforman el modelo es lo suficientemente pequeño como para ser sensibles a los cambios de temperaturas y representar adecuadamente los acumulados de petróleo en un proceso ICV, para este proyecto.

### 5.3 Simulación de arreglos y optimización de parámetros

#### 5.3.1 Producción sin estimulación térmica

En la tabla 5-3, se muestra el acumulado de petróleo y el factor de recobro sin estimulación térmica para los arreglos considerados en este proyecto.

*Tabla 5- 3: Resultados obtenidos para los arreglos, sin estimulación térmica*

Caso	Np [MMBbl]	Fr [%]
4prodV	0,4197	3,9
2prodH	0,5303	5
6prodV	0,4933	4,6
4prodH	0,6072	5,7

Se puede observar en la tabla 5-3 que, el factor de recuperación de petróleo es bajo en todos los arreglos estudiados, evidenciado en acumulados de petróleo que no

sobrepasan los 600.000 Bbl en 10 años de producción, este resultado en conjunto con estudios antes realizados, justifica la aplicación del proceso ICV como método de recuperación, para la aceleración del recobro.

### 5.3.2 Producción con estimulación térmica

#### 5.3.2.1 Cuatro pozos verticales productores y un pozo vertical inyector sometido a ICV.

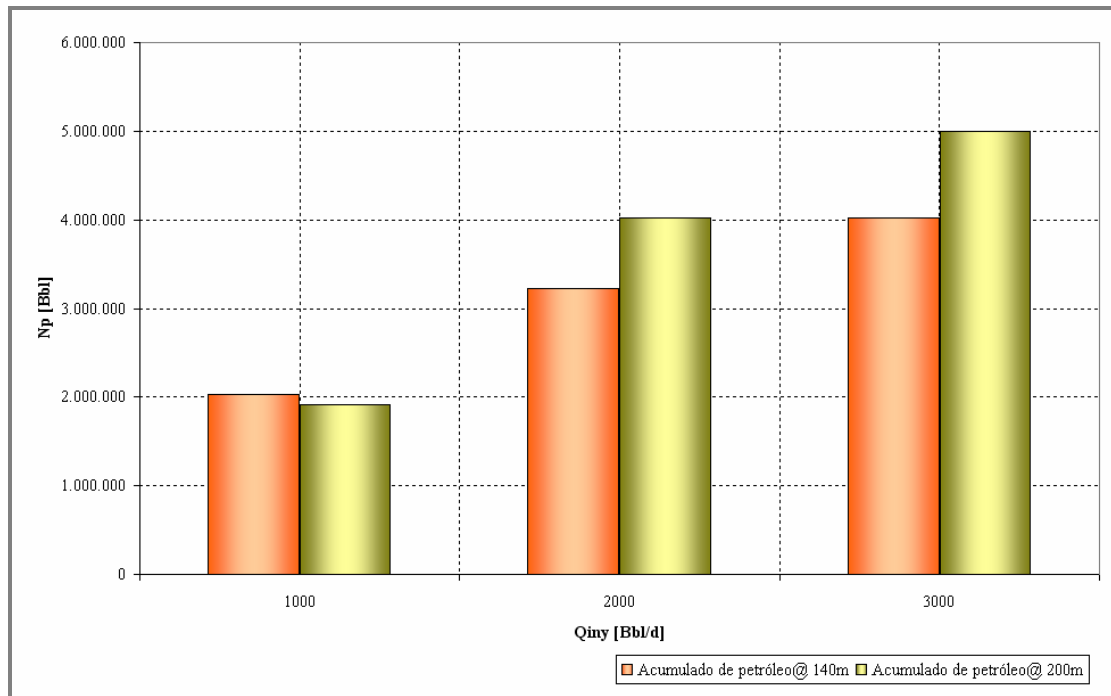
##### *Distancia entre pozo inyector y pozos productores (P-I)*

La tabla 5-4, muestra el acumulado de agua ( $W_p$ ) y el tiempo de irrupción ( $t_i$ ), para una presión de fondo en los productores de 700 lpc, variando la tasa de inyección y la distancia entre pozo inyector y productor.

*Tabla 5- 4: Resultados obtenidos para diferentes espaciamientos P-I (4prodV\_1icvV)*

Caso_Qiny	P-I [m]	Wp [MMBbl]	t <sub>i</sub> [días]
Caso01_1000 Bbl/d	140	3,177	166
Caso02_2000 Bbl/d	140	6,649	100
Caso03_3000 Bbl/d	140	10,257	60
Caso04_1000 Bbl/d	200	2,509	360
Caso05_2000 Bbl/d	200	6,698	200
Caso06_3000 Bbl/d	200	10,177	150

El tiempo de irrupción aumenta con la distancia entre pozo inyector y productor, para todas las tasas de inyección estudiadas, produciéndose, como consecuencia, una disminución en la producción acumulada de agua, como se observa en la tabla 5-4.



*Figura 5- 3: Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección. (4prodV\_1icvV)*

Como se muestra en la figura 5-3, para una tasa de inyección de 1000 Bbl/d, la diferencia entre el petróleo acumulado, para ambos distanciamiento estudiados, no es significativa, indicando que los pozos inyectoros pueden ser ubicados a una distancia entre 140 y 200 m de los pozos productores. Para tasas mayores a 2000 Bbl/d el acumulado de petróleo es significativamente mayor para un distanciamiento de 200 m, pudiéndose deber a la existencia de mayor área de drenaje entre inyectoros y productores, lográndose que una mayor cantidad de petróleo disminuya su viscosidad facilitando su desplazamiento hacia los pozos productores.

Tasa óptima de inyección ( $Q_{iny}$ )

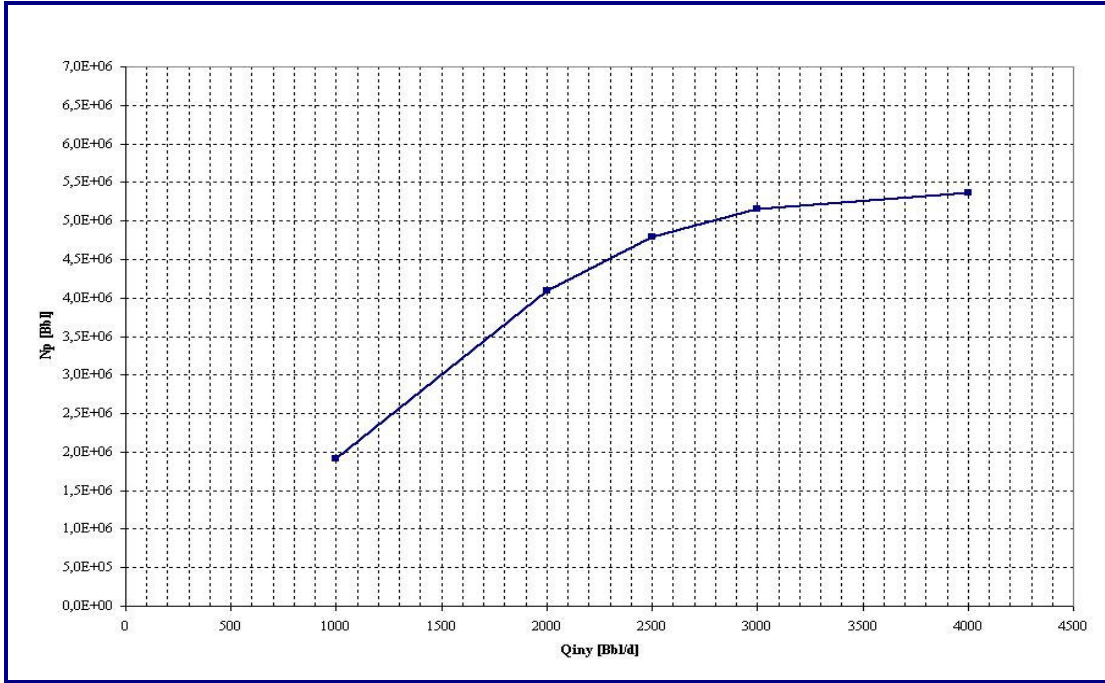


Figura 5- 4: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. ( $4prodV\_1icvV$ )

La figura 5-4 muestra el acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección, fijando una distancia de pozos inyector y productor de 200 m. El acumulado de petróleo tiende a aumentar al incrementarse la tasa de inyección, sin embargo este aumento se hace menor con respecto a la tasa anterior a medida que aumenta la tasa de inyección, como se evidencia en la tabla 5-5.

Tabla 5- 5:  $\Delta N_p$  para diversas tasas de inyección. ( $4prodV\_1icvV$ )

Q <sub>iny</sub> [Bbl/d]	ΔN <sub>p</sub> [Bbl]
1000	0
2000	2.183.960
2500	699.270
3000	362.170
4000	211.180

Entre 3000 – 4000 Bbl/d de inyección el  $\Delta N_p$  es pequeño con respecto al  $\Delta N_p$  que existe entre 2000 y 3000 Bbl/d, por lo que es válido plantear un escenario donde no es justificable una inversión de 1000 Bbl adicionales a los 3000 Bbl/d de inyección para la obtención de una ganancia de solo 200.000 Bbl de petróleo acumulado. Por otro lado, el 70% de la diferencia del acumulado de petróleo entre 2000 y 3000 Bbl/d, se logra recuperar inyectando 2500 Bbl/d, por lo que se selecciona está como la óptima.

En la figura 5-5, se visualiza que independientemente de la tasa de inyección la relación vapor/petróleo tiende a converger a un valor cercano a 2 Bbl/Bbl, sin embargo muestra que en los primeros años del proceso ICV, a mayor tasa de inyección se requiere una mayor inversión de vapor. Este resultado reafirma el descarte de tasas de inyección iguales o mayores a 3000 Bbl/d.

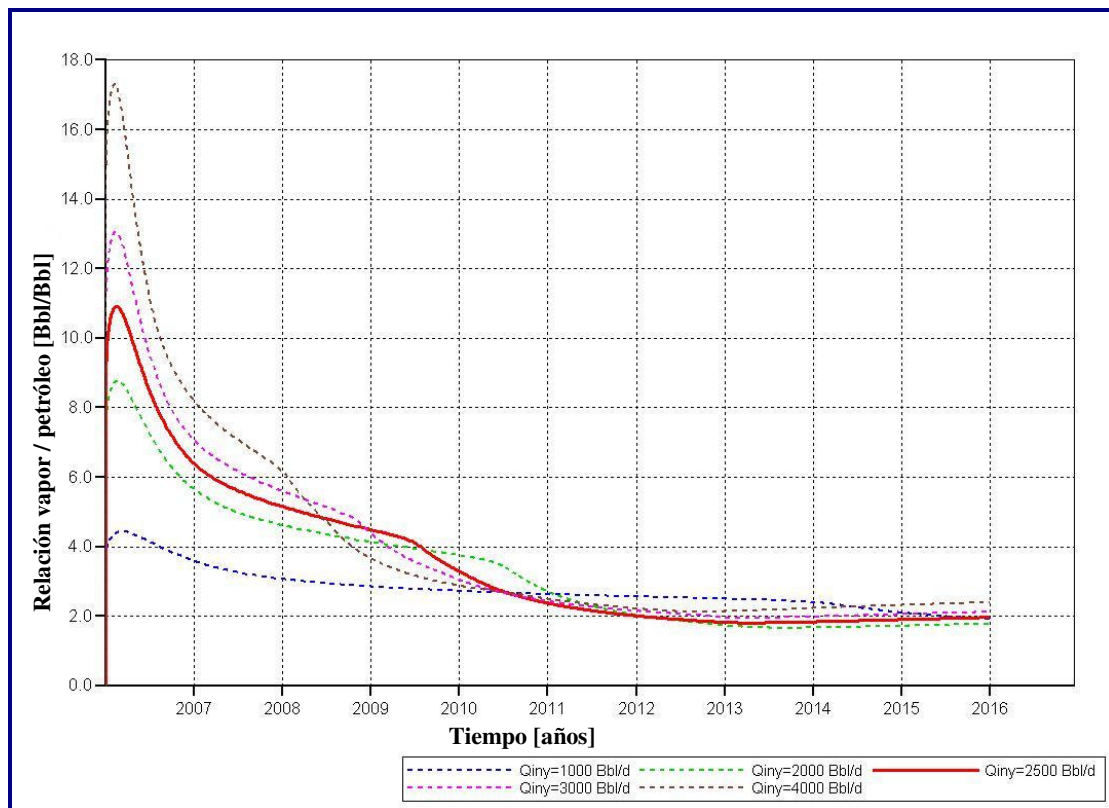


Figura 5- 5: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodV\_1icvV)

### 5.3.2.2 Dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV.

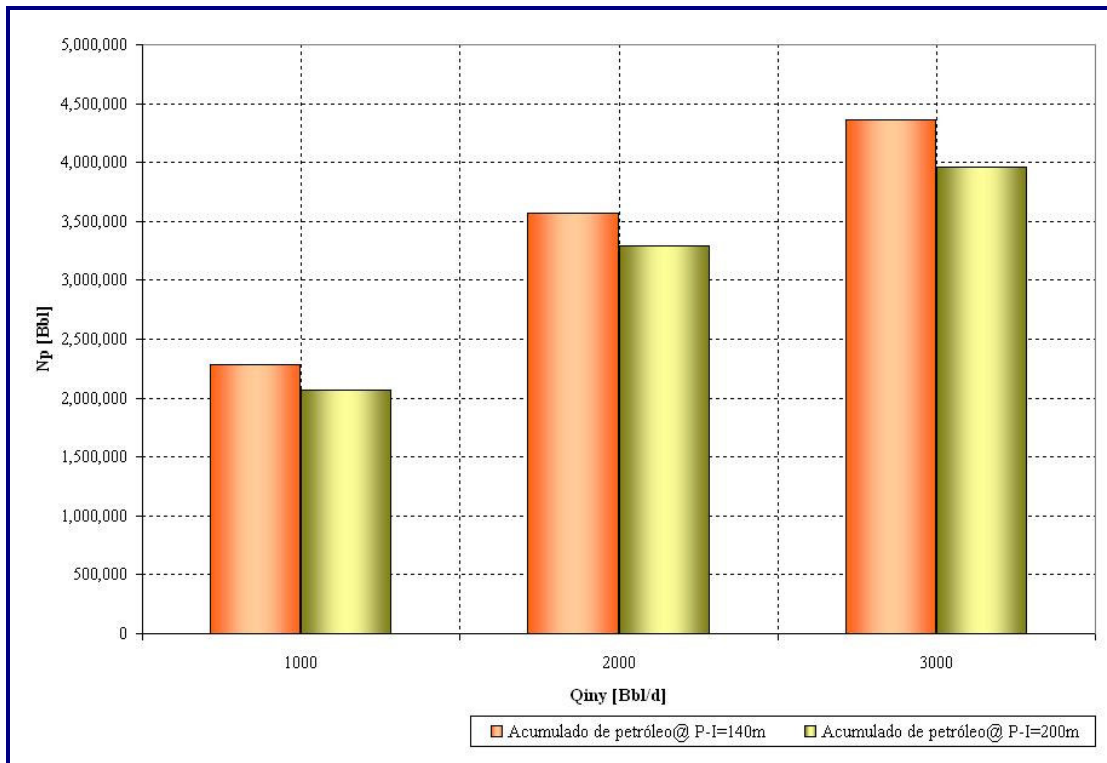
#### *Distancia entre pozo inyector y pozos productores*

El tiempo de irrupción aumenta con la distancia entre pozo inyector y productor para todas las tasas inyectadas, sin embargo se puede observar que la producción de agua es prácticamente similar para los dos espaciamientos, independientemente de la sección horizontal de los pozos productores. Como ejemplo, en la tabla 5-6 se muestran el agua producida y el tiempo de irrupción, fijando una sección horizontal de los productores en 1000 pies.

**Tabla 5- 6: Resultados obtenidos para diferentes espaciamientos P-I, fijando la sección horizontal en 1000 pies ( $2prodH_{1icvH}$ )**

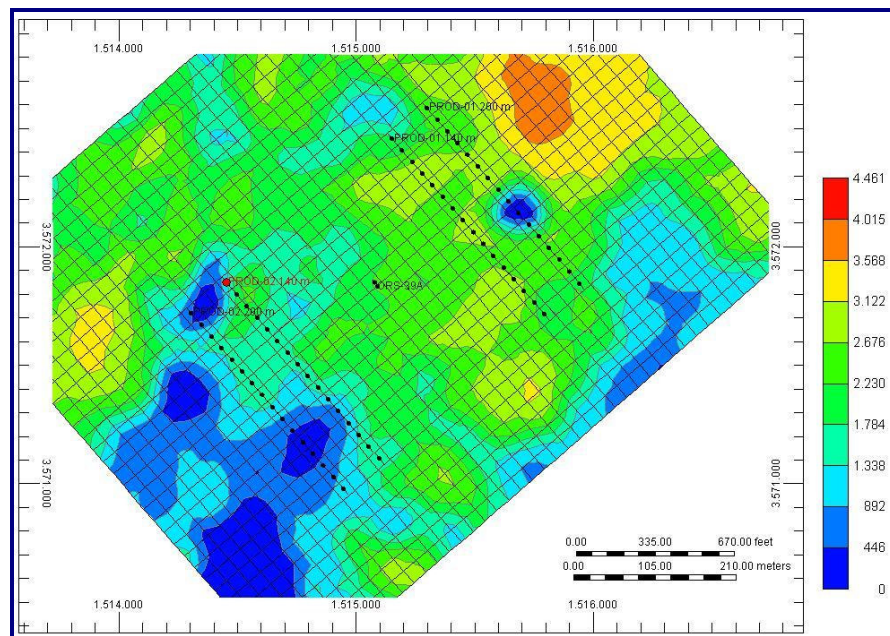
Caso_Qiny	P-I [m]	Wp [MMBbl]	t <sub>i</sub> [días]
Caso01_1000 Bbl/d	140	3,238	125
Caso02_2000 Bbl/d	140	6,679	76
Caso03_3000 Bbl/d	140	10,298	44
Caso04_1000 Bbl/d	200	3,146	256
Caso05_2000 Bbl/d	200	6,719	186
Caso06_3000 Bbl/d	200	10,251	144

La figura 5-6 muestra los acumulados de petróleo para distintas tasas de inyección, fijando 1000 pies de sección horizontal, y variando el espaciamiento entre pozo inyector y productor.



**Figura 5- 6:** Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección, fijando una sección horizontal de 320m para los pozos productores (2prodH\_1icvH).

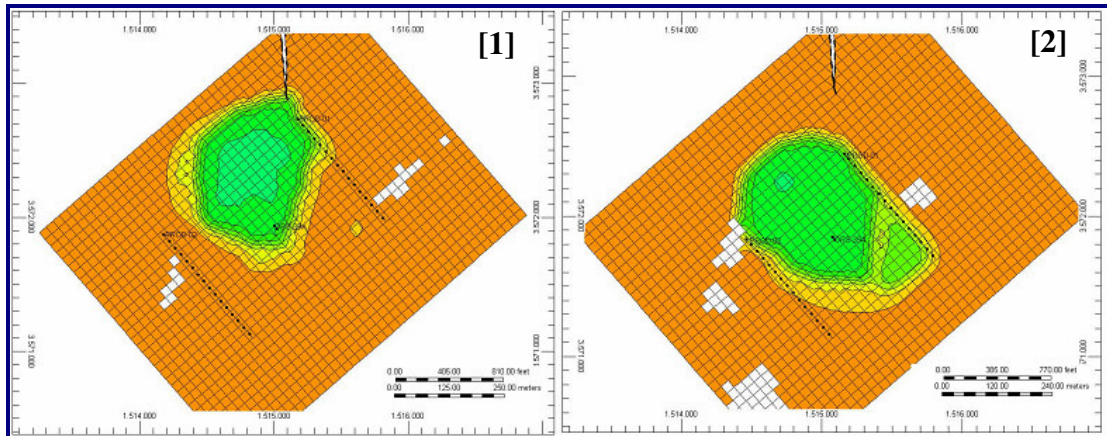
La figura 5-6 muestra que la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores, para este arreglo, debe ser de 140 m, a fin de obtener un mayor acumulado de petróleo independientemente de la tasa de inyección, en comparación a su contra parte de 200 m. Esta tendencia también se observa en pozos productores con sección horizontal de 650 y 1500 pies, como se muestra en el Anexo A. Este resultado se debe, a que para una distancia entre pozo inyector y productor de 140 m, los pozos se encuentran ubicados dentro de una zona con buenas propiedades de permeabilidad (canal de arena), si embargo, al colocar los pozos productores a una distancia de 200 m, el pozo PROD-02, se ubica parcialmente fuera de dicho canal, como se observa en la figura 5-7.



*Figura 5- 7: Distribución de permeabilidad (2prodH\_1icvH).*

El frente de vapor emigra preferencialmente por las zonas con mayor permeabilidad e irrumpe en el pozo productor, dirigiéndose al tramo de mayor diferencial de presión a lo largo de la sección horizontal del mismo, resultando un barrido no uniforme, como se observa en la imagen [1] de la figura 5-8, correspondiente a una distancia de 200 m de los pozos inyectores y productores. Este efecto se atenúa si ambos pozos se encuentran dentro del canal de arena, como se observa en la imagen [2] de la figura 5-8, correspondiente a una distancia de 140 m de los pozos inyectores y productores.

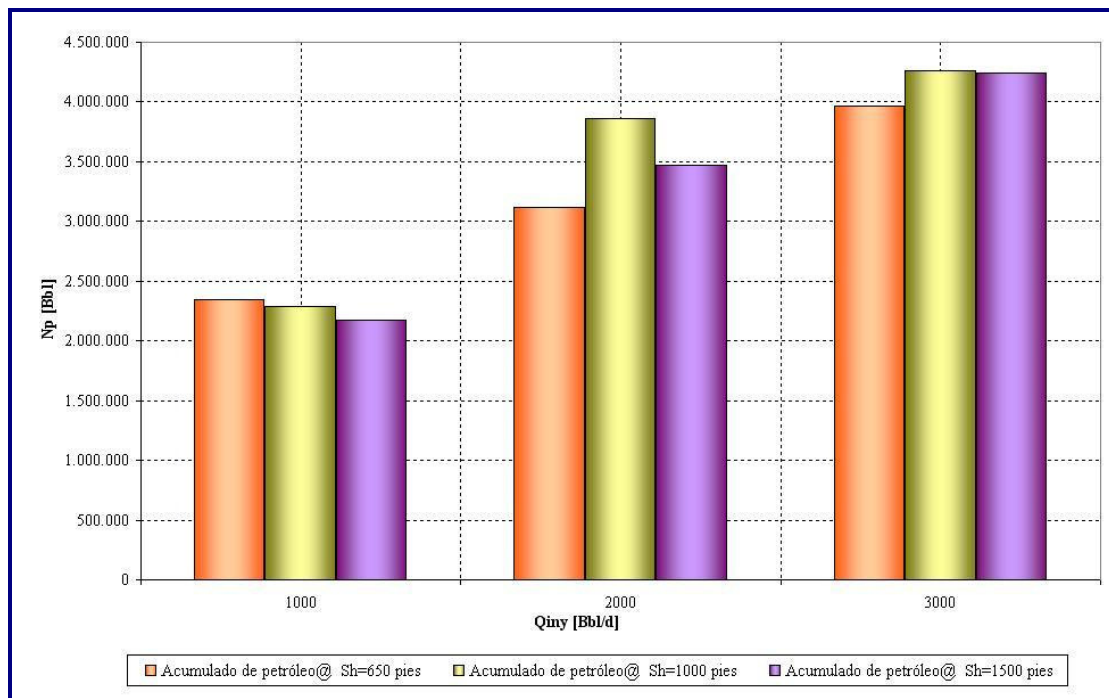




**Figura 5- 8:** [1] Distribución de saturación de petróleo para un espaciamiento de 140 m, [2] Distribución de saturación de petróleo para un espaciamiento de 200 m. Fijando para los dos espaciamientos la sección horizontal en 1000 pies, para una tasa de inyección de 2000 Bbl/d ( $2prodH_{1icvH}$ ).

#### *Sección horizontal (Sh)*

En la figura 5-9, se observa el comportamiento del acumulado de producción para 650, 1000 y 1500 pies de sección horizontal y un espaciamiento de 140 m. El mayor recobro de producción, con la excepción de una tasa de inyección de 1000 Bbl/d donde la producción es prácticamente igual para todas las secciones horizontales estudiadas, se logró para una sección horizontal de 1000 pies. Estos resultados revelan que, para una longitud horizontal de los pozos productores mayores a 1000 pies, el pozo inyector no es capaz de calentar toda el área, y para pozos de menor longitud al del pozo inyector, no es suficiente para manejar la totalidad del volumen desplazado, demostrándose que, bajo las condiciones de estudio, la producción de crudo en un proceso ICV es eficiente si los pozos inyectores y productores tienen la misma longitud horizontal.



**Figura 5- 9:** Gráfico de sensibilidad de sección horizontal para diversas tasas de inyección, para un espaciamiento de 140m ( $2prodH_{1icvH}$ ).

#### *Tasa óptima de inyección*

En la figura 5-10 se muestra el acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección, fijando una distancia entre pozo inyector y productor de 140 m y una sección horizontal de 1000 pies.

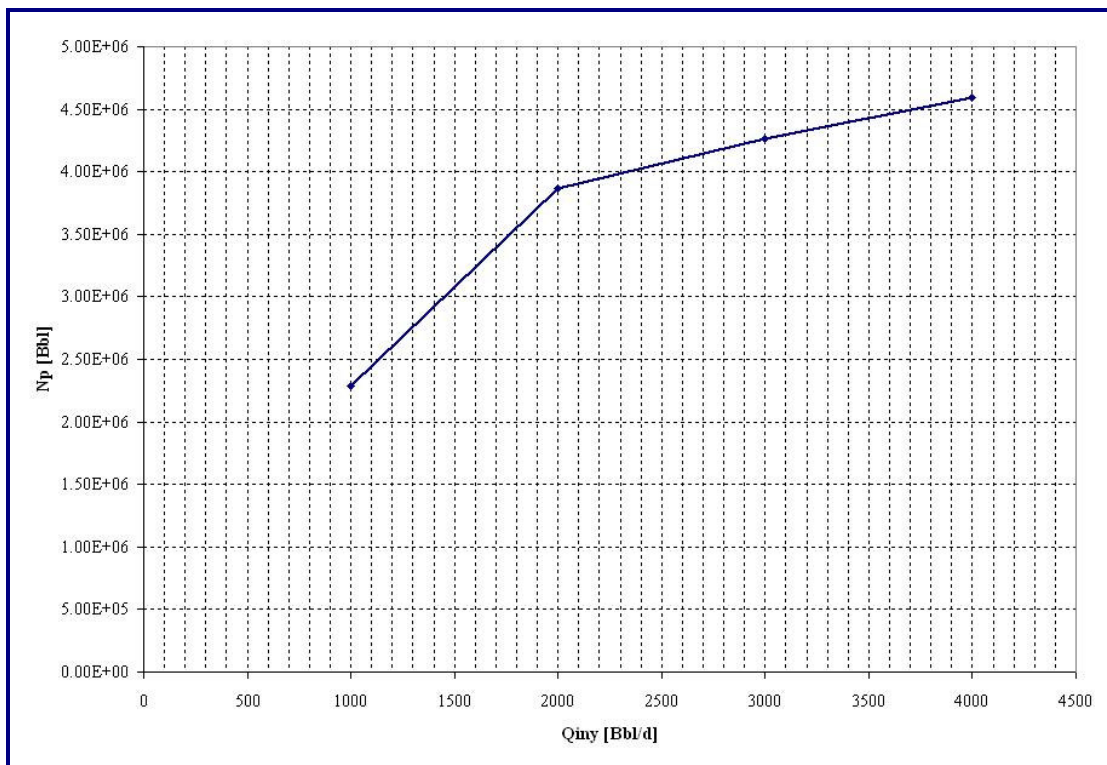


Figura 5- 10: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (2prodH\_1icvH)

El acumulado de petróleo tiende a aumentar al incrementarse la tasa de inyección, sin embargo este aumento se hace menor con respecto a la tasa anterior a medida que aumenta la tasa de inyección, como se evidencia en la tabla 5-7.

Tabla 5- 7:  $\Delta N_p$  para diversas tasas de inyección. (2prodH\_1icvH)

Qiny [Bbl/d]	$\Delta N_p$ [Bbl]
1000	0
2000	1.581.450
3000	394.730
4000	336.180

Entre 2000 – 3000 Bbl/d de inyección el  $\Delta N_p$  es pequeño con respecto al  $\Delta N_p$  que se obtiene entre 1000 y 2000 Bbl/d, por lo que es valido plantear un escenario donde no es justificable una inversión de 1000 Bbl/d adicionales a los 2000 Bbl/d de inyección para producir solo 300.000 Bbl de petróleo en 10 años. Por lo que se infiere que para este arreglo la tasa óptima de inyección es 2000 Bbl/d.

En la figura 5-11, se visualiza que la relación vapor/petróleo aumenta con la tasa de inyección, mostrando que para este arreglo las curvas se mantienen sin variaciones bruscas.

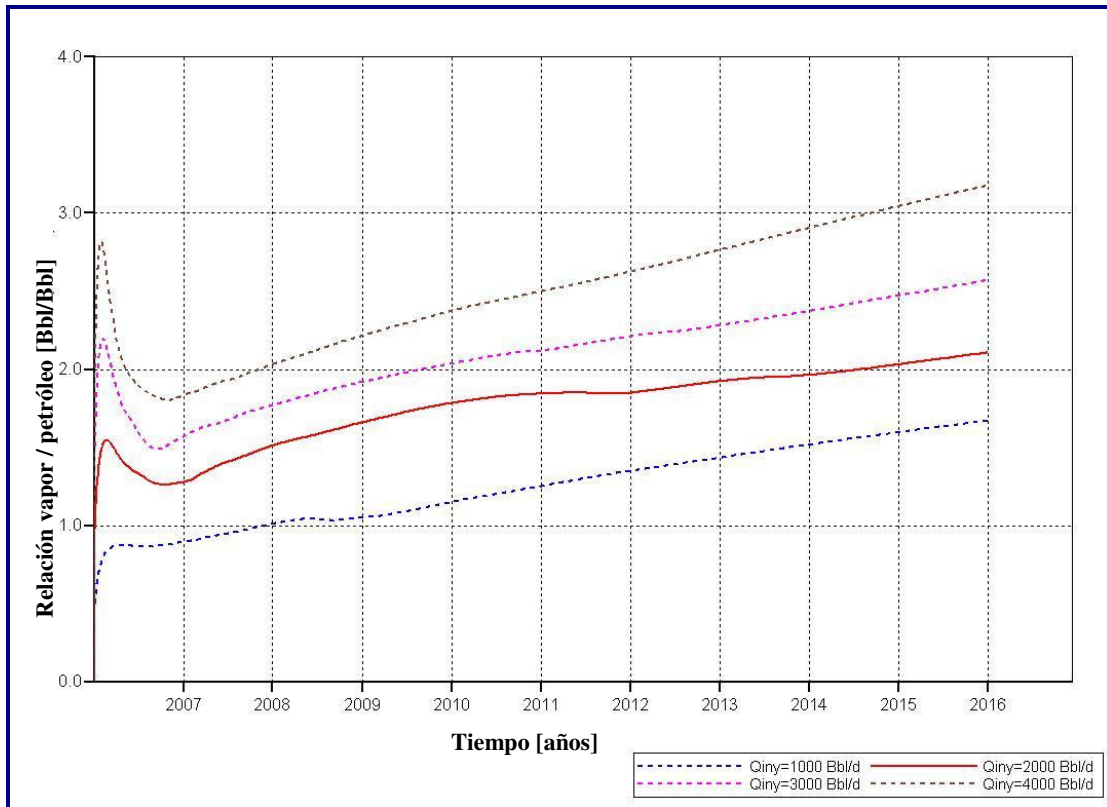
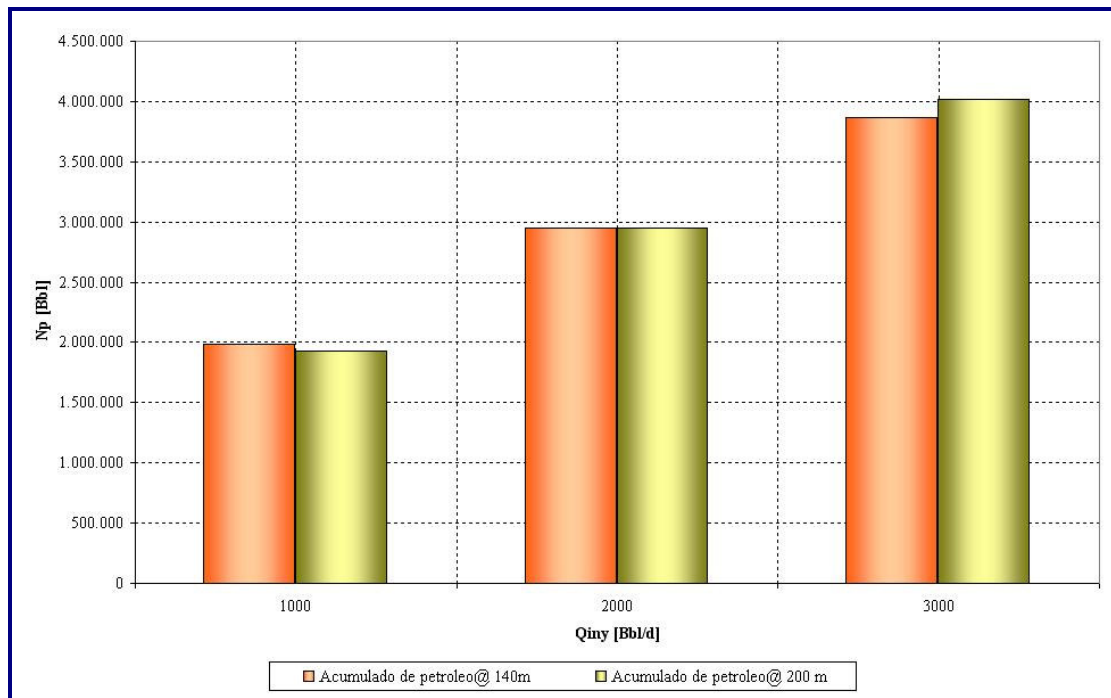


Figura 5- 11: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (2prodH\_1icvH)

### 5.3.2.3 Seis pozos verticales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV.

#### *Distancia entre pozo inyector y pozos productores*

En la figura 5-12 se muestra el comportamiento del acumulado de petróleo para diferentes tasas de inyección, variando la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores, observándose que el acumulado es prácticamente independiente del espaciamiento para este caso, a 10 años de predicción.



**Figura 5- 12:** Gráfico de sensibilidad de espaciamiento para diversas tasas de inyección. (6prodV\_licvH)

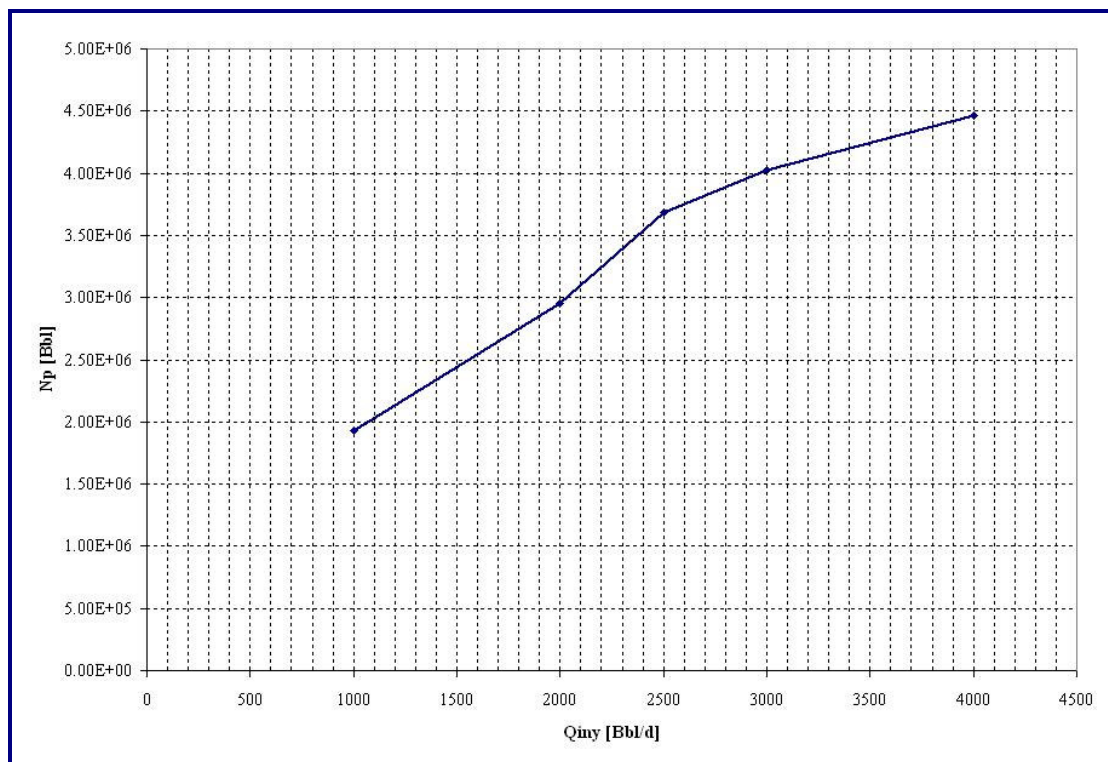
A pesar de que el acumulado de petróleo es indiferente al espaciamiento, se seleccionó 200 m como espaciamiento óptimo, debido a que para éste, el tiempo de irrupción es mayor, en consecuencia existe menor producción de agua, como se observa en la tabla 5-8.

*Tabla 5- 8: Resultados obtenidos para diferentes espaciamentos P-I (6prodV\_1icvH)*

Caso_Qiny	P-I [m]	Wp [MMBbl]	t <sub>i</sub> [días]
Caso01_1000 Bbl/d	140	3,385	151
Caso02_2000 Bbl/d	140	7,013	60
Caso03_3000 Bbl/d	140	10,535	45
Caso04_1000 Bbl/d	200	3,178	331
Caso05_2000 Bbl/d	200	6,654	190
Caso06_3000 Bbl/d	200	10,217	139

*Tasa óptima de inyección*

En la figura 5-13 se muestra el acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección, fijando un distanciamiento entre pozo inyector y productor de 200 m.



*Figura 5- 13: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (6prodV\_1icvH)*

Como es de esperarse, a mayor tasa de inyección el acumulado de petróleo tiende a incrementarse, aumento que se hace menor con respecto a la tasa anterior a medida que la tasa de inyección aumenta, como se evidencia en la tabla 5-9.

*Tabla 5- 9:  $\Delta N_p$  para diversas tasas de inyección. ( $2prodH\_1icvH$ )*

<b>Qiny [Bbl/d]</b>	<b><math>\Delta N_p</math>[Bbl]</b>
1000	0
2000	1.018.620
2500	729.950
3000	341.680
4000	444.840

Siguiendo el razonamiento empleado en los arreglos anteriores se plantea que: entre 4000 – 3000 Bbl/d de inyección el  $\Delta N_p$  es pequeño con respecto al  $\Delta N_p$  que existe entre 2000 y 3000 Bbl/d, por lo que es válido plantear un escenario donde no es justificable una inversión de 1000 Bbl/d adicionales a los 3000 Bbl/d de inyección para la obtención de una ganancia de solo 350.000 Bbl de petróleo. Por otro lado, alrededor del 70% de la diferencia del acumulado de petróleo entre 2000 y 3000 Bbl/d, se logra recuperar inyectando 2500 Bbl/d, por lo que se selecciona como la óptima.

En la figura 5-14, se muestra la relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección en el transcurso del tiempo del proceso. Se visualiza que al inicio del proceso es necesario invertir mayor cantidad de vapor para el desplazamiento de petróleo, aumentando esta tendencia con el incremento de la tasa de inyección.

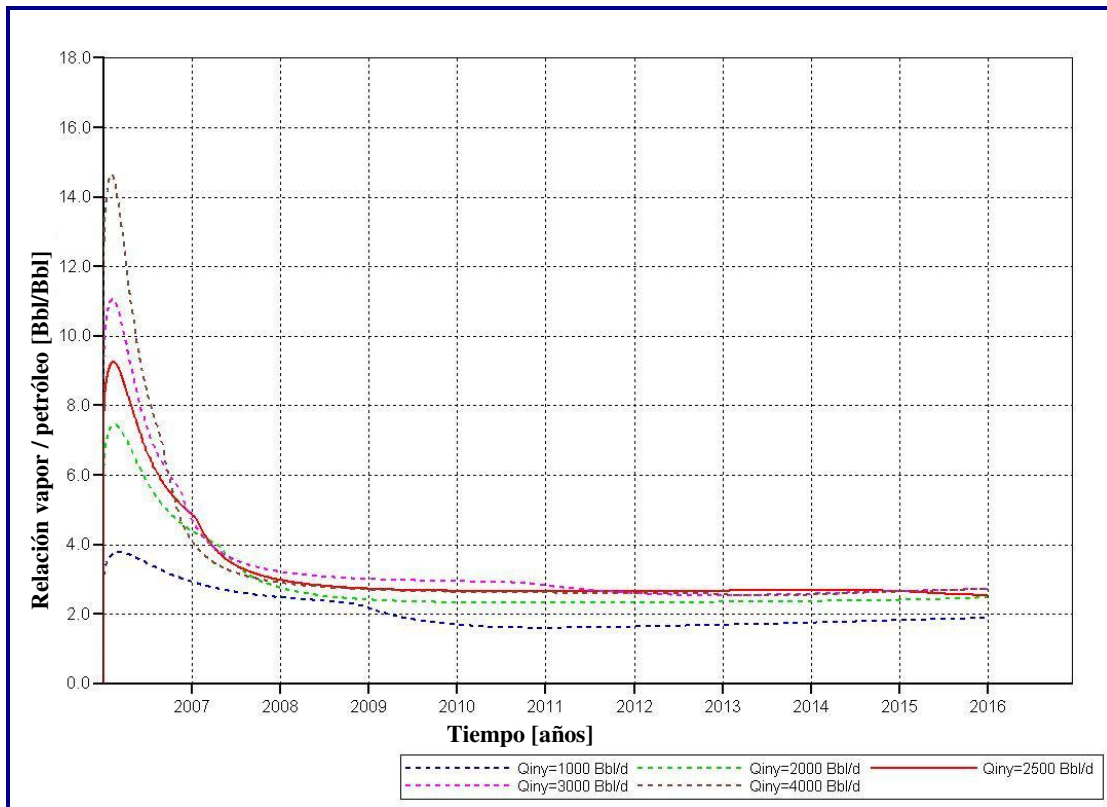


Figura 5- 14: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (6prodV\_1icvH)

#### 5.3.2.4 Cuatro pozos horizontales productores y dos pozos verticales inyectores sometidos a ICV.

##### *Distancia entre pozos inyectores y pozos productores*

En la figura 5-15 se muestra el acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección, fijando una sección horizontal de 650 pies para los pozos productores. Se observa que para todas las tasas evaluadas, existe mayor recuperación para la distancia entre los pozos inyectores y productores de 650 pies, esto se debe, a la existencia de una mayor área de drenaje entre inyectores y productores. Esta tendencia también fue observada en pozos productores con sección horizontal de 1000 pies, como se muestra en el Anexo A.



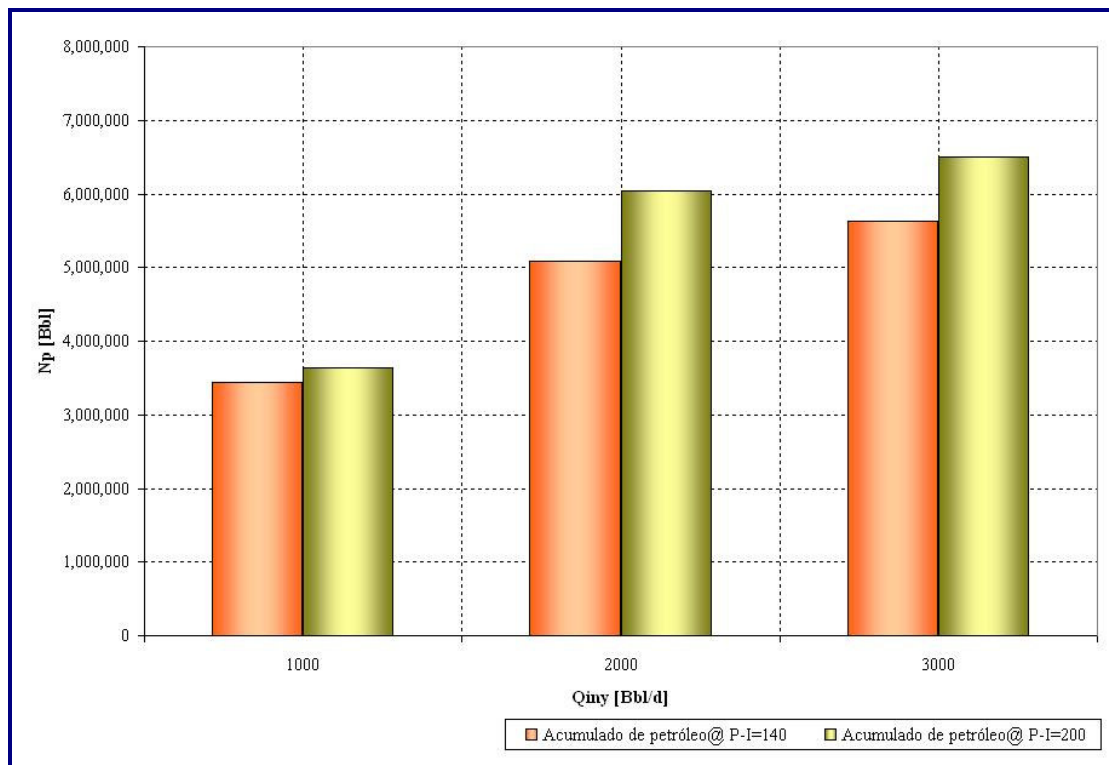
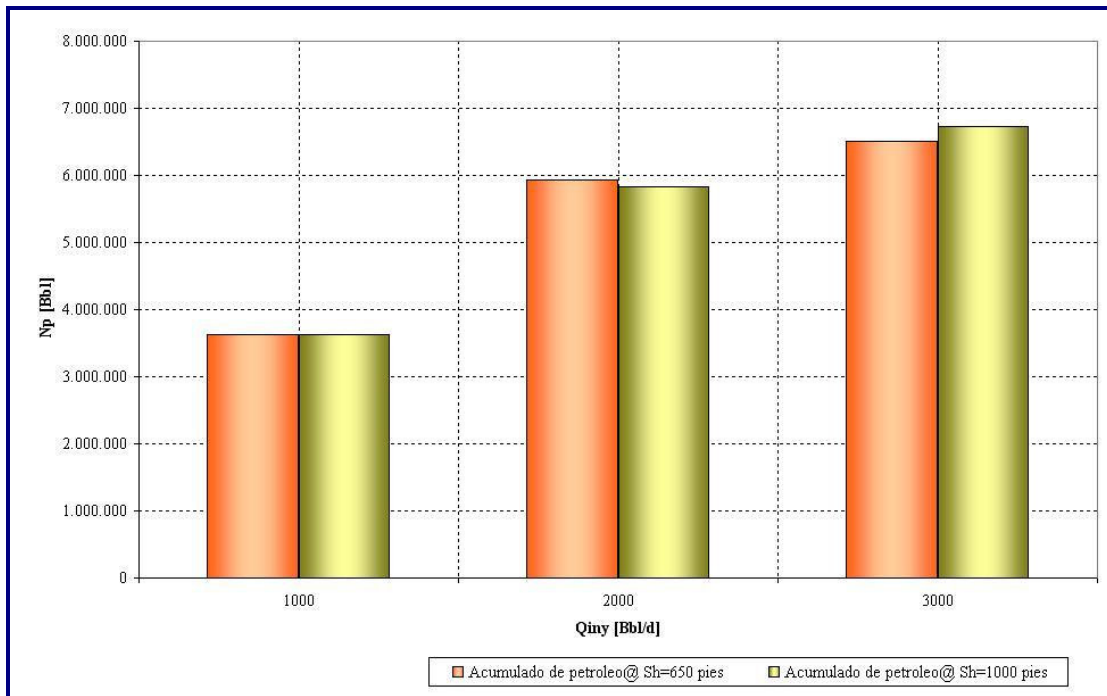


Figura 5- 15: Gráfico de sensibilidad de espaciamento para diversas tasas de inyección, fijando una sección horizontal de 650 pies para los pozos productores. (4prodH\_2icvH)

### Sección horizontal

En la figura 5-16, se observa el acumulado de producción para 650 y 1000 pies de sección horizontal y un espaciamento de 200 m.



*Figura 5- 16: Gráfico de sensibilidad de sección horizontal para diversas tasas de inyección (4prodH\_2icvV).*

Comprobando que, la sección de los pozos horizontales para este caso, es independiente al barrido que forma los pozos verticales inyectoros. Demostrando este hecho en la figura 5-17, donde se observa la distribución de temperatura para una inyección de 1000 Bbl/d de vapor, infiriendo por el comportamiento de los acumulados de petróleo que para 2000 y 3000 Bbl/d de inyección de vapor se cumple la misma premisa. Estos resultados demuestran que 650 pies de sección horizontal es suficiente para manejar todo el petróleo desplazando por el frente de vapor, por ello, no es justificable alargar la sección de los pozos productores 350 pies adicionales a los 650 pies.

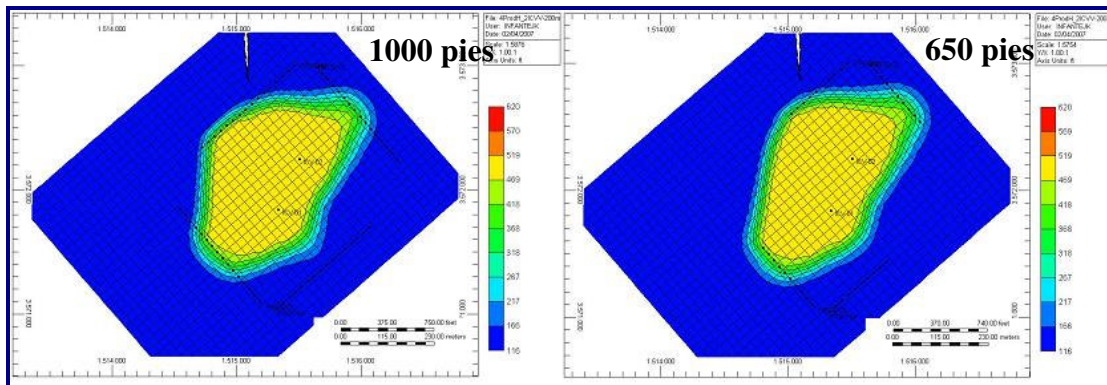


Figura 5- 17: Comportamiento del frente de vapor para 650 y 1000 pies de sección horizontal de los pozos productores, con la inyección de 1000 Bbl/d de vapor. (4prodH\_2icvV).

Tasa óptima de inyección

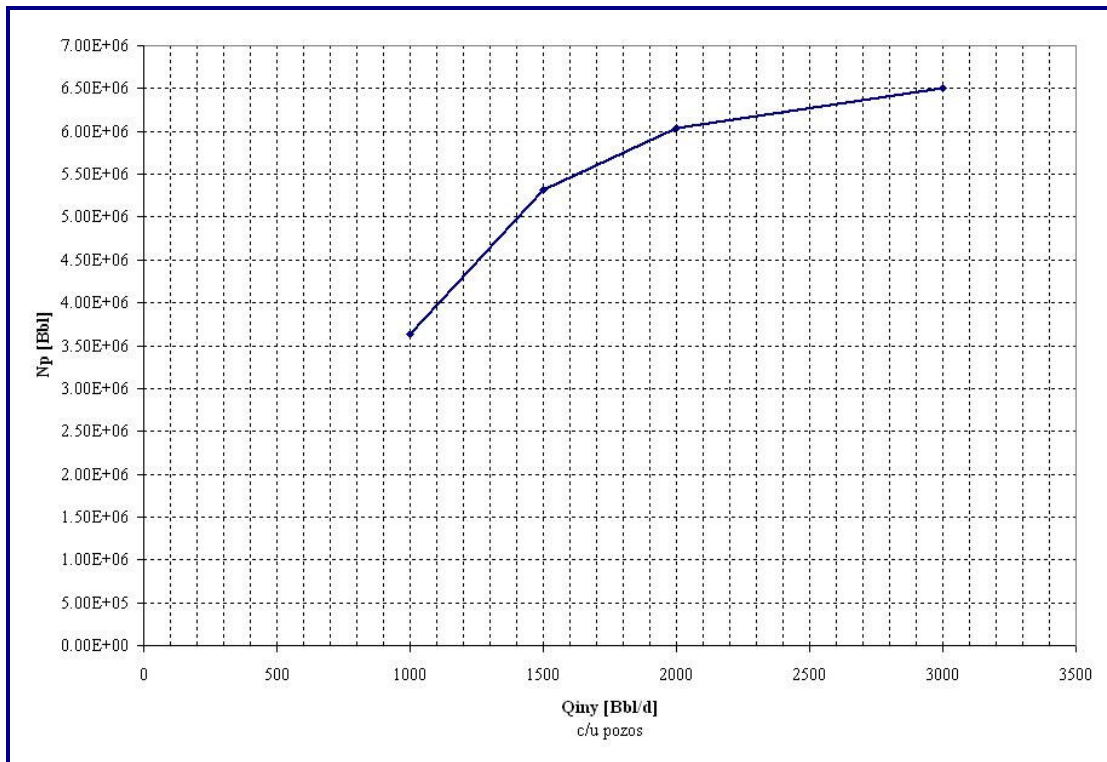


Figura 5- 18: Gráfico de acumulado de petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodH\_2icvV)

En la figura 5-18, se observa el comportamiento del acumulado de petróleo para diferentes tasas de inyección, fijando un espaciamento entre pozo inyector y productor de 200 m y una sección horizontal de los pozos productores de 650 pies. El

acumulado de petróleo aumenta a mayor tasa de inyección, evidenciando una disminución de dicho aumento respecto a la tasa anterior a medida que la tasa de inyección se incrementa, como se muestra en la tabla 5-10.

*Tabla 5- 10:  $\Delta N_p$  para diversas tasas de inyección. ( $4prodH\_2icvH$ )*

<b>Qiny [Bbl/d]</b> c/u pozos	<b><math>\Delta N_p</math>[Bbl]</b>
1000	0
1500	1.481.670
2000	826.150
3000	566.490

Siguiendo el razonamiento empleado en los arreglos anteriores, se plantea que: entre 3000 – 2000 Bbl/d de inyección por cada pozo, el  $\Delta N_p$  es pequeño con respecto al  $\Delta N_p$  que existe entre 2000 y 1500 Bbl/d, por lo que es válido plantear un escenario donde no se justificable una inversión de 500 Bbl/d adicionales por pozos, a los 1500 Bbl/d de inyección, para la obtención de solo 826.150 Bbl de petróleo, en 10 años. Por otro lado, se observó que, para tasas de 2000 y 3000 Bbl/d de inyección, los pozos no mantienen su producción a lo largo de los 10 años de predicción, esto es debido a que los pozos son invadidos por agua, presentando un corte de agua mayor a 90%, acarreando el cierre de los pozos.

Con la finalidad de controlar la irrupción temprana de agua, evitar el cierre de los pozos por altos cortes de agua y lograr un barrido uniforme y eficiente, se establece como tasa de inyección óptima 1500 Bbl/d de vapor por pozo.

En la figura 5-19, se muestra la relación vapor/petróleo en el tiempo, observándose que para este arreglo las curvas presentan un comportamiento creciente y manteniéndose sin variaciones bruscas. Se requiere una mayor inversión de vapor

para los primeros meses de inyección, siendo esta mayor a medida que se aumenta la tasa de inyección

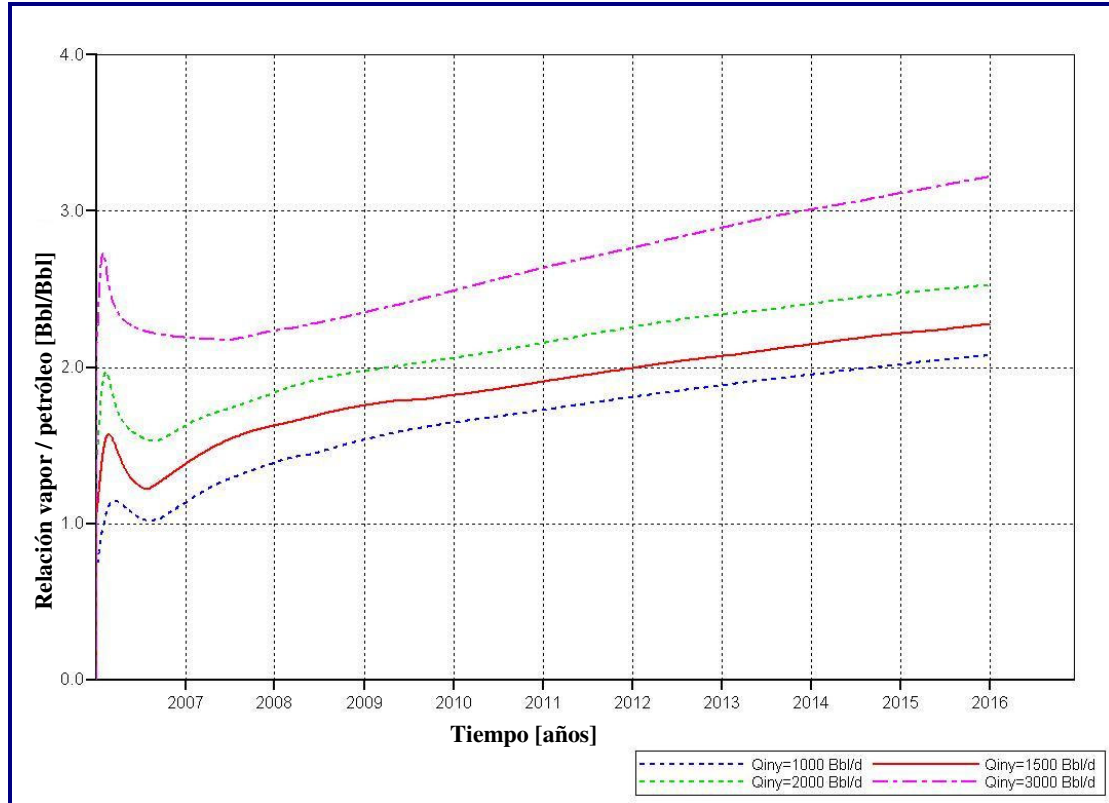
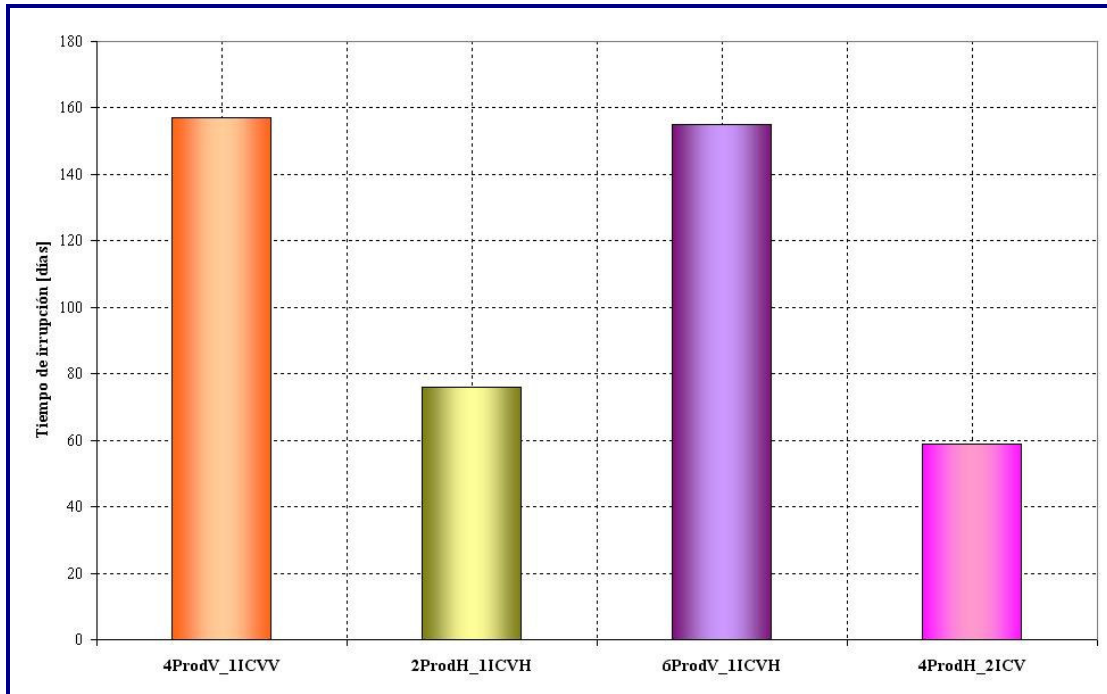


Figura 5- 19: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección. (4prodH\_2icvH)

### 5.3.3 Selección del arreglo óptimo

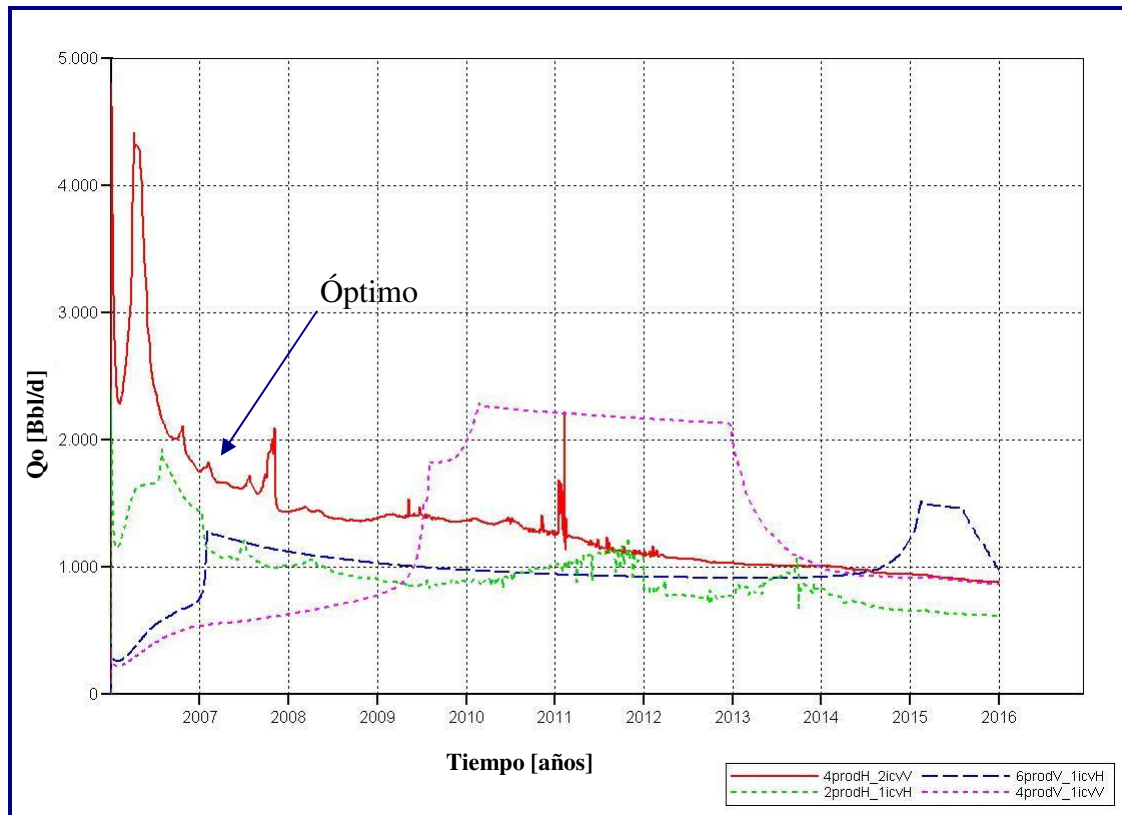
#### Tiempo de irrupción

La figura 5-20, muestra el tiempo de irrupción para cada arreglo optimizado, observándose que en arreglos constituidos por pozos productores horizontales el tiempo de irrupción es menor en comparación con los arreglos constituidos por pozos verticales productores. Este hecho se debe a que los pozos horizontales poseen mayor contacto con la arena, por lo que es de esperarse que el agua irrumpa tempranamente. En función a este parámetro, el arreglo óptimo corresponde al constituido por 6prodV\_1icvH.



*Figura 5- 20: Tiempo de irrupción para cada arreglo optimizado.*

*Tasa máxima de petróleo producido y relación vapor- petróleo*



**Figura 5- 21: Gráfico de tasa para cada uno de los arreglos ya optimizados.**

La figura 5-21 muestra la tasa de petróleo a lo largo de la predicción, para cada uno de los arreglos optimizados. Se observa que durante los tres primeros años de producción, la mayor tasa de petróleo se obtiene con el arreglo constituido por 4prodH\_2icvV. Este comportamiento, en conjunto con una baja relación vapor-petróleo (Figura 5-22) hacen este arreglo eficiente desde el punto de vista de la cantidad de vapor inyectado y el petróleo recuperado a partir de éste. A partir del tercer año, la tasa de petróleo del arreglo constituido por 4prodV\_1icvV, es superior a la del arreglo constituido por 4prodH\_2icvH, sin embargo como se observa en la figura 5-22, para esta fecha la relación vapor- petróleo para el primer arreglo ha sido significativamente superior a la del segundo arreglo, mientras que para éste último se mantiene prácticamente constante, para toda la predicción, en un valor

aproximadamente igual a 2 Bbl/Bbl, lo que reafirma que el arreglo de 4prodH\_2icvV es el óptimo en consideración de este parámetro.

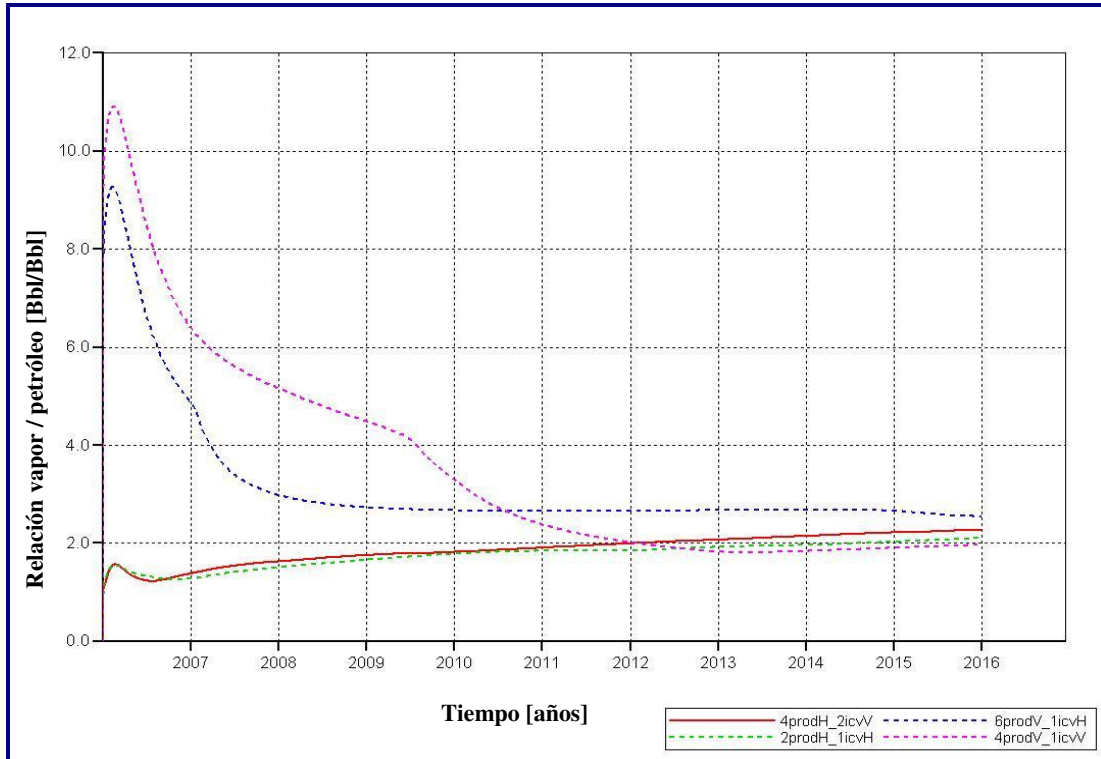


Figura 5- 22: Gráfico de relación vapor/petróleo para diversas tasas de inyección, para todos los arreglos ya optimizados.

### Calculo del factor de recobro

La figura 5-23 muestra el alcance de barrido para cada uno de los arreglos optimizados, observándose que para el arreglo de 4prodH\_2icvV el área barrida es la de mayor extensión, por lo que se seleccionó como la zona base para el cálculo de factor de recuperación, para todos los casos optimizados. Esta zona posee 10,851 MMBbl de petróleo original en sitio.



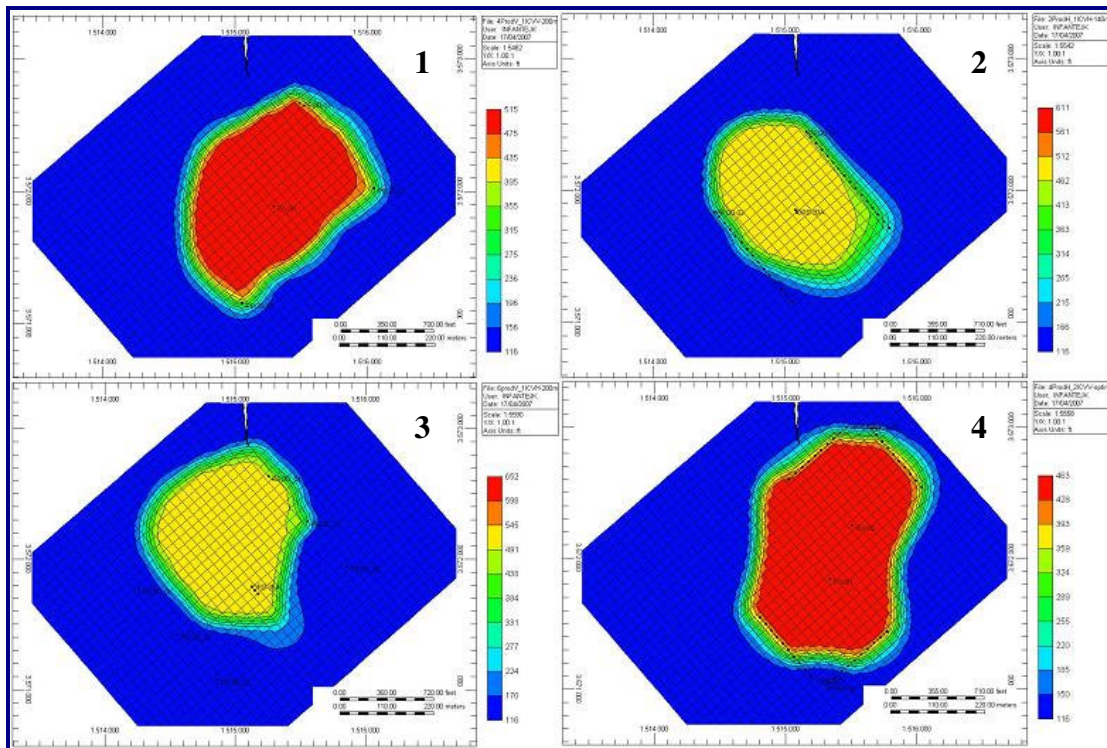


Figura 5- 23: Área de barrido para cada uno de los arreglos óptimos. [1] 4prodV\_1icvV, [2] 2prodH\_1icvH, [3] 6prodV\_1icvH, [4] 4prodH\_2icvV

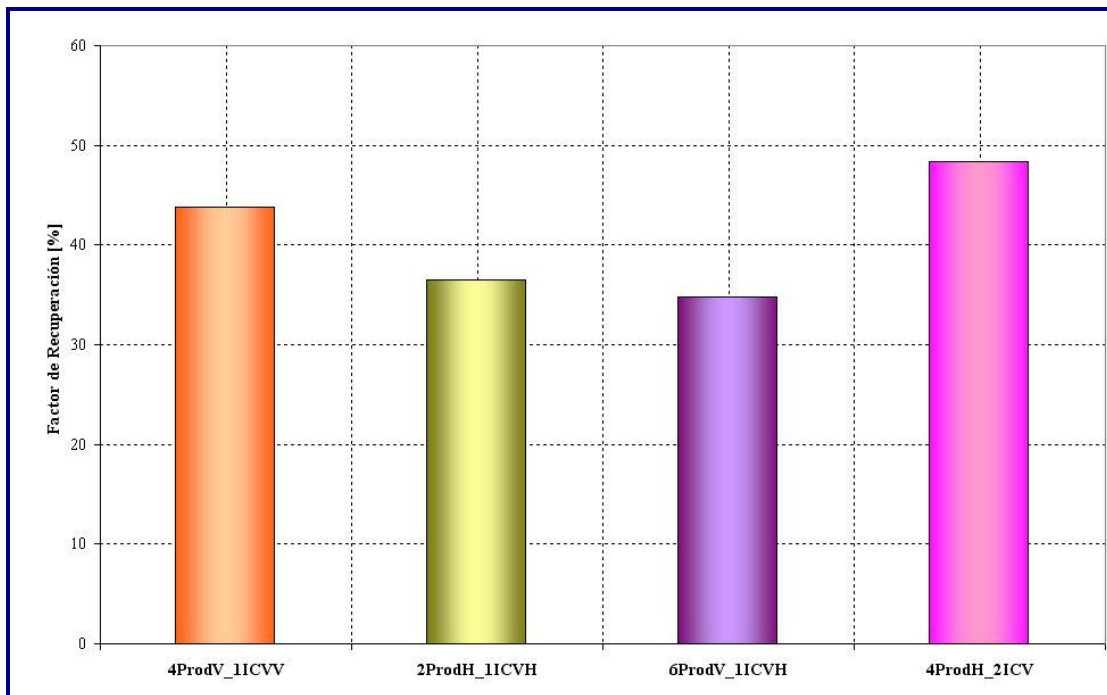
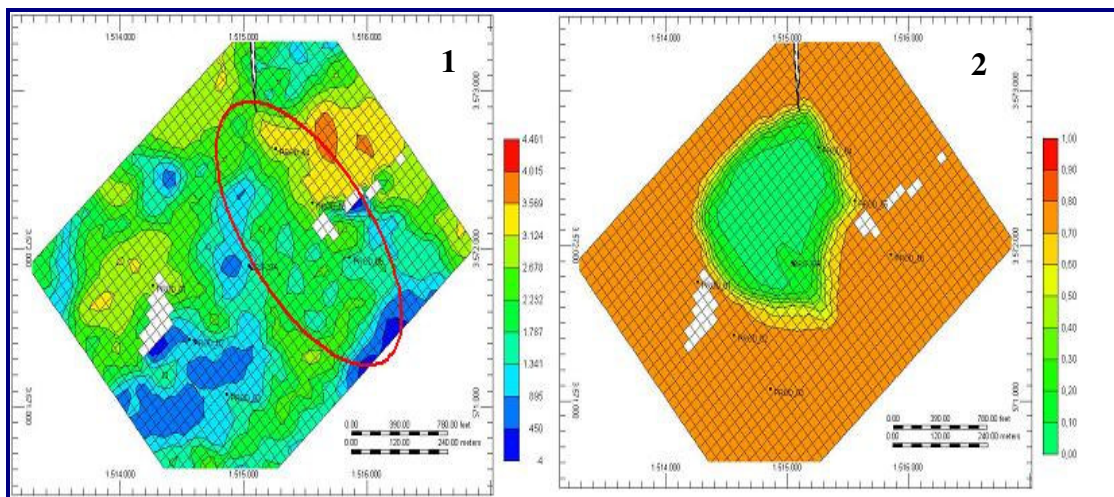


Figura 5- 24: Factor de recobro para cada uno de los arreglos optimizados.

En la figura 5-24, se muestra el factor de recuperación para cada uno de los arreglos optimizados. Obsérvese que la menor recuperación se obtiene con los arreglos de 2prodH\_1icvH y 6prodV\_1icvH, los cuales están ubicados en el mismo sector del modelo, equivaliendo un pozo horizontal productor del modelo 2prodH\_1icvH a tres pozos verticales del modelo 6prodV\_1icvH. De los resultados se infiere que no son factibles estos escenarios, debido a que están dispuestos en una zona donde existen mejores propiedades de un lado que de otro. Se observa en la figura 5-25, [1] la distribución de permeabilidades y en [2] la dirección de preferencia del vapor para 6prodV\_1icvH. De esta figura se infiere que debido a las buenas propiedades del sector, en conjunto con la alta viscosidad del petróleo, el vapor tiende a canalizarse por la zona indicada en la figura 5-25, [1], disminuyendo la eficiencia de barrido del frente de vapor.

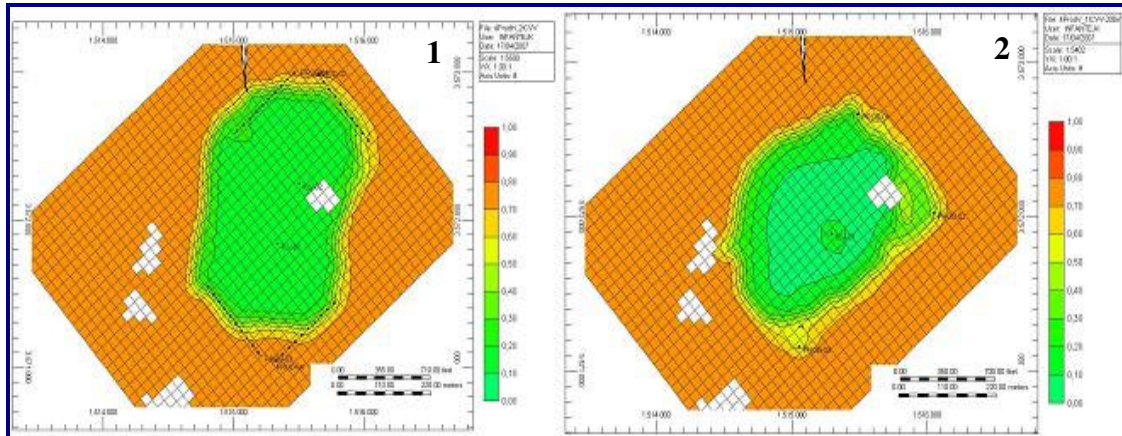


**Figura 5- 25: [1] Distribución de permeabilidades, [2] Distribución de saturación de petróleo. (6prodV\_1icvH)**

A pesar que el modelo constituido por 2prodH\_1icvH, se encuentra ubicado en el mismo sector que el modelo de 6prodV\_1icvH, el efecto de la heterogeneidad de la arena, mencionado anteriormente, se ve contrarrestado por la distancia en que se ubican los pozos productores del pozo inyector.

Caso contrario sucede con los arreglos de 4prodV\_1icvV y 4prodH\_2icvV. La fig 5-26, muestra la distribución de saturación de petróleo para ambos arreglos,

observándose que no existe canalización, al lograrse un barrido uniforme del área de interés, lo que origina un aumento del factor de recuperación. El factor de recuperación del arreglo 4prodH\_2icvV es mayor al de 4prodV\_1icvV, debido a que cuatro pozos horizontales son capaces de drenar mayor cantidad de crudo que cuatro pozos verticales.



**Figura 5- 26:** [1] Distribución de saturación de petróleo. (4prodH\_2icvV), [2] Distribución de saturación de petróleo. (4prodV\_1icvV)

### Arreglo óptimo

Luego de la comparación de los arreglos respecto a los parámetros antes mencionados, se seleccionó al arreglo constituido por 4prodH\_2icvV como óptimo, al verse éste favorecido en la mayoría de las comparaciones. Este arreglo permite recuperar hasta 8 veces la producción en frío, como se observa en la figura 5-27, donde la zona verde representa la recuperación adicional producto del proceso ICV. El aumento se ve reflejado en el factor de recobro que pasa de ser 5% en frío, a 48% aplicando el proceso ICV en el arreglo óptimo.

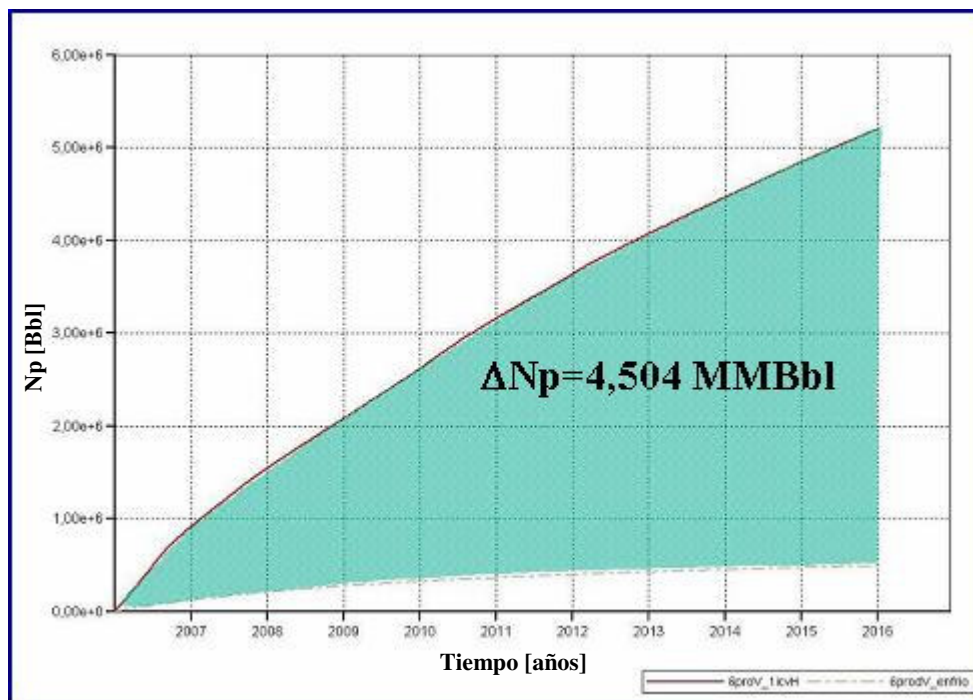
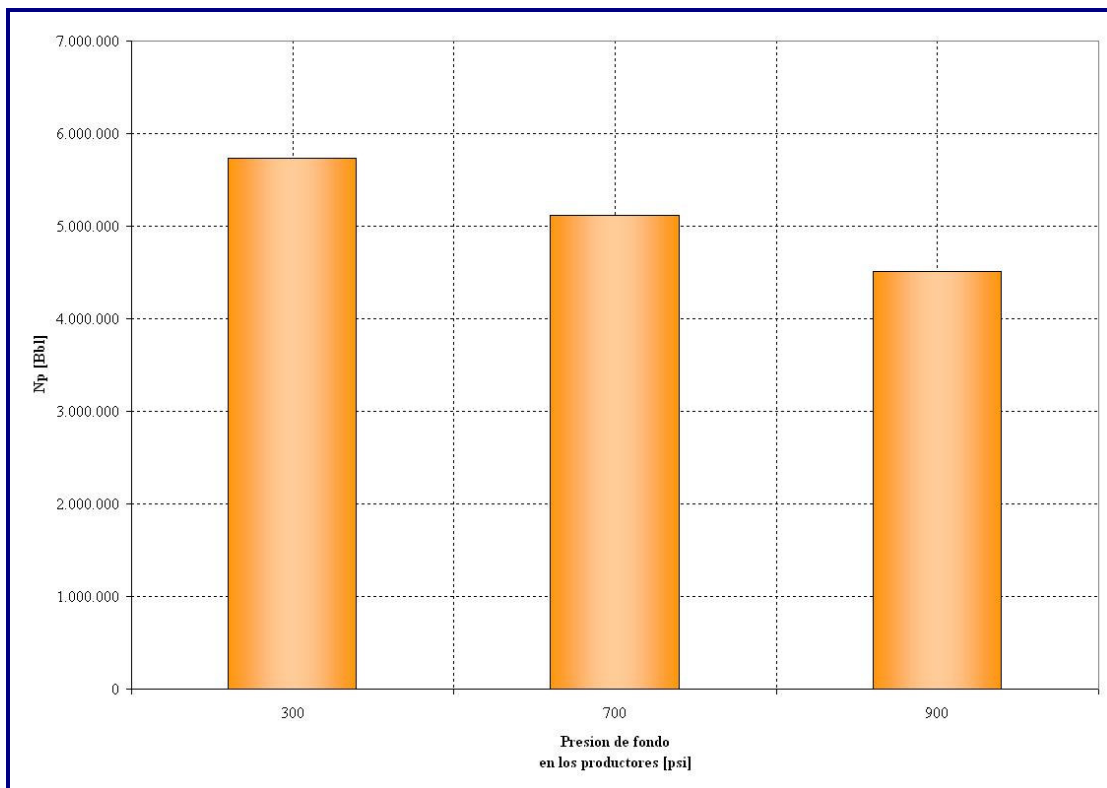


Figura 5- 27: Gráfico de  $\Delta N_p$ , entre el arreglo óptimo con la aplicación de ICV y sin ICV.

### 5.3.3.1 Presión de fondo en los productores

En la figura 5-28, se muestra el comportamiento del acumulado de petróleo para diferentes presiones de fondo en los productores. Obsérvese que para bajas presiones de fondo en los pozos productores, asociado a un diferencial de presión mayor entre el yacimiento y el pozo, la producción aumenta.



*Figura 5- 28: Comportamiento del acumulado de petróleo para diferentes presiones de fondo en los productores.*

#### 5.4 Análisis de Riesgo

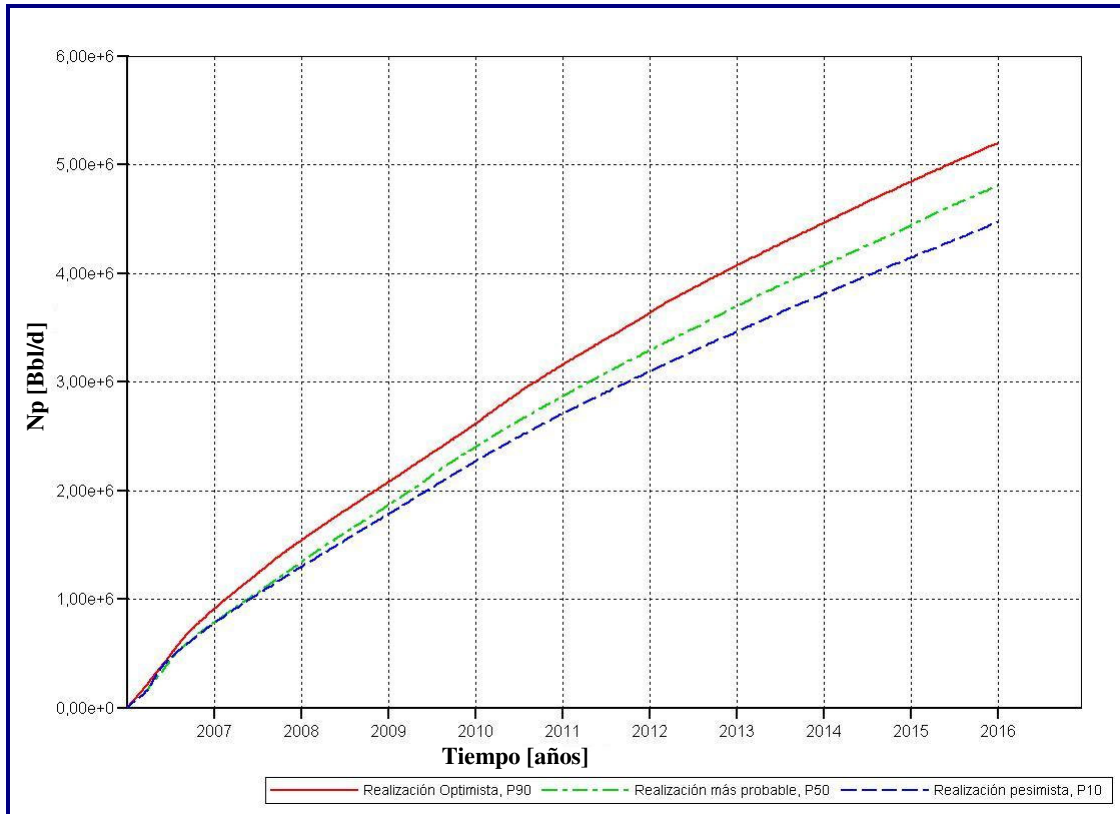
En la tabla 5-11, se muestra la clasificación de las realizaciones según el acumulado obtenido, con producción en frío, observándose que, para las realizaciones no existe diferencia significativa entre ellas. Esto se debe a la existencia de suficiente información geológica suministrada por los pozos existentes en la zona, permitiendo una geoestadística confiables. De estas realizaciones se extrajeron los percentiles 10, 50 y 90, discriminadas como pesimista, mas probable y optimista respectivamente.

*Tabla 5- 11: Clasificación de las realizaciones según sus acumulados de petróleo.*

Realización	Acumulado	Percentil	Clasificación
10	324.328	0,066	
<b>08</b>	<b>324.414</b>	<b>0,132</b>	<b>Pesimista</b>
14	331.229	0,198	
03	331.655	0,264	
11	334.026	0,33	
06	335.402	0,396	
12	337.527	0,462	
<b>05</b>	<b>342.230</b>	<b>0,528</b>	<b>Más probable</b>
07	342.471	0,594	
09	343.234	0,66	
02	345.755	0,726	
13	348.827	0,792	
04	351.378	0,858	
<b>01</b>	<b>357.489</b>	<b>0,924</b>	<b>Optimista</b>
15	365.508	1	

*Simulación del arreglo óptimo en las realizaciones jerarquizadas como  $P_{10}$ ,  $P_{50}$  y  $P_{90}$*

En la figura 5-29, se observa el acumulado de petróleo para los escenarios  $P_{10}$ ,  $P_{50}$  y  $P_{90}$ , simulando el arreglo óptimo.



*Figura 5- 29: Comportamiento del acumulado de petróleo para la discriminación de las realizaciones simulando el arreglo óptimo (4proH\_2icvV).*

La línea punteada azul que se observa en la figura anterior representa la simulación del arreglo óptimo en la realización del modelo estático pesimista ( $P_{10}$ ), obteniendo un acumulado de 4.188.100 Bbl. La línea puntada verde, para la realización del modelo estático más probables ( $P_{50}$ ), obteniendo un acumulado de 4.475.720 Bbl, y representando la línea roja el acumulado de la realización del modelo estático optimista ( $P_{90}$ ), obteniéndose 5.200.500 Bbl. La tabla 5-12, muestra los diferenciales de acumulado entre las tres realizaciones.

*Tabla 5- 12: Diferencial de acumulados entre la clasificación de las realizaciones*

	$\Delta N_p$ [Bbl]
$P_{90} - P_{50}$	724.780
$P_{50} - P_{10}$	287.620
$P_{90} - P_{10}$	1.012.400

Se observa en la tabla anterior que, a pesar de la diferencia no significativa en un modelado sin proceso térmico, al modelar el arreglo óptimo con proceso ICV, existe un alto diferencial de acumulado entre  $P_{90} - P_{50}$  y  $P_{90} - P_{10}$ , infiriendo con estos resultados que, el riesgo que puede ocasionar la existencia de propiedades mejores a las mas probables, se traduce en un aumento del 16,2% en el acumulado, mientras que la existencia de pobres propiedades a las mas probables representa un riesgo de obtener 6,42% menos que el acumulado esperado.



## CONCLUSIONES

Luego de presentar los resultados y de realizar los análisis correspondientes se concluye que:

1. La calidad de vapor en cabezal de pozo y en el fondo del pozo, aumenta al incrementarse la tasa de inyección de vapor.
2. Asegurar 100% de vapor en el cabezal del pozo, asegura una calidad de vapor en el fondo del pozo mayor a 80%, para todas las tasas de inyección estudiadas.
3. Los bloques del mallado con dimensionamiento de 20x20x1 m son lo suficientemente pequeños como para ser sensibles a los cambios de temperatura y reproducir adecuadamente los acumulados de petróleo en un proceso de Inyección Continua de Vapor.
4. Un proceso ICV incrementa aproximadamente hasta 8 veces la producción en frío.
5. En el arreglo conformado por cuatro pozos verticales productores y un pozo vertical inyector sometido a ICV con los productores situados a 200 m de los pozos inyectores, inyectando vapor a una tasa de 2500 Bbl/d, es la condición que produce mejores resultados.
6. En el arreglo conformado por dos pozos horizontales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV, con los productores situados a 140 m de los pozos inyectores, con una sección horizontal de los pozos productores de 1000 pies, e inyectando vapor a una tasa de 2000 Bbl/d, es la condición que produce mejores resultados.
7. En el arreglo conformado por seis pozos verticales productores y un pozo horizontal inyector sometido a ICV, con los pozos productores situados a 200 m

- del pozo inyector, inyectando vapor a una tasa de 2500 Bbl/d, es la condición que produce mejores resultados.
8. En el arreglo conformado por cuatro pozos horizontales productores y dos pozos verticales inyectores, con los pozos productores situados a 200 m de los pozos inyectores, con una sección horizontal de 650 pies, he inyectando vapor a una tasa de 1500 Bbl/d por pozo, es la condición que produce mejores resultados.
  9. Para los arreglos que están constituidos por pozos productores verticales, inicialmente es necesario una mayor inyección de vapor.
  10. La relación vapor/petróleo aumenta con la tasa de inyección.
  11. La sección horizontal de los pozos productores es independiente al barrido que forma un inyector vertical.
  12. A menor presión de fondo en los productores, mayor producción de petróleo.
  13. El mayor factor de recobro y mayor área de drenaje se obtiene para un arreglo de 4prodH\_2icvV.

## RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio minucioso de las pérdidas de calor en la tubería de inyección, con la finalidad de disminuirlas, acarreado el aumento de la calidad de vapor en la cara de la arena.
2. Aislar la tubería de superficie como medida de seguridad al personal.
3. Instalar una trampa de vapor entre el generador y el cabezal del pozo, con la finalidad de garantizar 100% de calidad de vapor en el cabezal del pozo.
4. Controlar los pozos productores a la menor presión operacional posible, a fin de incrementar la producción
5. Realizar estudio económico, con la finalidad de corroborar los resultados obtenidos.
6. Realizar un diseño de prueba piloto, en campo.
7. Realizar la evaluación de otros sectores, dentro del Campo Orocual.
8. Realizar el análisis de riesgo al inicio del proyecto, con el fin de asegurar la predicción satisfactoria del proceso.
9. Realizar el cálculo de propiedades experimentales roca – fluidos, aunada a la generación de curvas de permeabilidad con la variación de temperatura.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- [1] Bailey B.; Elphick J. (2000), **“Control de Agua.”** Revista Oilfield Review. Schlumberger.
- [2] Castillo M, Janalith, (2004), **“Evaluación de Estrategias de Explotación para el Yacimiento U1/MFA115 del Campo Arecuna Mediante la Simulación Dinámica”**, Trabajo Especial de Grado, Puerto la Cruz. - UDO
- [3] Coraspe R, Cristihan, (2004), **“Evaluación de los resultados del Proyecto Piloto de Inyección Alternada de Vapor en el Campo Orocual Somero. (P.I.A.V.O.S.)”**, Maturín.
- [4] Delgado G, Nataly, (2004), **“Optimización del recobro en los yacimientos MS-803/T, MEL-107/U2L y MEL-109/U3U del Campo Melones, mediante simulación numérica de pozos horizontales y multilaterales”**, Trabajo Especial de Grado, Maturín - UDO.
- [5] Douglas A, Alvarado y Carlos Banzér S. Reeditado y corregido por Rincón M., Adafel C, (2002), **“Recuperación Térmica de Petróleo”**, Caracas.
- [6] González de Juana, C., (1980), **“Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas”**, Tomo I y II, Edición FONINVES, Caracas.
- [7] Mannucci, Jesús, (2004), **“Recobro adicional de petróleo por procesos térmicos”**, Programa de adiestramiento ESP oil.
- [8] Rivera, (2001), **“Diseño del sistema óptimo del levantamiento artificial de los pozos térmicos del Campo Orocual”**, Trabajo Especial de Grado, Puerto la Cruz - UDO.

[9] Rivera V, José S., (2004), **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**, Maturín.

[10] Yang Z, Luces A, Anaya I, (2005), **“Estudio Convencional de la formación Las Piedras Campo Orocual, PDVSA”**, Puerto la Cruz.

## BIBLIOGRAFÍA

Anaya, I y Porjesz R., (2006), **“Uncertainty analysis on SAGD process”**, Trabajo Técnico 2006-685

Blunski H.J, **“Simulation of a 12-Pattern field trial of light oil steamflooding”**, Trabajo Técnico SPE 16735

Caudle H., Silberberg H. y Dvies G., **“A method of predicting oil recovery in five-spot steamflood”**, Trabajo Técnico SPE 1730

Craft, B y Hawkins, M., (1968), **“Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos”**, Editorial Tecnos S.A., Madrid España.

De Ferrer, Magdalena P, (2001), **“Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”**, Universidad del Zulia, Ediciones Astro Data S.A, Maracaibo.

Essenfeld, M., (1981), **“Análisis Gráfico del Comportamiento de Pozos y Yacimientos.”**, Universidad Central de Venezuela, Editorial FONINVES, Caracas.

Ramey, H.J., Jr., (1965) **“Fundamentals of Thermal Oil Recovery”**, Dallas, The Petroleum Engineer Publishing Co.

Trillo M, Jesús A., (2006), **“Estudio de factibilidad para la explotación de las arenas H, I, J, K, L y M de la Formación Las Piedras, Campo Orocual”**, Trabajo Especial de Grado, Puerto la Cruz - UDO.

Ziegler, Victor M, **“A comparison of steamflood strategies: five-spot pattern vs. Inverted nine-spot pattern”**, Trabajo Técnico SPE 13620