

**VALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO DE  
YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A DIFERENTES  
PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE UTILIZANDO  
UN SIMULADOR TÉRMICO**

**JOYCE LIZETH BOHORQUEZ RENGIFO 2007270285  
KATTERINE BERNATE ARAGÓN 2007268639**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO DE  
YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A DIFERENTES  
PATRONES DE INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE UTILIZANDO  
UN SIMULADOR TÉRMICO**

**JOYCE LIZETH BOHORQUEZ RENGIFO 2007270285  
KATTERINE BERNATE ARAGON 2007268639**

Trabajo de grado presentado como requisito académico  
Para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director  
**JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc**  
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

**Neiva, Enero de 2013**

## DEDICATORIA

*En primer lugar agradezco a DIOS mi guía y mejor concejero, el ser que me ha acompañado en todo momento en este camino y el que escogió ponerme en brazos de la mujer que más amo en el mundo... Mi madre CARMENZA RENGIFO mi mejor amiga y la responsable de este logro que es el resultado de su amor, esfuerzo y paciencia.*

*A mi familia en especial a mi hermana mayor PAULA COLORADO RENGIFO quien en estos años de universidad fue mi bastón y compañía, soportando mis malos ratos y alegrando con un chiste los momentos difíciles. A mi novio, amigo y cómplice JORGE SALGUERO por en estos 4 años hacerme tan feliz, acompañarme y brindarme lo mejor de sí.*

*Este resultado no es solo mío; es de todos y todas los que me dieron sin ningún interés un espacio en sus vidas, gracias familia y amigos lo LOGRAMOS!!!*

**JOYCE LIZETH BOHÓRQUEZ RENGIFO**

## DEDICATORIA

*A DIOS todopoderoso, que siempre me apoyo y dio fuerzas para realizar este proyecto.*

*A mis padres, Martha Cecilia Aragón y Pedro Bernate, por su amor, apoyo, paciencia y confianza incondicional. Los mejores padres que pude tener, Los amo profundamente.*

*A mi hermana Tati del Pilar Bernate Aragón por ser una compañera excepcional en el camino de la vida.*

*A mis abuelitos, Rosa, Honorio, Lilia y Julian, que siempre han sido fuente de inspiración y motivación.*

*A todos mis tíos, especialmente a Renso, Yuri y Viviana, que más que mis tíos, son mis hermanos.*

*A mis amigos, aquellos que siempre me apoyaron e impulsaron cuando más lo necesité, Especialmente a mi compañera de tesis y amiga Joyce Lizeth Bohórquez Rengifo, no puede encontrar mejor aliada en la búsqueda de nuestro primer triunfo profesional, ese que supone el inicio de una nueva etapa en nuestras vidas, que seguramente estará llena de bendiciones.*

**KATTERINE BERNATE ARAGÓN**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

**JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA**, MSc. en Ingeniería de Petróleos, Coordinador Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases - COFA, Coordinador Laboratorio de Pruebas Especiales -LAPE y director del proyecto; por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

**RICARDO PARRA PINZÓN**, Ingeniero químico y de petróleo, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería. Por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ MARTÍNEZ**, Ingeniero de petróleo, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería. Por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**JORGE ORLANDO MAYORGA**, Profesor del programa de ingeniería de petróleo de la facultad de ingeniería por su valiosa colaboración.

A los compañeros y amigos YULIETH MARTINEZ, LIZETH DUSSAN, AURA OLAYA, SONIA COLLAZOS, MARIA JOSE CUELLAR, ALBA MENESES, CRISTIAN CADAVID, OSKAR SALAZAR, GERMAN OCHOA, LENIN CORDOBA, JONATHAN CARVAJAL, CARLOS DIAZ, y en general a todos nuestros amigos del código 20072 y 20071 que directa o indirectamente contribuyeron con entusiasmo e interés haciendo posible la ejecución de este proyecto.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	20
1 ASPECTOS TEORICOS.....	21
1.1 CRUDOS PESADOS .....	21
1.1.1 Importancia de los crudos pesados.....	22
1.1.2 Clasificación de los crudos pesados. ....	23
1.2 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS .....	24
1.2.1 Fuerzas capilares .....	24
1.2.2 Saturación de agua connata. ....	25
1.2.3 Permeabilidad. ....	25
1.2.4 Movilidad. ....	26
1.3 PROPIEDADES TERMICAS DEL AGUA Y DEL VAPOR.....	26
1.3.1 Temperatura de saturación del agua.....	26
1.3.2 Calor específico del agua y del vapor. ....	26
1.3.3 Calor sensible del agua.....	27
1.3.4 Calor latente de vaporización. ....	27
1.3.5 Calor total o entalpia del vapor seco y saturado. ....	28
1.3.6 Volumen específico.....	28
1.3.7 Diagrama Temperatura – Entalpia para el agua .....	28
1.4 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES .....	29
1.4.1 Mecanismo de desplazamiento .....	29
1.5 ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIA DE BARRIDO.....	30
1.5.1 Razón de Movilidad.....	30
1.5.2 Arreglos de Pozos.....	30
1.5.3 Eficiencia de Barrido Areal.....	32
1.6 RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	33
1.6.1 CONSIDERACIONES GENERALES .....	33
1.7 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	36
1.7.1 Inyección de vapor .....	36
1.7.2 Combustión in situ.....	37
1.7.3 Inyección de agua caliente.....	37

1.8	MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE.....	38
1.8.1	Ventajas y desventajas de la inyección de agua caliente.....	40
1.9	PÉRDIDAS DE CALOR DURANTE LA TRANSMISIÓN DE FLUIDOS CALIENTES .....	41
1.9.1	Mecanismos de transferencia de calor.....	41
1.9.2	Calentamiento de la formación por inyección de agua caliente .....	42
2	DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS .....	43
2.1	SIMULADORSTARS.....	43
2.2	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO .....	43
2.3	MODELAMIENTO PVT.....	45
2.4	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.....	47
2.5	DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN .....	49
2.5.1	Evaluación de caso en frío. ....	52
2.5.2	Evaluación de los patrones de inyección. ....	52
2.5.3	Variación y optimización de los parámetros operacionales del proceso de inyección de agua caliente.....	52
2.5.4	Optimización del mejor patrón.....	53
3	EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.....	54
3.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO.....	54
3.1.1	Producción acumulada de aceite ( $N_{po}$ ).....	54
3.1.2	Inyección acumulada de agua caliente ( $N_{iw}$ ). ....	54
3.1.3	Producción acumulada neta de aceite para venta ( $N_{COPS}$ ).....	54
3.1.4	Factor de recobro (FR).....	55
3.1.5	Factor de recobro neto (FR neto).....	56
3.1.6	Relación de agua caliente acumulada aceite acumulado (CWOR). ...	56
3.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES. ....	58
3.2.1	Evaluación de Caso en frío. ....	58
3.2.2	Evaluación de los patrones de inyección. ....	59
3.2.3	Variación y optimización de los parámetros operacionales del proceso de inyección de agua caliente.....	62
4	OPTIMIZACIÓN.....	72

4.1	OPTIMIZACIÓN ALTERNATIVA DE ARREGLO: POZOS HORIZONTALES .....	72
4.2	OPTIMIZACIÓN CMOST .....	73
5	CONCLUSIONES .....	75
6	RECOMENDACIONES.....	78
7	BIBLIOGRAFÍA.....	79
8	ANEXOS.....	81
8.1	Anexo 1.....	81
8.2	Anexo 2.....	91
8.3	Anexo 3.....	101
8.4	Anexo 4.....	104

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Clasificación de crudos pesados.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 2. Características de los patrones de inyección.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 4. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca .....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 5. Rangos de los parámetros de yacimiento recomendados. ....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 6. Propiedades del yacimiento base .....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 7. Parámetros operacionales del proceso de inyección de agua caliente....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 8. Casos patrones de inyección.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 9. Casos de parámetros a evaluar. ....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 10. Pozos productores e inyectores por patrón.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 11. Costo inicial por patrón. ....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 12. Costo pozos. ....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 13. CWOREL para cada patrón. ....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 14. Comportamiento de los parámetros bajo la producción en frío del campo. .....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 15. Comportamiento de los parámetros bajo diferentes patrones de inyección.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 16. Resultados con inyectores con perforados en las ultimas 4 capas. ....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 17. Resultados con inyectores con perforados en 4 capas centrales. ....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 18. Resultados con inyectores con perforados en las primeras 4 capas. ...</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 19. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 3140 bbl agua. .....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 20. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 6280 bbl agua. .....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 21. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 12560 bbl agua.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 22. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 18840 bbl agua.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 23. Resultados de las simulaciones con temperatura de 350°F @ 1500 psi. .....</i>	<i>67</i>

Tabla 24. Resultados de las simulaciones con temperatura de 400°F @ 1750 psi. .....	68
Tabla 25. Resultados de las simulaciones con temperatura de 450°F @ 2000 psi. .....	68
Tabla 26. Resultados de las simulaciones con producción máxima 500 bls de líquido- día y 100 bls de agua-día.....	70
Tabla 27. Resultados de las simulaciones con producción máxima 1000 bls de líquido- día y 200 bls de agua-día.....	70
Tabla 28. Resultados de las simulaciones con producción máxima 2000 bls de líquido- día y 400 bls de agua-día.....	70
Tabla 29. Resultados de las simulaciones con producción máxima 3000 bls de líquido- día y 600 bls de agua-día.....	70
Tabla 30. Resultados finales:.....	71
Tabla 31. Optimización alternativa de arreglos – Pozos horizontales.....	72
Tabla 32. Optimización patrón nueve (9) puntos modificado.....	73
Tabla 33. Resultados para el GlobalObj, Recobro y la relación agua/crudo – 5 mejores jobs.....	74
Tabla 34. Resultados evaluación de optimización con el CMOST – Patrón 9 puntos .....	74

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Total de reservas de petróleo del mundo.....	22
Figura 2 Crudo pesado y bitumen alrededor del mundo. ....	22
Figura 3 Vista microscópica de un sistema roca fluido .....	24
Figura 4 Estructura atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad. ....	25
Figura 5 Temperatura de saturación del agua a diferentes presiones. ....	26
Figura 6 Calor sensible, calor latente de vaporización y entalpía del vapor seco y saturado en función de la presión de saturación.....	27
Figura 7 Calor sensible, calor Latente de vaporización; tiempo vs temperatura .....	28
Figura 8 Diagrama de temperatura – entalpía para el agua. ....	29
Figura 9 Diferentes tipos de arreglos de pozos .....	31
Figura 10 Representación del área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos .....	33
Figura 11 Contribuciones relativas de los mecanismos a la eficiencia del desplazamiento del petróleo por agua caliente.....	39
Figura 12 Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes.....	41

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Mapa de topes (pies) Vista 3D de la grilla utilizada para la Simulación .	44
Gráfica 2. Mapa de topes (pies) pozos perforados Vista 3D de la grilla utilizada para la simulación .....	44
Gráfica 3. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.....	46
Gráfica 4. Diagrama de fases .....	47
Gráfica 5. Distribución de porosidad del yacimiento. ....	48
Gráfica 6. Distribución de permeabilidad del yacimiento. ....	49
Gráfica 7. Patrón 4 puntos vista 3D y 2D.....	50
Gráfica 8. Patrón 5 puntos vista 3D y 2D.....	50
Gráfica 9. Patrón 7 puntos vista 3D y 2D.....	51
Gráfica 10. Patrón 9 puntos vista 3D y 2D.....	51
Gráfica 11. Patrón con empuje líneas alternas vista 3D y 2D.....	51
Gráfica 12. Factor de recobro evaluado para los patrones simulados. ....	59
Gráfica 13. Caudal de inyección de los diferentes patrones evaluados vs tiempo. ....	60
Gráfica 14. Vista 2D del avance del agua caliente a 2 años de inyección para los patrones 4 y 5 puntos respectivamente. ....	60
Gráfica 15. Vista 3D del avance del agua caliente a 2 años de inyección para los patrones 4 y 5 puntos respectivamente. ....	61
Gráfica 16. Agua acumulada de inyección para los diferentes casos de perforados, patrón 7 Puntos.....	63
Gráfica 17. Relación acumulada de aceite- agua inyectada para los diferentes casos de perforados, patrón 7 Puntos. ....	64
Gráfica 18. Vista 3D del avance del agua caliente a 2 años de inyección para el patrón 5 puntos.....	64
Gráfica 19. Factor de recobro patrón 7 puntos para los diferentes casos de ratas de inyección.....	66
Gráfica 20. Agua acumulada de inyección patrón 7 puntos a diferentes ratas de inyección.....	67
Gráfica 21. Comportamiento del recobro, Cwor, factor de recobro y producción de aceite a diferentes temperaturas.....	69

Gráfica 22. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 4 puntos. ....	91
Gráfica 23. Vista 2D patrón 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior. ....	91
Gráfica 24. Vista 3D patrón de 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	92
Gráfica 25. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 5 puntos. ....	93
Gráfica26.Vista 2D patrón 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior. ....	93
Gráfica 27. Vista 3D patrón de 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	94
Gráfica 28. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 7 puntos. ....	95
Gráfica 29.Vista 2D patrón 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior. ....	95
Gráfica 30. Vista 3D patrón de 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	96
Gráfica 31.Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 9 puntos. ....	97
Gráfica32.Vista 2D patrón 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior. ....	97
Gráfica 33. Vista 3D patrón de 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	98
Gráfica 34. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón con empuje de líneas alternas ....	99
Gráfica35.Vista 2D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior. ....	99
Gráfica 36. Vista 3D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	100
Gráfica 37. Vista 3D patrón de 9 puntos modificado. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	101
Gráfica 38. Vista 2D patrón de 9 puntos modificado. Barrido de aceite al final de la simulación. ....	101
Gráfica 39. Patrón 9 puntos modificado - comportamiento del factor recobro. ....	102
Gráfica 40. Patrón 9 puntos modificado – producción acumulada de aceite. ....	102

Gráfica 41. Patrón 9 puntos modificado – agua acumulada inyectada. ....	103
Gráfica 42. Patrón 9 puntos modificado –Rata de agua. ....	103
Gráfica 43. Vista 3D patrón de 9 puntos CMOST. Barrido de aceite al final de la simulación.....	104
Gráfica 44. Vista 2D patrón de 9 puntos CMOST. Barrido de aceite al final de la simulación.....	104
Gráfica 45. Nube de puntos (5 mejores jobs) para el GlobalObj, Recobro y la Relación agua/crudo .....	105
Gráfica 46. Frecuencias CMOST para cada uno de los parámetros evaluados .	105
Gráfica 47. Patrón 9 puntos CMOST - Comportamiento del factor recobro para los 5 mejores jobs.....	106
Gráfica 48. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Comportamiento del factor recobro.....	106
Gráfica 49. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Producción acumulada de aceite.....	107
Gráfica 50. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Agua acumulada inyectada.....	107
Gráfica 51. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Rata de agua. ....	108

## GLOSARIO

**CRUDO PESADO:** el crudo pesado/bitumen es un compuesto orgánico constituido mayormente de fracciones de carbono pesadas ( $C_{10} - C_{31+}$ ), este crudo se caracteriza por su alta viscosidad y baja gravedad API o alta densidad. De características: sólido negro, oscuro, café o líquido viscoso; insoluble al agua, parcialmente soluble en solventes alifáticos orgánicos y soluble en disulfuro de carbón, cloroformo, éter y acetona.

**VISCOSIDAD:** denotada como  $\mu$ , se define como la medida de la resistencia del fluido al desplazamiento, usualmente medida en centipoise, cp (gr/cm\*seg). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras.

**RAZÓN DE MOVILIDAD:** se conoce como el cociente de las relaciones de permeabilidad/viscosidad ( $\kappa/\mu$ ) de un fluido desplazante con respecto a otro fluido desplazado.

**MOVILIDAD DEL PETROLEO:** el grado de movilidad del petróleo en el yacimiento nos indica la capacidad que tiene para fluir hacia los pozos productores.

**FACTOR DE RECOBRO:** es la relación expresada en porcentaje que existe, entre el hidrocarburo que puede recuperarse o se recupera de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento.

**RECUPERACIÓN TÉRMICA:** se define como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable.

**PATRONES DE INYECCIÓN:** son arreglos y configuraciones específicas entre pozos inyectores y productores que se repiten a través de un campo, con el objetivo primordial de realizar un eficiente desplazamiento de los fluidos en el yacimiento. Los patrones de inyección pueden ser normales si el pozo productor está rodeado por inyectores o, invertidos si el pozo inyector está rodeado por los productores.

**SIMULADOR TERMAL:** software especializado en la predicción del comportamiento termodinámico del sistema roca - fluidos, las capacidades caloríficas, la conductividad y transmisibilidad termal de los mismos.

**CMG:** el CMG (ComputerModellingGroup Ltda.) versión 2009 es un software de la casa Technologies Launcher, que provee aplicaciones aptas para las simulación de yacimientos.

**WINPROP:** es una herramienta base del software CMG que permite modelar el comportamiento de cada una de las fases de los fluidos presentes en el yacimiento en la obtención de la data PVT; es donde se establece la ecuación de estado del equilibrio multifásico en la determinación de propiedades, las técnicas de caracterización, la pruebas de laboratorio, el ajuste de las propiedades PVT, los agrupamientos, la generación de diagramas de fases, los gradientes composicionales, el ajuste por regresión y el modelamiento de asfaltenos y precipitación de parafinas.

**BUILDER:** es una herramienta base del software CMG de la plataforma MS-Windows que es usado en la simulación para la creación de archivos de entrada (datasets). Builder abarca todas las áreas de la data de entrada, incluyendo: la creación y/o importación y creación de grillas, localización de pozos, información de la producción de pozos, importación o creación del modelo del fluido, las propiedades roca – fluido y las condiciones iniciales; además del gran numero de herramientas para el manejo de las información y la creación de tablas por correlaciones.

**STARS:** es uno de los simuladores del Software CMG enfocado para yacimientos con aplicaciones térmicas, inyección de químicos/polímetros o aditivos, inyección de vapor, pozos horizontales, porosidad y doble permeabilidad, direccional o preferencial.

**RESULTS 3D:** es una aplicación del software CMG que permite seleccionar cualquier propiedad del yacimiento simulado y mostrar su comportamiento en la grilla en dos (2) o tres (3) dimensiones para los periodo de tiempo evaluados.

**RESULTS GRAPH:** es una aplicación del software CMG donde se grafican las diferentes curvas de las propiedades de producción y su variación con respecto al tiempo aplicadas al campo, grupos, regiones/sectores, capas, pozos o celdas. Se pueden evaluar para cada fase la acumulación de fluidos, los caudales, el recobro, la presión y relaciones específicas entre las fases.

**CMOST:** herramienta de evaluación de incertidumbre de CMG. Puede lanzar varios trabajos de simulación utilizando diferentes valores de los parámetros de entrada.

## RESUMEN

El propósito de esta investigación fue determinar la eficiencia de los distintos patrones de inyección existentes, en un proyecto de recobro térmico, como lo es la inyección de agua caliente. El proyecto se llevoacabo en un yacimiento de propiedades heterogéneas, modelado de acuerdo a propiedades recomendadas en trabajos anteriores; así mismo, se asignaron los rangos para los parámetros operacionales. Los patrones se evaluaron en función del CWOR y el factor de recobro.

Perforando pozos productores horizontales e inyectores verticales en el centro de cada patrón, se realizó el diseño del patrón base; a partir de este se desarrolló la evaluación.

En este estudio se valoró y optimizó variables operacionales, que afectaban de alguna forma la eficiencia del patrón, dándonos resultados de altos factores de recobro en los patrones de 7 y 9 puntos.

Se aprecia al terminar el proyecto que el patrón de 9 puntos fue el más sensible a las variaciones de parámetros operacionales, generando una mejor eficiencia de barrido reflejada en el alto factor de recobro y un valor de CWOR aceptables, por lo cual se le realizaron optimizaciones y estudios adicionales a este patrón.

## ABSTRACT

The purpose of this research was to determine the efficiency of the injection patterns in a thermal recovery project, such as the injection of hot water, the project was held in a heterogeneous reservoir properties, it was modeling according to properties recommended in previous works similarly ranges were assigned to operational parameters. The patterns were evaluated based on the CWOR and the recovery factor.

Drilling horizontal wells and vertical injectors in the center of each pattern was made based pattern design, from this evaluation was developed.

In this study we evaluated and optimized operational variables, which somehow affected the efficiency of the pattern, giving results of high recovery factors in patterns of 7 and 9 points.

It is appreciated at the end the project that the pattern of 9 points was the most sensitive to changes in operational parameters generating better sweep efficiency reflected in the high recovery factor and an acceptable CWOR value, by which optimizations were performed and further studies in this pattern.

## INTRODUCCIÓN

La necesidad apremiante de introducir proyectos de recuperación mejorada para fuentes de hidrocarburos no convencionales, (crudos pesados), dado el déficit de energía por el declive en la consecución de fuentes convencionales, es un hecho sin marcha atrás, ya que las fuentes de petróleo pesado en el mundo equivalen al triple de las reservas combinadas de petróleo y gas convencionales existentes, constituyendo la fuente de energía más segura en el futuro inmediato.

Las grandes acumulaciones de crudo pesado/bitumen en el mundo están alrededor de los trece (13) trillones de barriles de aceite in situ, alrededor de ocho (8) trillones de esta cantidad están localizados en la faja del Orinoco, haciendo ésta unas de las más grandes acumulaciones de crudo pesado.

Los métodos de recobro térmico, se convierten entonces en una opción prometedora y efectiva como fuente de solución, puesto que el parámetro más representativo de crudos pesados, "la viscosidad" es altamente sensible a la temperatura; en este orden de ideas la inyección de agua caliente, es uno de los proyectos más prácticos, económicos y efectivos.

Para mejorar los procesos de desplazamiento en los reservorios, durante el desarrollo de los campos usualmente se aplican diferentes patrones o arreglos donde la configuración específica entre pozos inyectoros y productores se repite a través del yacimiento.

El presente estudio tiene por pretensión evaluar el comportamiento del factor de recobro de un crudo pesado sometido a un proceso de inyección de agua caliente, aplicando diferentes patrones de inyección (utilizando pozos inyectoros verticales y productores horizontales, en primera instancia, para finalmente determinar la viabilidad del proyecto con todos los pozos horizontales) mediante la utilización de un simulador termal.

# 1 ASPECTOS TEORICOS

## 1.1 CRUDOS PESADOS<sup>1</sup>

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y costosos de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con 22.3°API o menor densidad.<sup>2</sup>

Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo.

Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre e 1 centipoise (cP) [0.001Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000cP[1,000 Pa.s].

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La

---

<sup>1</sup>Hussein Alboudwarej Joao (John) Felix Shawn Taylor Edmonton, Alberta, Canadá. La importancia del petróleo pesado. 2006 <http://www.slb.com>

<sup>2</sup> Para el cálculo de la densidad API se utiliza la medición superficial de la gravedad específica del petróleo desgasificado. The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide. Tulsa: Pennwell Publishing Co., 1999

primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 x 10<sup>12</sup> (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m<sup>3</sup>]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen.

### 1.1.1 Importancia de los crudos pesados.

La importancia de los crudos pesados, extra pesados y bitúmenes radica en el hecho de que en la actualidad ellos conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo (ver figura 1), oscilando entre 9 y 13 trillones de barriles de aceite in-situ de los cuales solo un pequeña fracción es recuperable como aceite equivalente (ver figura 2).

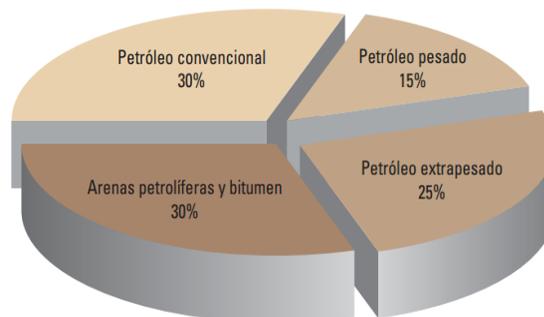


Figura 1 Total de reservas de petróleo del mundo

Fuente: HusseinAlboudwarej Joao (John) Felix Shawn Taylor Edmonton, Alberta, Canadá. La importancia del petróleo pesado. 2006

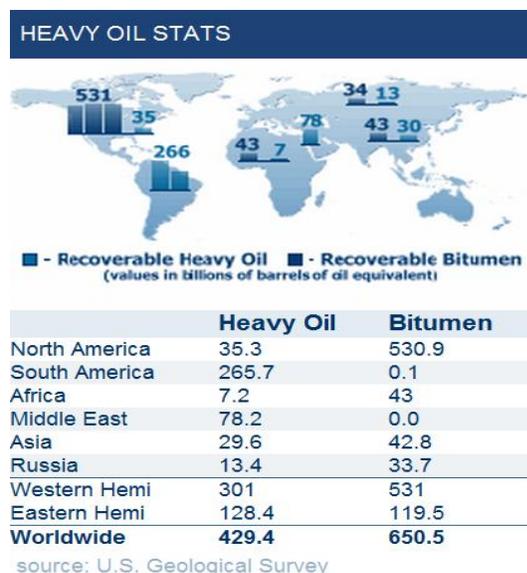


Figura 2 Crudo pesado y bitumen alrededor del mundo.

Fuente: It Work: Heavy Oil. Disponible en: URL: <https://www.rigzone.com/training/heavyoil/>

Los yacimientos de crudo pesado se caracterizan principalmente por presentar una alta resistencia al flujo, siendo más difícil y costoso su producción y refinamiento. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. “Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comporta un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomaría una compañía petrolera”<sup>3</sup>.

En el mundo se tienen ejemplos de reservas de este tipo de crudo, como en Canadá, Venezuela, China, Indonesia, Rusia, el medio oriente y los Estados Unidos; proyectos donde estos recursos son abundantes y muy atractivos para las compañías que pueden explotarlos de forma rentable; actualmente Venezuela y Canadá son los productores más importantes de yacimientos de petróleo no convencionales.

### 1.1.2 Clasificación de los crudos pesados.

El Instituto Americano del Petróleo indica que un yacimiento de crudo pesado es aceptado como tal si tiene alta densidad. Por lo tanto, el crudo pesado es aquel que tiene un rango de densidad entre 920 y 1000 kg/m<sup>3</sup> (22.3 y 10.1° API), y el crudo extra pesado tiene una densidad menor a 1000 Kg/m<sup>3</sup> (< 10.0° API).

En la siguiente tabla se da un concepto mucho más amplio de los crudos pesados en función de la gravedad y densidad.

*Tabla 1. Clasificación de crudos pesados*

TIPO DE CRUDO	API	DENSIDAD (KG/M <sup>3</sup> )
Liviano	Mayor a 31,1	870
Mediano	22,3 - 31,1	920-870
Pesado	10,0 - 22,3	1000-920
Extra pesado	menor a 10,0	mayor a 1000

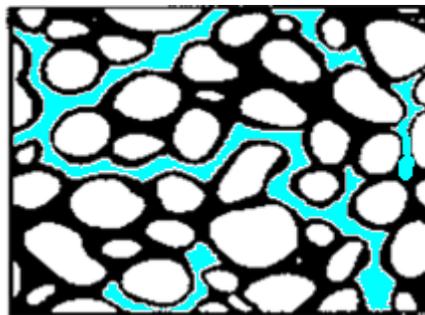
*Fuente: G.P.A. Estudios y servicios petroleros: URL: S.R.L  
[http://www.oilproduction.net/cms/files/GPA\\_Nota\\_Tecnica\\_63.pdf](http://www.oilproduction.net/cms/files/GPA_Nota_Tecnica_63.pdf)*

“Estas medidas generalmente se toman a condiciones de presión y temperatura de yacimiento; el tipo de yacimiento de petróleo pesado tiene características específicas debido a que la composición de los crudos pesados corresponde a la

<sup>3</sup> MONTAÑA OVIEDO, William Fernando. Evaluación del comportamiento de un yacimiento de crudo pesado mediante la aplicación de la técnica THAI “Toe ToHeel Air Injection. Trabajo de Grado. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2010. 21 p.

degradación sustancial que se produce a través de varios *procesos biológicos*, que hacen que las bacterias transportadas por el agua superficial metabolicen los hidrocarburos parafínicos (poseen un contenido alto de cera, un alto punto de escurrimiento y no son reactivos), nafténicos (poseen bajo contenido de cera, un bajo punto de escurrimiento y no son reactivos) y aromáticos (son reactivos y poseen mayor solvencia que los hidrocarburos parafínicos o nafténicos) en moléculas más pesadas, *procesos químicos* cuando ocurre que las aguas de formación también remueven los hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular los cuales son más solubles en agua y *procesos físicos* cuando el petróleo se degrada por volatilización al quedar un sello pobre en calidad que permite que las moléculas más livianas se separen y escapen. El petróleo pesado se genera en formaciones geológicamente jóvenes como el pleistoceno, plioceno y mioceno, por lo tanto estos yacimientos tienden a ser someros o poco profundos haciendo que la temperatura sea baja”<sup>4</sup>.

## 1.2 PROPIEDADES DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS<sup>5</sup>



○ Grano    ■ Crudo    ■ Agua

Figura 3 Vista microscópica de un sistema roca fluido  
Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

### 1.2.1 Fuerzas capilares

#### 1.2.1.1 Tensión superficial e interfacial (IFT).

Es la energía de superficie relacionada con las interfaces de dos fluidos inmiscibles que coexisten en un medio poroso. La *IFT* es una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la *IFT* se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad.

<sup>4</sup> ARAMBULO AVILEZ, Jenifer Alejandra y ANDRADE PASTRANA, Juan Manuel. Evaluación económica de un yacimiento de crudos pesados implementando un esquema de recuperación térmica bajo el análisis de curvas de declinación. Trabajo de grado. Neiva- Huila. Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. 2010, 18 p.

<sup>5</sup> CABRERA M. Jonathan, CABRERA O. Freddy, “Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características”. Guayaquil. 2003

### 1.2.1.2 Humectabilidad.

O mojabilidad; propiedad importante que afecta el comportamiento capilar y de desplazamiento de las rocas del yacimiento y se define como la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. La humectabilidad de la roca controla la posición de los fluidos de acuerdo a su habilidad relativa para fluir.

### 1.2.1.3 Presión capilar.

Se define presión capilar como la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante (interfase inmisible). Esto puede observarse en un sistema poroso, como las fuerzas que induce la mojabilidad preferencial del medio con uno de los fluidos.

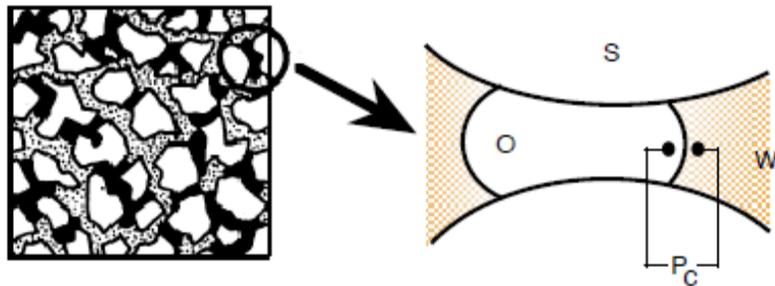


Figura 4 Estructura atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad.  
Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

### 1.2.2 Saturación de agua connata.

Es la saturación de agua inicial en cualquier punto en el reservorio. Generalmente se considera inmóvil; sin embargo, al inyectar agua a un yacimiento, la primera que se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada. Se localiza en los sitios de contacto entre los granos en las rocas preferencialmente mojados por agua, y en forma de burbujas rodeadas de petróleo o gas en rocas preferencialmente mojadas por petróleo.

### 1.2.3 Permeabilidad.

Es la facultad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de su red de poros interconectados. Si sus poros no están interconectados, no existe permeabilidad. Los factores que afectan a la permeabilidad son el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos; la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

### 1.2.4 Movilidad.

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del mismo.

## 1.3 PROPIEDADES TERMICAS DEL AGUA Y DEL VAPOR<sup>6</sup>

El gran interés en el uso del agua caliente y del vapor en los procesos de recuperación térmica de petróleo, radica en las excelentes propiedades térmicas del agua, bien sea en su estado líquido o de vapor y en la abundancia de ella sobre la tierra.

### 1.3.1 Temperatura de saturación del agua.

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

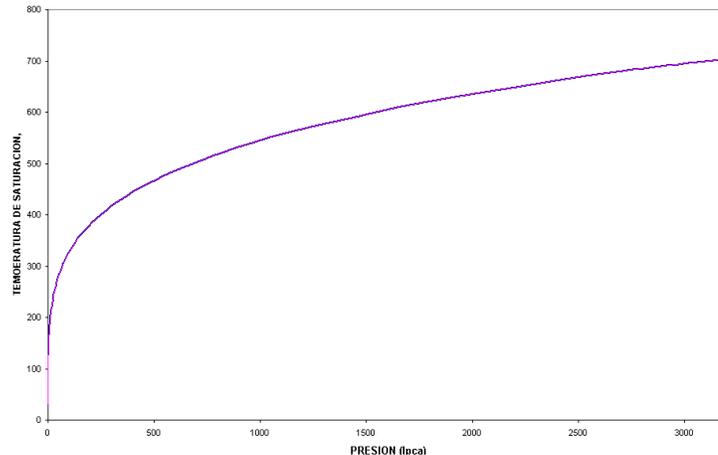


Figura 5 Temperatura de saturación del agua a diferentes presiones.  
Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

### 1.3.2 Calor específico del agua y del vapor.

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

<sup>6</sup> ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

### 1.3.3 Calor sensible del agua.

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor<sup>7</sup>.

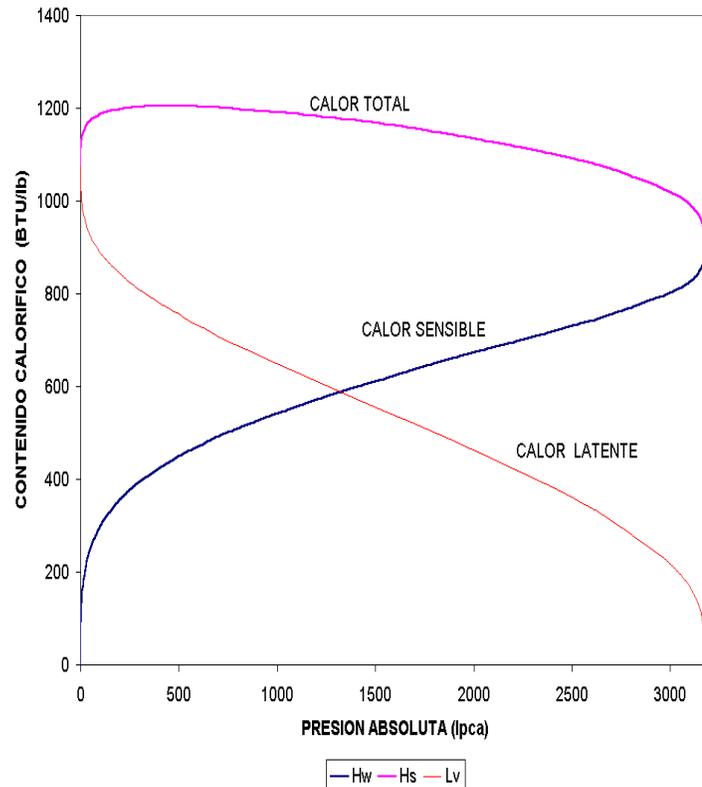


Figura 6 Calor sensible, calor latente de vaporización y entalpía del vapor seco y saturado en función de la presión de saturación.

Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

### 1.3.4 Calor latente de vaporización.

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

<sup>7</sup> Jones, J.: "Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oils, Pressure Depleted, Gravity Drainage Reservoirs" SPE paper 6544 presented at the 1977 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, April 13-15.

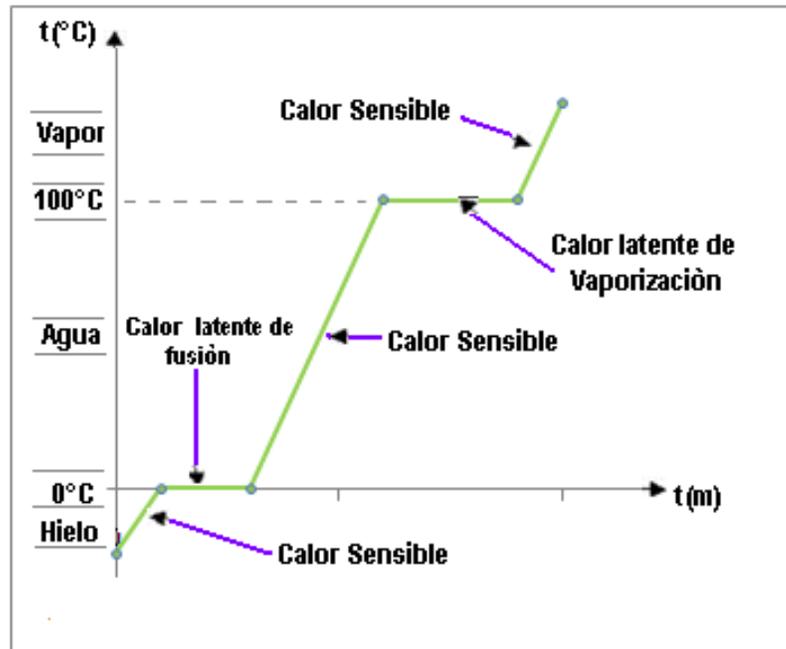


Figura 7 Calor sensible, calor Latente de vaporización; tiempo vs temperatura  
Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

### 1.3.5 Calor total o entalpía del vapor seco y saturado.

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación (constituye la entalpía del vapor seco y saturado)<sup>8</sup>. Dado que la entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, entonces el calor total también depende de la presión.

### 1.3.6 Volumen específico.

Se refiere al volumen ocupado por la unidad de masa de una sustancia a determinadas condiciones de presión y temperatura.

### 1.3.7 Diagrama Temperatura – Entalpía para el agua<sup>9</sup>

El comportamiento de fases del agua descrito a través de las definiciones presentadas en las secciones anteriores, puede condensarse y presentarse gráficamente en un diagrama de Temperatura – Entalpía, tal como se muestra en la Figura 8, en donde puede observarse las relaciones existentes entre la presión, la temperatura y la entalpía (contenido de calor) del agua, con el estado físico en que ella se encuentre.

<sup>8</sup> Jones, J.: "Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oils, Pressure Depleted, Gravity Drainage Reservoirs" SPE paper 6544 presented at the 1977 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, April 13-15.

<sup>9</sup> ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

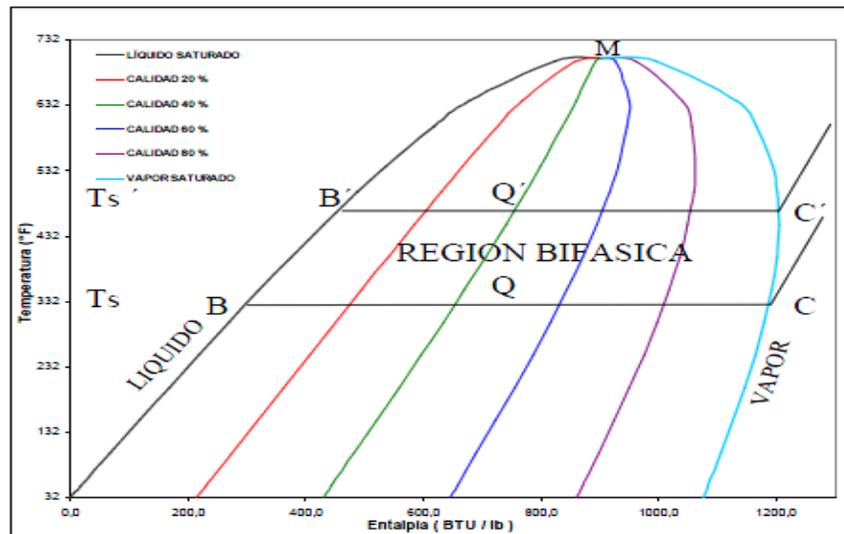


Figura 8 Diagrama de temperatura – entalpía para el agua.

## 1.4 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS INMISCIBLES<sup>10</sup>

A medida que se inyecta en el primer pozo, se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir dos zonas en el yacimiento: una no invadida, donde se va formando un banco de petróleo debido al petróleo que es desplazado hacia adelante. Detrás de ese banco se tiene la zona invadida, formada por el fluido inyectado y el petróleo remanente.

### 1.4.1 Mecanismo de desplazamiento

Se puede presentar en cuatro etapas:

#### 1.4.1.1 Condiciones iniciales (antes de la inyección).

Al tratarse de un yacimiento que ha sido producido por agotamiento natural durante la primera fase de su producción, la presión actual del mismo será menor que la presión de burbuja del petróleo original en el yacimiento, por lo cual existirá una fase de gas presente la cual de acuerdo con las suposiciones será uniforme a través del yacimiento.

#### 1.4.1.2 La invasión.

A medida que continúa la inyección de agua, parte del petróleo se desplaza hacia adelante para formar un banco de petróleo. Detrás del banco de petróleo se forma el banco de agua, donde únicamente están presentes el agua inyectada y el petróleo residual.

<sup>10</sup>PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros. Maracaibo 2001

#### 1.4.1.3 La ruptura.

Cuando se alcanza el llene, el avance del frente continúa, pero la tasa de producción de petróleo aumenta y eventualmente es igual a la tasa de inyección de agua. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

#### 1.4.1.4 Posterior a la ruptura.

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. Durante esta fase final de inyección, el área barrida aumentará y esto puede proveer suficiente producción de petróleo para justificar la continuación de la inyección. El proceso finalizará cuando no sea económico.

### 1.5 ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIA DE BARRIDO<sup>11</sup>

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los productores y a los límites del yacimiento. La eficiencia de desplazamiento se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. En general, el barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo.

#### 1.5.1 Razón de Movilidad.

Se define como la movilidad de la fase desplazante: agua o gas, dividida por la movilidad del fluido desplazado: petróleo.

$$M_{w,o} = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o}$$

Si  $M < 1$ , la razón de movilidad es favorable y si  $M > 1$ , la razón de movilidad es desfavorable.

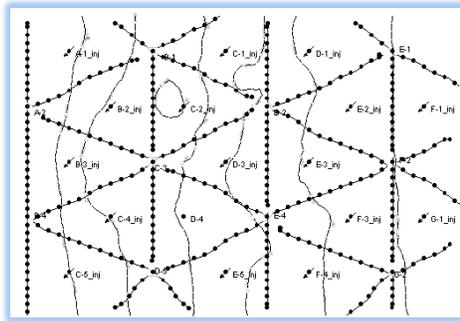
#### 1.5.2 Arreglos de Pozos.

Los factores que influyen en la selección del tipo de arreglo de pozos son: la forma original en que ha sido producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectoros a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, los procesos de desplazamiento en el yacimiento, frecuentemente se conducen en arreglos (patrones) donde una configuración específica de

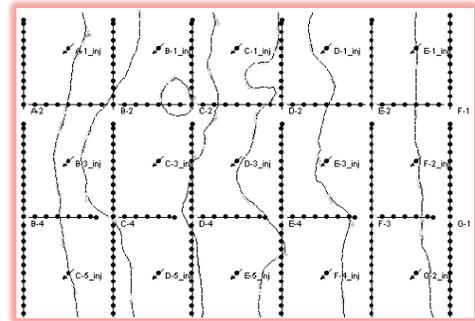
---

<sup>11</sup> ESCOBAR, Freddy Humberto. Ph.D, Aspectos fundamentos de recobro secundario y terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. 2006. Primera edición. 91 p.

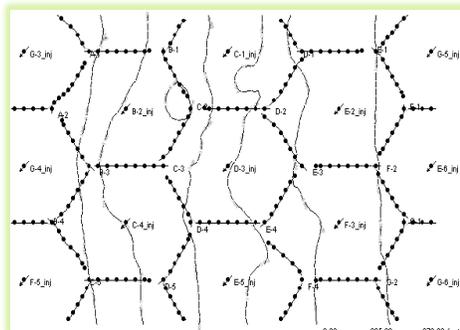
inyectores y productores se repite a través del campo, como los que se presenta en la siguiente figura.



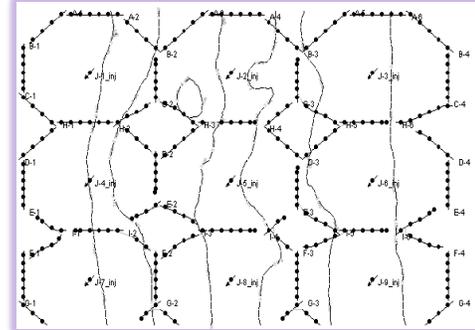
4 puntos invertido



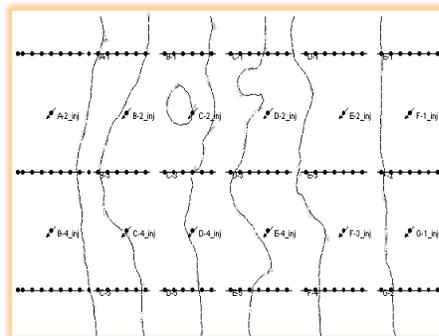
5 puntos invertido



7 puntos invertido



9 puntos invertido



Patrón de empuje líneas alternas

Figura9Diferentes tipos de arreglos de pozos<sup>12</sup>

Fuente: BERNATE A. Katterine, BOHORQUEZ R. Joyce. Evaluación del comportamiento del factor de recobro de yacimientos de crudos pesados sometidos a diferentes patrones de inyección de agua caliente utilizando un simulador térmico. 2013.

<sup>12</sup>BERNATE A. Katterine, BOHORQUEZ R. Joyce. Evaluación del comportamiento del factor de recobro de yacimientos de crudos pesados sometidos a diferentes patrones de inyección de agua caliente utilizando un simulador térmico. 2012.

Tabla 2. Características de los patrones de inyección<sup>13</sup>

Patrón	Relación Productores-Inyectores	Patrón de perforación Requerido
4-pozos normal (4N)	2	Triángulo equilátero
4-pozos sesgado (4S)	2	Cuadrado
5-pozos normal (5N)	1	Cuadrado
7-pozos normal (7N)	½	Triángulo equilátero
7-pozos invertido (7I)	2	Triángulo equilátero
9-pozos normal (9N)	1/3	Cuadrado
9-pozos invertido (9I)	3	Cuadrado
Empuje de línea directa	1	Rectángulo
Empuje de línea alterna	1	Línea intermitente de pozos

Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto. Ph.D, Aspectos fundamentos de recobro secundario y terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. 2006

### 1.5.3 Eficiencia de Barrido Areal.

Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación. Se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos; las propiedades de las rocas y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

<sup>13</sup> ESCOBAR, Freddy Humberto. Ph.D, Aspectos fundamentos de recobro secundario y terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. 2006. Primera edición. p 92.

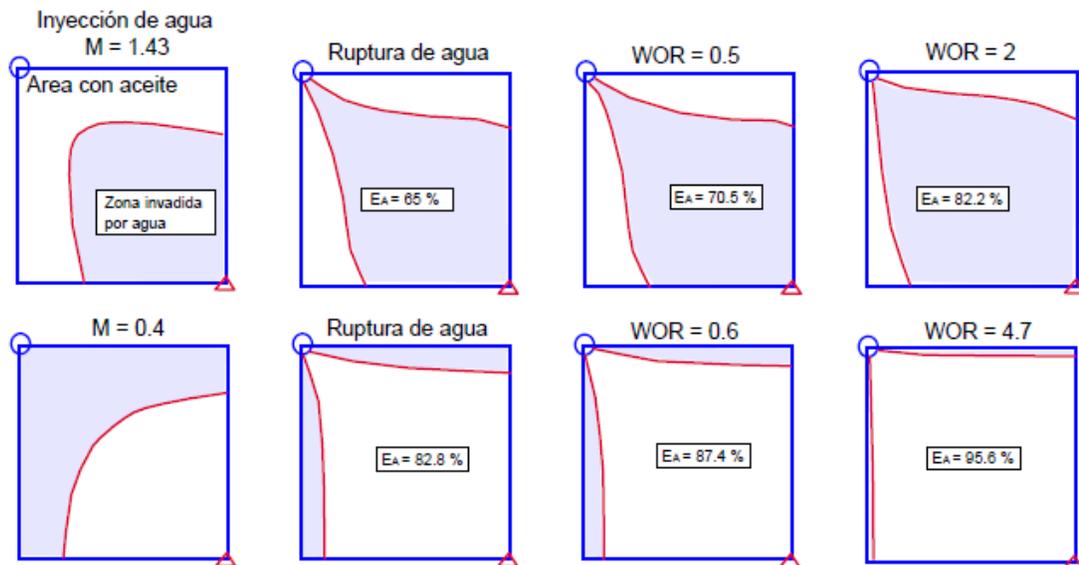


Figura 10 Representación del área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos<sup>14</sup>

Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

## 1.6 RECUPERACIÓN TÉRMICA

### 1.6.1 CONSIDERACIONES GENERALES<sup>15</sup>

En recuperación térmica, se debe tener presente una serie de consideraciones respecto a las variables básicas del yacimiento, tales como profundidad, porosidad, saturación de agua, etc. A continuación se presentan algunas consideraciones generales sobre las variables básicas del yacimiento.

Consideraciones específicas a cada uno de los diferentes procesos, se presentarán a medida que dichos procesos se vayan discutiendo a lo largo de estas notas.

#### 1.6.1.1 PROFUNDIDAD

Esta es una consideración primordial. A medida que la profundidad aumenta, la presión de inyección requerida normalmente aumenta. Para vapor, esto se traduce en la necesidad de generadores de mayor capacidad y de mejor calidad del agua de alimentación. Para aire, se traduce en un mayor número de etapas de compresión.

Por el lado favorable, un aumento de la profundidad significa que se puede aplicar una mayor caída de presión a los pozos productores, lo cual resultará en mayores tasas de producción para un crudo dado en una formación específica. Cuando los yacimientos son poco profundos y la presión de los mismos es baja, los fluidos

<sup>14</sup> ESCOBAR, Freddy Humberto. Ph.D, Aspectos fundamentos de recobro secundario y terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. 2006. Primera edición. p 94.

<sup>15</sup> Finol, A.: “Notas sobre Recuperación Térmica”. Universidad del Zulia. Escuela de Petróleo. Ene, 1978.

inyectados pueden fluir hacia la superficie a través de caminos de flujo que no conduzcan hacia los pozos productores. Si esto ocurre, es poco lo que se puede hacer para evitarlo.

La mayoría de los procesos térmicos existentes se realizan en yacimientos a profundidades menores a 2500 pies. Sin embargo, existen proyectos exitosos a mayores profundidades.

#### **1.6.1.2 PETRÓLEO IN SITU**

El petróleo in situ al momento en el cual el proyecto térmico es iniciado, es otra consideración importante. El petróleo residual dejado por una inundación con vapor y el petróleo consumido como combustible en la Combustión In Situ, en general, se consideran independientes de la saturación original de petróleo. En combustión, esto es cierto siempre y cuando la saturación inicial exceda un cierto valor mínimo.

Una de las preguntas más frecuentes es cuánto petróleo debe existir en sitio para iniciar un proyecto de recuperación térmica. No existe aún una respuesta sencilla a esta pregunta. Sin embargo, como regla práctica, la cual tiene muchas excepciones, se considera que no es recomendable iniciar un proyecto térmico en una formación que contenga menos de 1000 BY/acre-pie de petróleo in situ.

#### **1.6.1.3 POROSIDAD**

Además de su influencia en la cantidad de petróleo in situ, la porosidad tiene un papel importante en recuperación térmica. A medida que la porosidad aumenta, mayor es el volumen de petróleo y menor el volumen de roca que se calientan.

La porosidad es particularmente importante en un proceso de combustión. Se considera que un proceso de combustión en yacimientos con porosidad menor de 18% - 20% tiene pocas posibilidades de éxito.

#### **1.6.1.4 SATURACIÓN DE AGUA**

En yacimientos donde se haya efectuado una inyección de agua exitosa, son pocas las probabilidades de que un proyecto térmico sea también exitoso. Sin embargo, existen muchas excepciones a esta regla, especialmente si el precio del crudo es alto. Se piensa que muchos yacimientos agotados por empuje hidráulico natural podrían ser buenos candidatos para recuperación térmica, cuando la viscosidad del petróleo es tan alta que la recuperación primaria es baja. Así por ejemplo, si en un yacimiento de petróleo pesado que produce por empuje hidráulico, la recuperación es solo del 7% del petróleo in situ, éste se podría considerar como un candidato para recuperación térmica.

#### **1.6.1.5 SEGREGACIÓN**

Yacimientos producidos por empuje por gas en solución donde haya ocurrido segregación gravitacional, pueden presentar problemas cuando son sometidos a

procesos térmicos. Así por ejemplo, si un yacimiento con estas características es sometido a Combustión in Situ, la cantidad de petróleo quemada como combustible puede resultar muy alta o puede que el aire inyectado se canalice por la zona de gas. Si se inyecta vapor, el vapor puede canalizarse por el tope de la arena, resultando una ruptura temprana del vapor inyectado. Aunque las situaciones de este tipo no son ideales, ellas pueden ser toleradas y en algunos casos puede sacarse ventaja de las mismas. Por ejemplo, la inyección de vapor en la zona de gas de un yacimiento segregado puede ser aprovechada para calentar y recuperar parte del petróleo existente.

#### **1.6.1.6 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO**

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical. Una capa de lutita de 1 a 2 pies de espesor puede evitar la comunicación de presión aún después que la roca debajo de ella haya sido quemada. Si se inyecta en una sección que contenga una de estas capas de lutitas, el fluido inyectado puede confinarse a la zona de la sección debajo de la lutita, reduciendo así la eficiencia vertical. Esta situación puede resultar ventajosa en algunos casos. Así por ejemplo, en un yacimiento con varias arenas separadas por capas de lutitas, la inyección de energía térmica en una de las arenas del centro, puede resultar en aprovechamiento del calor perdido hacia las zonas o arenas adyacentes, produciendo el petróleo existente en ellas por expansión térmica y por reducción de viscosidad. Además, se podría hacer inyección selectiva.

Cuando la estratificación y la lenticularidad están presentes en grado extremo, se pierde confianza en las predicciones del comportamiento del proceso térmico que se realicen. Estas variables, aunque difíciles de estimar, no se deben ignorar.

#### **1.6.1.7 ESPESOR DE ARENA**

Este es un parámetro importante en todos los procesos térmicos. Para inyección de vapor o de agua caliente, es conveniente tener espesores moderadamente altos, ya que de esta manera las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes son bajas.

Para arenas de poco espesor, las pérdidas verticales de calor pueden dominar los procesos de inyección de vapor y de agua caliente. Una arena con menos de 50 pies de espesor se considera de poco espesor para inyección de vapor y de agua caliente. Esto no quiere decir que tales procesos no puedan aplicarse en arenas de menos de 50 pies, sino que deben considerarse otros parámetros que pueden ser importantes para el tipo de formación. Así por ejemplo, una arena de 500 md y 25 pies de espesor puede resultar inadecuada. Sin embargo, una arena de 25 pies puede resultar un buen prospecto si su permeabilidad es de 2500 md.

La conformación vertical en un proceso de Combustión Convencional disminuye a medida que el espesor aumenta. Esto ocurre debido a la tendencia del aire inyectado a fluir en la parte más alta de la estructura, debido a su baja densidad.

Probablemente existe un espesor ideal para lograr una conformación vertical máxima en una combustión convencional. Cuál es este valor, es difícil establecerlo. Sin embargo, se puede decir que una arena de 200 pies tendrá baja conformación vertical, mientras que una arena de 20 pies tendrá una conformación vertical excelente.

#### **1.6.1.8 MOVILIDAD DEL PETRÓLEO**

En algunos yacimientos, el petróleo en sitio es esencialmente inmóvil. Cuando esto ocurre, es difícil, sino imposible, el iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma de calentar un área considerable del yacimiento es creando una fractura. El incremento de temperatura resultante hace que el petróleo se haga móvil en otras áreas del yacimiento.

En otros yacimientos, el petróleo tiene alguna movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos. En este caso, los pozos productores requieren alguna forma de estimulación.

### **1.7 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA**

#### **1.7.1 Inyección de vapor<sup>16</sup>**

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada. En la Inyección Continua de Vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas y por extracción de solventes.

Uno de los procesos de inyección de vapor más utilizados en la actualidad, es el de la Inyección Alternada de Vapor (también conocida como Inyección Cíclica de Vapor, Remojo con Vapor, Estimulación con Vapor). Esta técnica consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un periodo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para

---

<sup>16</sup>ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002, P 20-22.

permitir la suficiente distribución de calor inyectado). Después de esto, el pozo es puesto nuevamente a producción.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la Inyección Cíclica de Vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación de la roca – yacimiento en caso de existir.

### **1.7.2 Combustión in situ.**

La Combustión In Situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da a lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión in Situ en un yacimiento, denominadas: Combustión Convencional o Hacia Delante (“Forward Combustión”) y Combustión en Reverso o Contracorriente (“Reverse Combustión”). En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada Combustión Húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua / aire inyectado, en: Húmeda Normal, Incompleta y superhúmeda. Las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciendo así los costos del proceso.

### **1.7.3 Inyección de agua caliente.**

La Inyección de Agua Caliente al igual que la Inyección Continua de Vapor, es un proceso de desplazamiento. El proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la Inyección Continua de Vapor.

En su forma más sencilla, la Inyección de Agua Caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo, mientras que en los procesos de vapor y los de combustión envuelvan una tercera fase: gas. En este sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se tratan básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente tanto por agua caliente como por fría.

Exceptuando los efectos de temperatura y el hecho de que generalmente se aplican a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios

elementos comunes con la inyección convencional de agua. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente básicamente son: reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

### **1.8 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE**

Cuando se inyecta agua caliente a través de un pozo, la formación en la vecindad del pozo es calentada, mientras que al mismo tiempo parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua caliente inyectada suministra el calor necesario a expensas de su calor sensible (el cual aproximadamente es, directamente proporcional a la temperatura), y como resultado, su temperatura disminuye. Además, como el agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, ésta se mezcla con los fluidos del yacimiento formando así una zona calentada, en la cual la temperatura varía, desde la temperatura de inyección en el pozo inyector, hasta la temperatura original del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector. A diferencia de la inyección de vapor, donde la zona formada por el vapor permanece aproximadamente a una temperatura constante (a saber, a la temperatura de saturación), en el caso de la inyección de agua caliente, la temperatura de la zona calentada será igual a la temperatura del agua caliente inyectada sólo a un tiempo “infinitesimal”.

Según los experimentos de *Willman* y col<sup>17</sup>, la recuperación de petróleo mediante el desplazamiento con agua caliente en relación con el desplazamiento normal con agua (sin calentar), se debe principalmente a los siguientes mecanismos: **al mejoramiento de la movilidad del petróleo**, como resultado de la reducción en su viscosidad y a la reducción del petróleo residual a altas temperaturas. Obviamente, **la expansión térmica del petróleo** contribuye a la reducción del petróleo residual a altas temperaturas, aunque en algunos casos las reducciones en el petróleo residual son significativamente más pronunciadas que lo que puede ser explicado por la expansión térmica solamente. El punto de vista más frecuente es que las reducciones en petróleo residual con aumento de temperatura por encima de aquellas explicables por la expansión térmica, se deben a cambios en las fuerzas de superficie de los fluidos a elevadas temperaturas. Estas fuerzas de superficie incluyen no solo las fuerzas interfaciales entre las fases petróleo y agua, sino también las fuerzas entre las superficies de los minerales y los líquidos, especialmente aquellas que puedan retener compuestos orgánicos complejos.

---

<sup>17</sup>Willman, B. T., Valleroy, V. V., Rumberg, G. W., Cornelius, A. J., and Powers, L. W.: “Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection”, Trans., AIME, 222: 681 (1961).

Estos cambios en las fuerzas de superficie no necesariamente reducen las fuerzas capilares, pues parece que varios de los sistemas roca/fluido estudiados se tornan más humectados por el agua a medida que aumenta la temperatura.

Otro factor envuelto en la recuperación por inyección de agua caliente es el efecto de **la temperatura** sobre las permeabilidades relativas al agua y al petróleo. Hasta el presente, aún no está claro cuál es el mecanismo que induce a estos cambios; sin embargo con base a ciertas investigaciones *Sinnokrot y col.*<sup>18</sup> y *Poston y col.*<sup>19</sup>, respectivamente, han informado sobre cambios en las presiones capilares y permeabilidades relativas, en la dirección de mayor humectabilidad al agua, con aumentos de temperatura, por lo que se puede decir que estos cambios son de forma tal, que el flujo fraccional de agua disminuye con la temperatura y como resultado, la recuperación de petróleo aumenta. La figura 11, tomada de *Combarnous y Sorieau*<sup>20</sup>, muestra esquemáticamente cómo:

- (1) la expansión térmica,
- (2) la reducción de viscosidad,
- (3) la humectabilidad, y
- (4) la tensión interfacial petróleo-agua, **afectan la eficiencia de desplazamiento de crudos de diferentes densidades**. Cualitativamente, se puede observar que la expansión térmica es más importante para los crudos livianos, mientras que para los crudos pesados, son más importantes la reducción de la viscosidad y los cambios de humectabilidad.

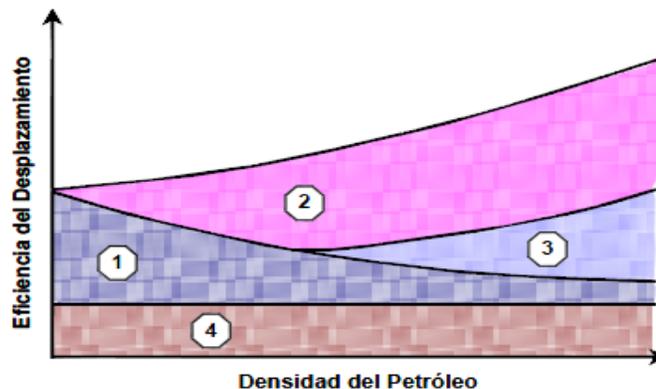


Figura 11 Contribuciones relativas de los mecanismos a la eficiencia del desplazamiento del petróleo por agua caliente.<sup>21</sup>

Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

<sup>18</sup>Sinnokrot, A. A., Ramey, H. J. Jr., and Marsden, S. S. Jr.: "Effect of Temperature Level Upon Capillary Pressure Curves", Soc. Pet. Eng. J. (March 1971), 13-22.

<sup>19</sup>Poston, S. W., Ysrael, S. C., Hassain, A.K.M.S., Montgomery, E. F. III, and Ramey, H. J. Jr.: "Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands", Soc. Pet. Eng. J. (June 1970), 171-180; Trans. AIME, 249

<sup>20</sup>Combarnous, M., and Sourieau, P.: "Les Methodes Thermiques de Production des Hydrocarbures", Revue. Inst. Francais de Pétrole (Jul.- Ago. 1976), Cap. 3, 543-517.

<sup>21</sup>Buckley, S. E., and Leverett, M. C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans. AIME (1942) 146, 107-116.

### 1.8.1 Ventajas y desventajas de la inyección de agua caliente.

Aunque el agua caliente es capaz de transportar una mayor cantidad de calor (entalpía) que el vapor, en base volumétrica, en general la inyectividad del vapor es mucho mayor que la del agua caliente.

Parece ser que la inyección de agua caliente será ventajosa donde las formaciones tengan una alta permeabilidad, suficiente para mantener una tasa de inyección alta, con el objeto de minimizar las pérdidas de calor. Además, como el incremento de temperatura logrado con el agua caliente es menor que el logrado con vapor, la inyección de agua caliente resultará más efectiva en yacimientos que contengan petróleos viscosos que exhiban una gran disminución en viscosidad para incrementos de temperatura relativamente pequeños.

Aunque el agua caliente exhibe una razón de movilidad más favorable que el vapor, los datos de campo tienden a demostrar que el agua caliente es susceptible a formar canales y a digitarse. Esto se debe en parte a los efectos de gravedad, tal como lo demuestran los resultados de *Spillette y Nielsen*<sup>22</sup>.

La inyección de agua caliente puede ser deseable en el caso de formaciones que contengan arcillas sensitivas al agua, puesto que el vapor podría dañar la formación en tales circunstancias. *Dietz*<sup>23</sup>, ha reportado el uso de agua caliente extremadamente salada (74 gr NaCl/litro) en pruebas de campo.

Los problemas en los equipos de inyección de agua caliente, en general, serán menos severos que en la inyección de vapor. Sin embargo, la cantidad invertida en generadores, equipos de superficie y en el pozo, es comparable a la del caso de la inyección de vapor. Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo, pueden causar una seria disminución en la temperatura del agua, mientras que en el caso de vapor sólo habrá una reducción en su calidad.

En el caso de petróleos livianos, donde la destilación con vapor contribuye en una alta proporción a la recuperación total, la inyección de agua caliente podría no ser efectiva, ya que la destilación no se hará efectiva debido a la ausencia de una fase gaseosa. Aunque esto, podría ser compensado por la inyección simultánea de gas como proponen *Slobod y Nielsen*<sup>24</sup>.

En resumen, existen áreas donde definitivamente la inyección de agua caliente podría ser utilizada económica y eficientemente como un proceso de recuperación.

---

<sup>22</sup>Spillette, A. G., and Nielsen, R. L.: “**Two-Dimensional Method for Predicting Hot Waterflood Recovery Behavior**”, SPE Paper 1895, presented at the 42nd. Annual Meeting of the Soc. Pet. Eng., Houston, Texas (Oct. 1967).

<sup>23</sup>Dietz, D. N.: “**Hot-Water Drive**”, Proc. Seventh World Pet. Cong. Ciudad de Mexico (1967), 3, 451-457.

<sup>24</sup>Slobod, R. L., and Nielsen, R. F.: Private Cominucation (F. Ali).

Sin embargo, todos los factores antes mencionados deben ser cuidadosamente analizados.

## 1.9 PÉRDIDAS DE CALOR DURANTE LA TRANSMISIÓN DE FLUIDOS CALIENTES

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 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. Ver figura 12.

### 1.9.1 Mecanismos de transferencia de calor<sup>2526</sup>

Por definición, calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, en el sentido que fluye de regiones de altas temperaturas a regiones de baja temperatura.

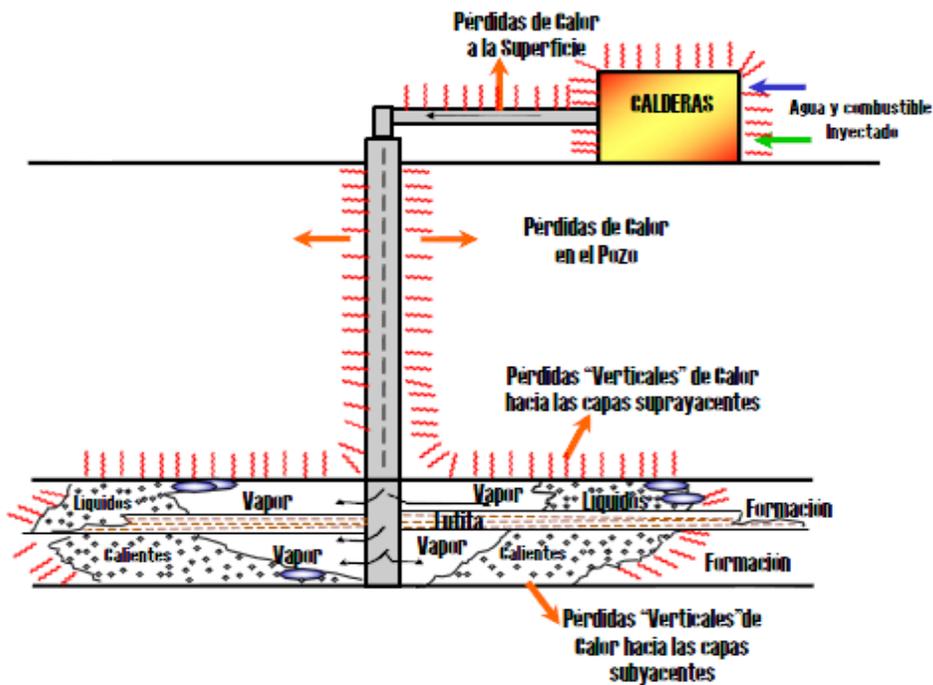


Figura12 Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes<sup>27</sup>  
Fuente: *Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

<sup>25</sup>Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: "Authors Reply to H.J. Ramey, Jr.," Trans. AIME (1959) 216, 365

<sup>26</sup>Ramey, H.J., Jr.: "Discussion of the Paper by Marx- Langenheim," Trans. AIME (1959) 216, 364.

<sup>27</sup>Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection," Trans. AIME (1959) 216, 312.315.

Los mecanismos básicos de transferencia de calor son: conducción, radiación y convección, aunque una inspección detallada del mecanismo de convección revela que este es una combinación de los mecanismos de radiación y conducción.

#### **1.9.1.1 Conducción.**

Es 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 a menor temperatura, en contacto físico con él. Si las temperaturas de los cuerpos no cambian con el tiempo, (o sea, el proceso ocurre bajo condiciones de flujo continuo), la ley física que describe el calor por conducción se conoce como la primera Ley de Fourier.

#### **1.9.1.2 Radiación.**

Es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas.

#### **1.9.1.3 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 diferencias de temperaturas, se dice que hay convección libre.

### **1.9.2 Calentamiento de la formación por inyección de aguacaliente**

Cuando un fluido caliente, tal como agua o gas, caracterizados solamente por su calor sensible (o sea, sin calor latente), es inyectado en un medio poroso, se crea en el medio poroso una distribución de temperatura. A cualquier tiempo dado, la temperatura en el punto de inyección (plano ó superficie) es igual a la temperatura del fluido  $TF$ . A medida que el fluido se mueve del punto de inyección, la temperatura cae, alcanzando eventualmente la temperatura de la formación  $TR$ .

Esta distancia, y por lo tanto el tamaño de la zona calentada por el fluido aumentará a medida que aumenta el tiempo de inyección, pero la temperatura de la zona calentada siempre estará por debajo de la temperatura del fluido  $TF$ .

Teóricamente, sólo a un tiempo infinito la temperatura en el yacimiento será igual a  $TF$ .

**Ver en el Anexo 1. Modelamiento matemático.**

## 2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS

### 2.1 SIMULADORSTARS

Para el desarrollo de este proyecto se empleó un simulador termal; STARS, simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos. Constituye la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG; trifásico de múltiples componentes de aplicación térmica e inyección de vapor. Los sistemas de enmallado pueden ser Cartesianos, cilíndricos o de profundidad variable / espesor variable<sup>28</sup>.

La decisión de su aplicabilidad es razón propia de la evaluación que se realiza. El método de inyección de Agua Caliente es impulsado como eficiente proceso de recuperación, sustentado en los resultados obtenidos para yacimientos de crudos pesados y/o extrapesados, con problemas de movilidad por sus altísimos valores de viscosidad, jugando entonces la temperatura, el más importante papel en la determinación del proceso. Imprescindible entonces todo análisis termodinámico que sugiera la conducción del proceso.

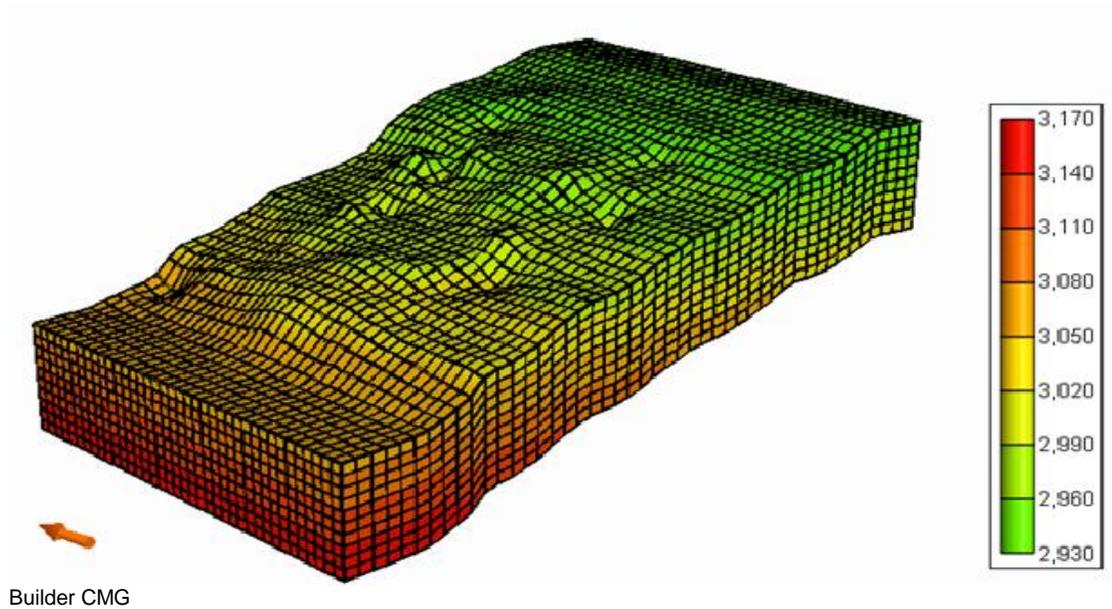
### 2.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo del caso base y de las simulaciones se generó una grilla de bloques ortogonales centrados de tres dimensiones, con 46 celdas en la dirección X, 38 celdas en la dirección Y, y 10 celdas en la dirección Z para una malla de 17480 celdas; el tamaño de las celdas en X fue de 60 pies, en la dirección Y fue de 46 pies y el tamaño de las celdas en la dirección Z fue de 10 pies. Se generó un modelo en el cual las condiciones simuladas se asemejan a un caso real por lo que la grilla presenta una inclinación aproximada de 3° con respecto a la horizontal y la superficie de la grilla está ajustada a un mapa de topes como se ilustra en la Gráfica 1. El modelamiento del caso base presenta 27 pozos verticales, todos ellos productores (ver Gráfica 2.).

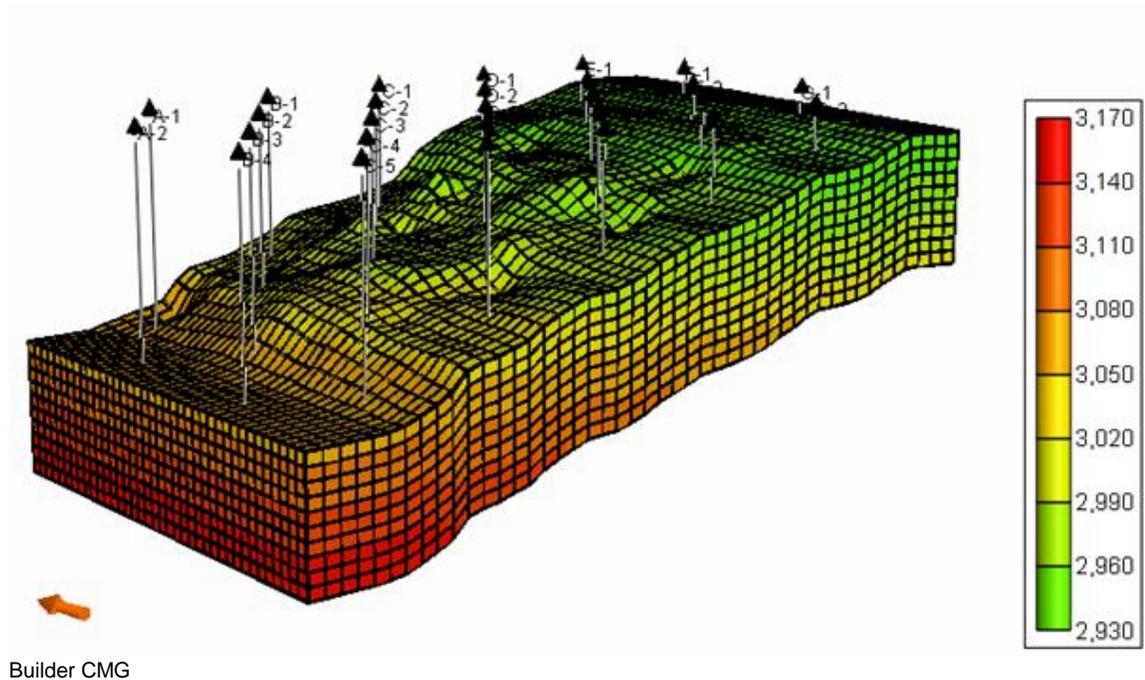
---

<sup>28</sup> Manual STARS. CMG

**Gráfica 1. Mapa de topes (pies) Vista 3D de la grilla utilizada para la Simulación**



**Gráfica 2. Mapa de topes (pies) pozos perforados Vista 3D de la grilla utilizada para la simulación**



### 2.3 MODELAMIENTO PVT

El PVT utilizado para el desarrollo de este proyecto fue tomado de la tesis "ADEQUATE DESCRIPTION OF HEAVY OIL VISCOSITIES AND A METHOD TO ASSES OPTIMAL STEAM CYCLIC PERIODS FOR THERMAL RESERVOIR SIMULATION" por ALONSO LUIS MAGO; un estudio para la correcta caracterización y la regla de mezclas adecuada, aplicadas a las características típicas de un PVT de crudosextrapesadosdel campo Hamaca (ubicado en el cinturón de crudos pesados del Orinoco en Venezuela) en una simulación de recobro térmico.

Para el estudio se establecen como temperatura inicial de yacimiento 150 °F y una Presión de 1300 Psia, condiciones representativas de yacimientos de crudo pesado.

*Tabla 3. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca*

<b>Componentes</b>	<b>Composición del fluido en % molar</b>
N <sub>2</sub>	0.03
CO <sub>2</sub>	1.92
C <sub>1</sub>	29.04
C <sub>2</sub>	0.29
C <sub>3</sub>	0.15
i-C <sub>4</sub>	0.07
n-C <sub>4</sub>	0.12
i-C <sub>5</sub>	0.08
n-C <sub>5</sub>	0.08
C <sub>6</sub>	0.31
C <sub>7</sub>	0.72
C <sub>8</sub>	0.11
C <sub>9</sub>	0.06
C <sub>10+</sub>	67.02
Total Moles %	100.00
<b>Propiedades C10+</b>	
Gravedad específica del Gas (aire=1)	1.008
Peso Molecular	531.886
<b>Propiedades del Fluido</b>	
Peso Molecular	363.48
GOR (SCF/STB)	111.5
Gravedad específica el Aceite °API	9.3

*Fuente: Adequate description of heavy oil viscosities and a method to assess optimal steam cyclic periods for thermal reservoir simulation. Alonso Luis Mago.*

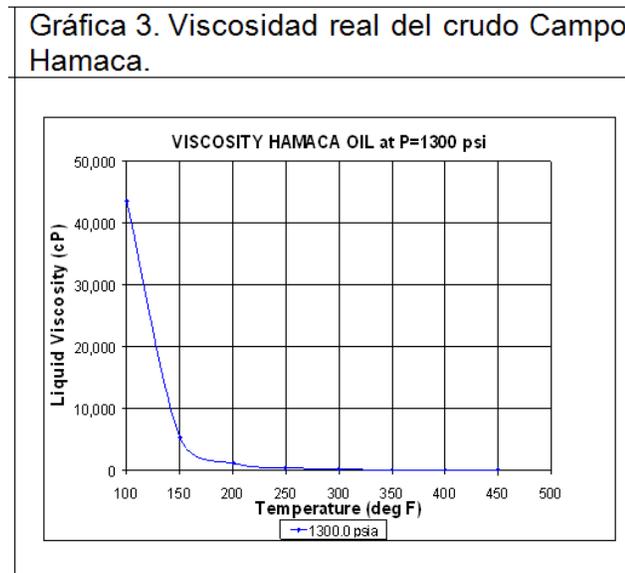
Tabla 4. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca

VISCOSIDAD CRUDO HAMACA A 1300 PSI	
Temperature (deg F)	Liquid Viscosity (cp.)
100	43497.2
150	5213.38
200	1048.38
250	300.032
300	110.091
350	48.4224
400	24.4171
450	13.6917

Winprop-CMG

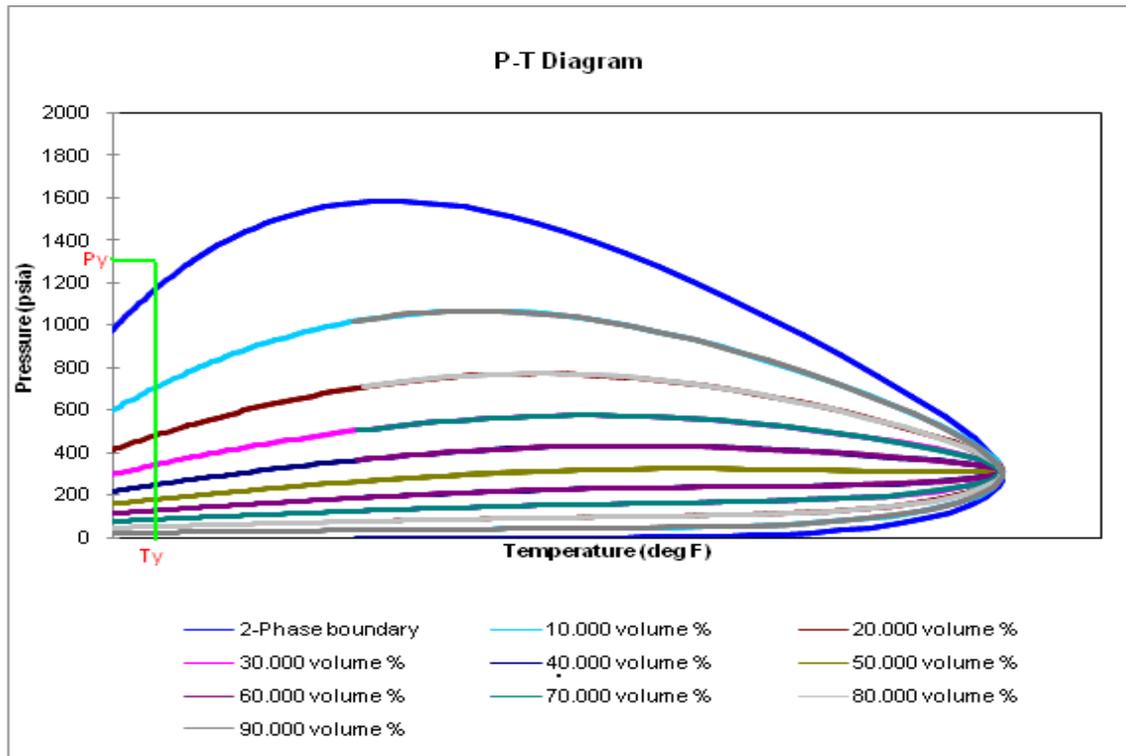
Fuente: Adequate description of heavy oil viscosities and a method to assess optimal steam cyclic periods for thermal reservoir simulation. Alonso Luis Mago.

Gráfica 3. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca



Fuente: Adequate description of heavy oil viscosities and a method to assess optimal steam cyclic periods for thermal reservoir simulation. Alonso Luis Mago.

**Gráfica 4. Diagrama de fases**



Wimprop CMG

Mediante el diagrama de fases se consiguió la caracterización del crudo trabajado, observando un comportamiento propio de un yacimiento de aceite vivo, que bajo algunas condiciones puede llegar a liberar gas.

## 2.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Basado en las recomendaciones halladas en la bibliografía consultada de trabajos de inyección de agua caliente, se recomienda trabajar el modelo bajo los siguientes rangos de características del yacimiento:

*Tabla 5. Rangos de los parámetros de yacimiento recomendados.*

PROPIEDADES	RANGOS
Espesor de la formación (ft)	> 50
Porosidad (%)	> 30
Saturación inicial de aceite (%)	> 60
Permeabilidad horizontal (D)	0.5 – 2
Presión de yacimiento (psi)	1100 – 1500
OIP	>1000 BY/acre-ft

*Fuente: Recopilación bibliográfica.*

Del mismo modo se generó un caso base con propiedades heterogéneas, en donde la propiedad varía entre los rangos recomendados en estudios previos como se mencionó con anterioridad:

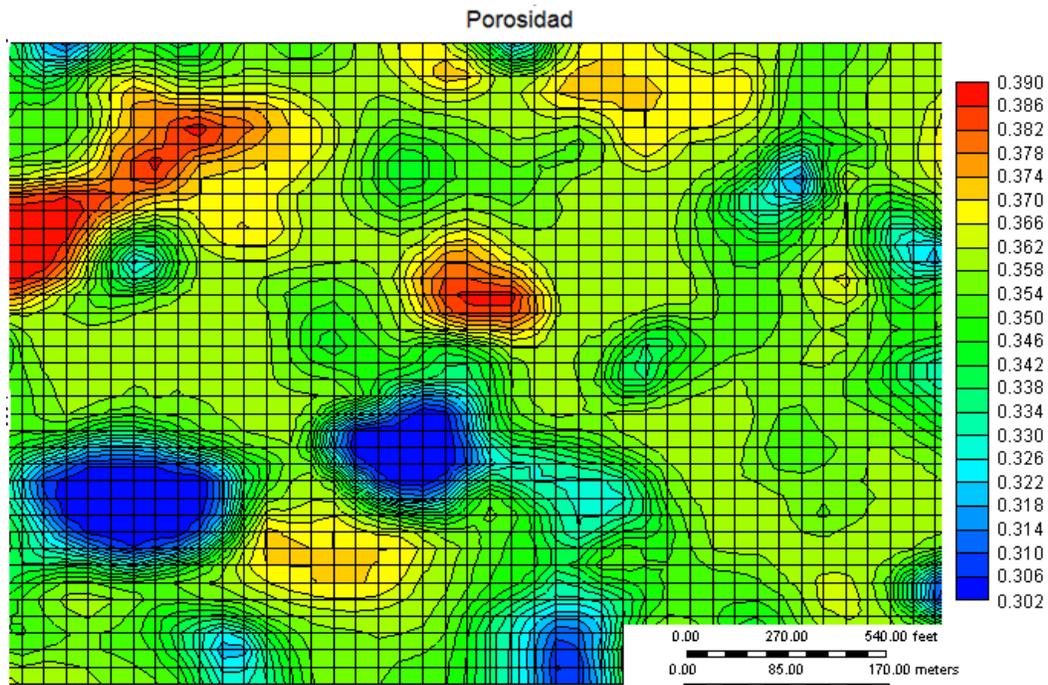
*Tabla 6. Propiedades del yacimiento base*

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación	2930ft - 3170 ft
Longitud horizontal. (X)	2750 ft
Longitud horizontal. (Y)	1750 ft
Inclinación (con respecto a la horizontal)	°3
Temperatura	150 °F
Espesor (z)	100 ft
Porosidad(ver Gráfica 3)	30 % - 40%
Saturación inicial de aceite	80 %
Permeabilidad horizontal (ver Gráfica 4)	1 D – 1.6 D
Presión	1300 psi

*Fuente : Recopilación bibliográfica.*

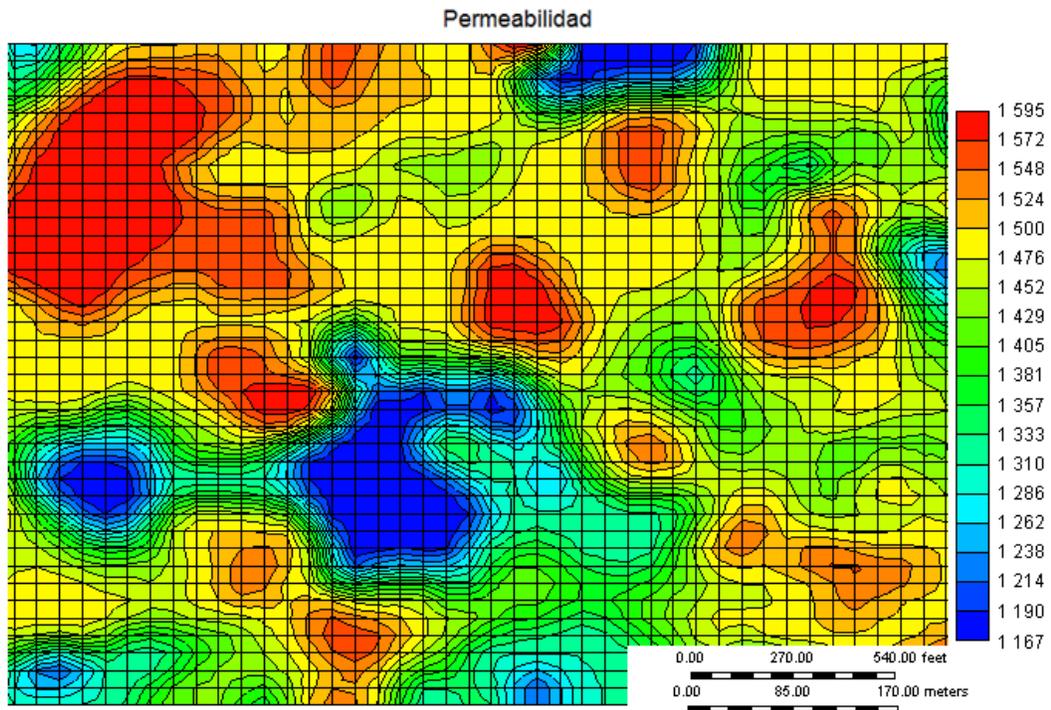
De acuerdo a estas propiedades, el yacimiento trabajado tiene un volumen poroso de 30.2 MMB y un volumen de aceite 24.17MMSTB.

**Gráfica 5. Distribución de porosidad del yacimiento.**



Builder CMG

**Gráfica 6. Distribución de permeabilidad del yacimiento.**



Builder CMG

Asimismo se le asignó al caso base, los correspondientes parámetros operacionales, teniendo en cuenta los valores recomendados para este tipo de proyecto.

*Tabla 7. Parámetros operacionales del proceso de inyección de agua caliente.*

PARÁMETRO	VALOR
Presión de inyección	1500 psi
Temperatura de inyección	400 °F
Pwf pozo productor	200 psi
Tiempo de simulación	5475 días (15 Años)

*Fuente: Recopilación bibliográfica.*

## 2.5 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN

La evaluación del proyecto fue realizada en un yacimiento de crudo pesado inicialmente con 27 pozos productores verticales con el propósito de evaluar el caso en frío. Para el caso de la valoración de los patrones de inyección estos son definidos bajo la conversión de pozos productores a inyectoros, y los pozos

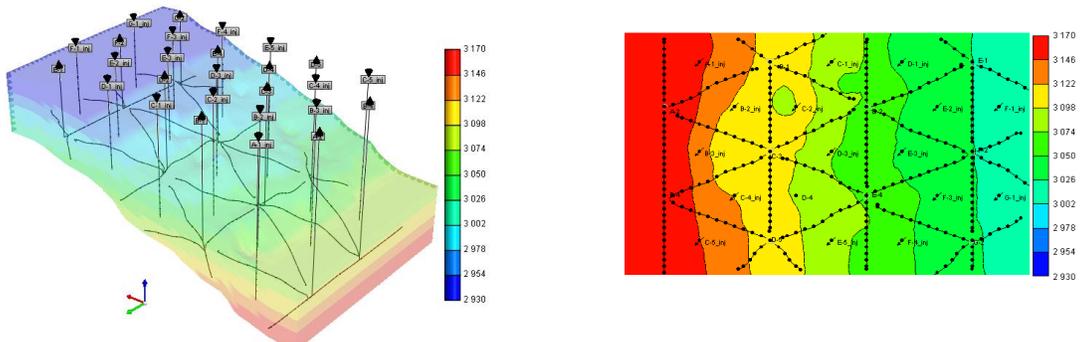
productores son pozos nuevos y pozos ya perforados; posteriormente convertidos a horizontales.

En los casos evaluados los pozos inyectoros son pozos verticales, con perforados en todo el estrato productor, que inician el proceso de recobro térmico a los 2 años de haber iniciado la producción del campo. Los pozos productores son horizontales, con perforados definidos en la última capa de la grilla.

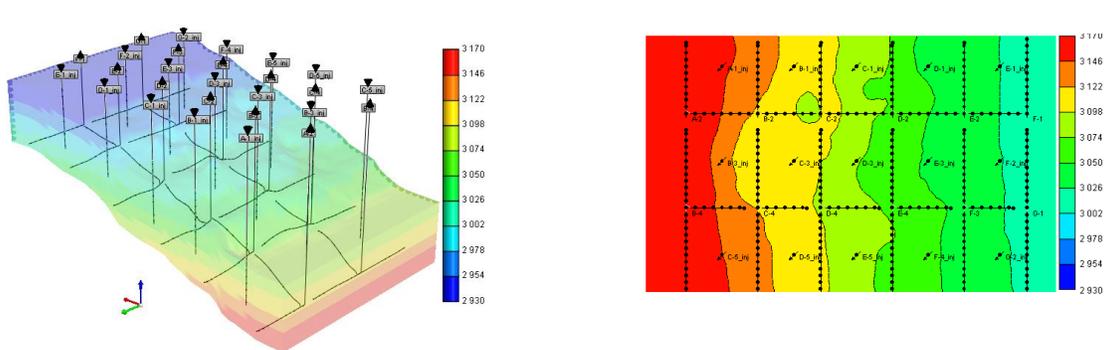
Los patrones de inyección utilizados en este estudio son:

- 4 puntos normales, con 16 pozos inyectoros verticales y 11 pozos productores horizontales. Ver Gráfica 7.
- 5 puntos invertido, con 12 pozos inyectoros verticales y 15 pozos productores horizontales. Ver Gráfica 8
- 7 puntos invertido, con 13 pozos inyectoros verticales y 20 pozos productores horizontales. Ver Gráfica 9
- 9 puntos invertido, con 9 pozos inyectoros verticales y 42 pozos productores horizontales. Ver Gráfica 10
- Patrón de empuje de líneas alternas, con 12 pozos inyectoros verticales y 15 pozos productores horizontales. Ver Gráfica 11

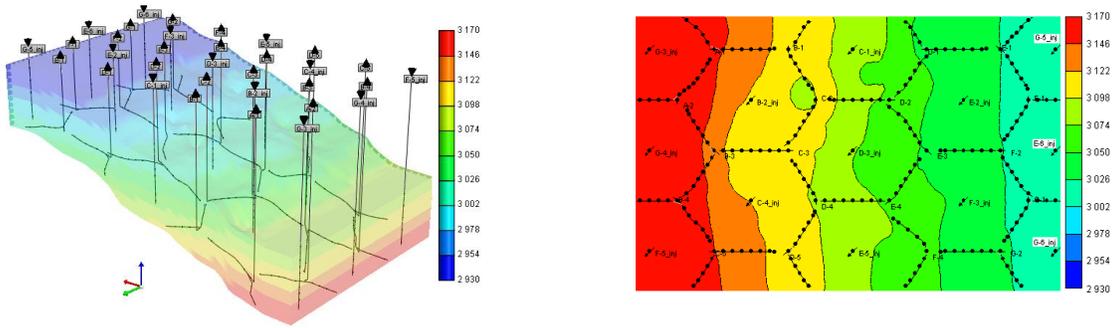
**Gráfica 7. Patrón 4 puntos vista 3D y 2D.**



**Gráfica 8. Patrón 5 puntos vista 3D y 2D.**

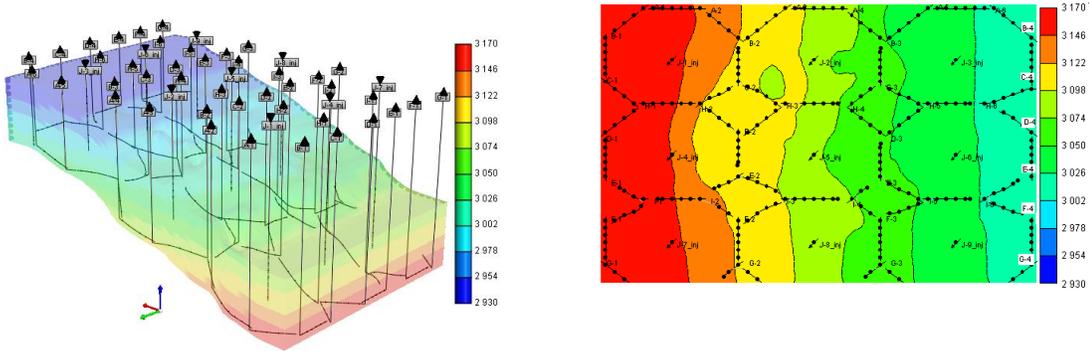


**Gráfica 9. Patrón 7 puntos vista 3D y 2D.**



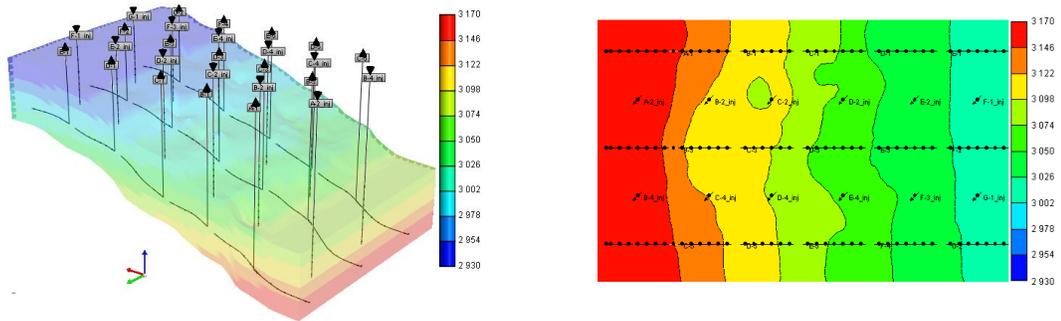
Builder CMG

**Gráfica 10. Patrón 9 puntos vista 3D y 2D.**



Builder CMG

**Gráfica 11. Patrón con empuje líneas alternas vista 3D y 2D.**



Builder CMG

La entrada de datos necesarios para las simulaciones se maneja mediante la aplicación Builder del paquete de software del CMG.

Dentro de estas opciones se encuentran, la selección de componentes a partir del PVT del crudo de Hamaca, el cual es de aceite vivo, que bajo algunas condiciones puede llegar a liberar gas, por lo que los componentes son definidos por 3 fases: agua, aceite muerto y gas en solución.

Se ingresan propiedades de la roca y fluido definiendo una roca ligeramente mojada por agua. Con conductividad térmica de la roca 44 Btu °F/ft-día y la capacidad calorífica de 33 Btu °F/ft<sup>3</sup>.

Los pozos fueron especificados en las secciones verticales y horizontales, completados celda a celda, conectando así los pozos al yacimiento. Los pozos inyectoros son controlados por presión de inyección a 1500 psi. y los productores son controlados por presión de fondo fluyendo a 200 psi. Las simulaciones se dividieron en 4 etapas.

### **2.5.1 Evaluación de caso en frío.**

Se diseñó un caso de producción en frío del yacimiento, para el posterior análisis y comparación de la recuperación incremental de crudo, al desarrollar un proceso de inyección de agua caliente en cada uno de los patrones de inyección.

### **2.5.2 Evaluación de los patrones de inyección.**

En la etapa siguiente se evalúa la eficiencia de la inyección de agua caliente variando los patrones de inyección, manteniendo en todos los casos las propiedades del yacimiento y condiciones operacionales constantes.

*Tabla 8. Casos patrones de inyección.*

<b>Caso</b>	<b>Descripción Caso</b>
1	Caso base, Patrón 4 puntos.
2	Caso base, Patrón 5 puntos.
3	Caso base, Patrón 7 puntos.
4	Caso base, Patrón 9 puntos.
5	Caso base, Patrón de líneas alternas.

### **2.5.3 Variación y optimización de los parámetros operacionales del proceso de inyección de agua caliente.**

Así como en el caso anterior, basados en casos reales se identificaron los parámetros operacionales más relevantes dentro del proceso de inyección de agua caliente y se realizó el análisis, haciendo una optimización de los mismos, usando las propiedades de yacimiento definidas inicialmente, por ser estas representativas de yacimientos de crudos pesados reales (Ver tabla 9).

La optimización será progresiva, a medida que se va encontrando una optimización, la variable optimizada es usada para la siguiente simulación y así sucesivamente.

*Tabla 9. Casos de parámetros a evaluar.*

<b>PARAMETROS</b>	<b>VALOR</b>			
Capas perforadas del inyector.	4 Superiores	4 Centrales		4 inferiores
Rata de inyección (bbl/día)	3140	6280	12560	18840
Temperatura de inyección (°F)	350	400		450
Q producción (bopd)	500	1000	2000	3000

#### **2.5.4 Optimización del mejor patrón.**

Por último teniendo en cuenta los resultados de la optimización logrados con las simulaciones anteriores, se eligió el mejor patrón mediante criterio económico (citados en el capítulo 4), al cual consecutivamente se le añaden unas optimizaciones finales, con el propósito de mejorar aún más el proceso.

### 3 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

#### 3.1 EVALUACIÓN DEL PROCESO.

Los casos simulados para el proceso de inyección de agua caliente fueron evaluados para un periodo de 15 años. La evaluación de los casos se realizó a partir de los comportamientos observados en la producción acumulada de aceite, la inyección acumulada de aguacaliente, el factor de recobro, factor de recobro neto y el petróleo producido acumulado CWOR.

##### 3.1.1 Producción acumulada de aceite ( $N_{po}$ ).

La producción acumulada de aceite (MMSTB) se obtuvo de los reportes que arroja la simulación. Este valor es la producción total de aceite del campo en los 15 años simulados.

##### 3.1.2 Inyección acumulada de agua caliente ( $N_{iw}$ ).

La inyección acumulada de agua caliente (MMSTB) se obtuvo de los reportes que arroja la simulación. Este valor es la inyección total de agua caliente en el campo en los 15 años simulados, manejada como agua equivalente.

##### 3.1.3 Producción acumulada neta de aceite para venta ( $N_{COPS}$ )<sup>29</sup>.

La producción acumulada neta de aceite (MMSTB) para venta es definida como, la producción acumulada de aceite menos el aceite usado como combustible para generar el aumento en la temperatura del agua requerida para el proceso. Se asume que todo el gas producido es usado en otro propósito y que únicamente se usa aceite para generar el calentamiento del agua.

$$NCOPS = N_{po} - N_{owg} \quad (1)$$

$N_{po}$  = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

$N_{owg}$  = Volumen equivalente de aceite necesario para generar un aumento en la temperatura en el agua (MMSTB).

Para calcular el consumo de combustible para generar el calentamiento del agua, se consideró que el contenido calórico producido de un aceite de 9.3 °API fue 19377.87 BTU/Lb calculado a 77 °F.

---

<sup>29</sup>GONZALEZ, K; BASHBUSH, J.L; RINCÓN, A y SCHLUMBERGER. Simulation Study of Steam flooding with Horizontal Producers Using PEBI Grids. Artículo preparado para la conferencia 2009 SPE LACPEC. Cartagena 2009.

La liberación de energía durante la combustión de este aceite pesado es aproximadamente equivalente a 6.35 MMBTU/barril. Para calcular la cantidad de energía necesaria para generar el calentamiento del agua, se consideró que el agua de alimentación tenía una temperatura de 60 °F (Condiciones Estándar), la temperatura y presión de salida del calentador de agua fue de 400 °F y 1500 psi respectivamente. Sin embargo no toda la energía liberada se transfirió al agua; parte de estas pérdidas fueron a la atmósfera y a los elementos adyacentes al sistema; para este estudio se consideró que la eficiencia de la caldera es de 90%.

Para determinar la cantidad de barriles de agua que 1 barril de nuestro aceite puede calentar, llevamos a cabo la siguiente conversión a partir de la densidad del agua.

$$\frac{8,34 \text{ lb}}{\text{gal}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ bbl}} * \frac{1 \text{ kg}}{2.2 \text{ lb}} = 159.22 \frac{\text{kg}}{\text{bbl}}$$

Conociendo el valor del calor específico del agua:

$$4.1813 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg } ^\circ\text{C}} * \frac{0.94815 \text{ Btu}}{1 \text{ KJ}} * \frac{159.22 \text{ kg}}{\text{bbl}} = 631.23 \frac{\text{Btu}}{\text{bbl } ^\circ\text{C}}$$

El cambio de temperatura que se desea es de 340 °F equivalente a 171 °C

$$631.23 \frac{\text{Btu}}{\text{bbl } ^\circ\text{C}} * 171 ^\circ\text{C} = 107940.33 \frac{\text{Btu}}{\text{bbl}}$$

Como la eficiencia del proceso de calentamiento es del 90 %, se tomara 5,715 MMBtu/bbl como la energía liberada por nuestro crudo durante su combustión en lugar de 6,35MMBtu/bbl.

$$\frac{\Delta Q_w}{\Delta Q_o} = \frac{107940.33 \frac{\text{Btu}}{\text{STBW}}}{5715000 \frac{\text{Btu}}{\text{STBW}}} = 0.0188875 \frac{\text{STBO}}{\text{STBW}}$$

Por lo tanto con un barril de aceite quemado, aproximadamente **53** barriles de agua son llevados de la temperatura de alimentación (temperatura estándar) a la temperatura de inyección de 400 °F.

### 3.1.4 Factor de recobro (FR).

El factor de recobro (%) es la relación de petróleo producido con el petróleo original in-situ, este sirve para evaluar la eficiencia técnica del proceso.

$$FR = \frac{N_{oi} - N_o}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po}}{N_{oi}} * 100\% \quad (2)$$

$N_{oi}$  = Volumen de petróleo original In-situ (MMSTB).

$N_o$  = Volumen de petróleo In-situ al final de un periodo de tiempo dado (MMSTB).

$N_{po}$  = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

### 3.1.5 Factor de recobro neto (FR neto).

Para evaluar la producción de aceite dentro del modelo, el factor de recobro neto fue calculado tomando en cuenta los cambios en el petróleo in-situ en el modelo y restando los barriles de aceite necesario para generar el aumento de la temperatura del agua, a inyectar en el modelo. Por lo tanto esta definición de factor de recobro es afectada por el aceite utilizado durante el proceso.

La ecuación usada es la siguiente.

$$FR_{NETO} = \frac{N_{oi} - N_o - N_{owg}}{N_{oi}} \times 100\% = \frac{N_{po} - N_{owg}}{N_{oi}} \times 100\% \quad (3)$$

$N_{oi}$  = Volumen de Petróleo Original In-situ (MMSTB).

$N_o$  = Volumen de Petróleo In-situ al final de un periodo de tiempo dado (MMSTB).

$N_{po}$  = Volumen de Producción de Aceite Acumulada (MMSTB).

$N_{owg}$  = Volumen equivalente de aceite necesario para generar el aumento de temperatura en el agua (MMSTB).

### 3.1.6 Relación de agua caliente acumulada aceite acumulado (CWOR)<sup>30</sup>.

El CWOR es la relación entre los barriles equivalentes acumulados de agua caliente inyectados, por cada barril acumulado de aceite producido. Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$CWOR = \frac{N_{iw}}{N_{po}} \quad (4)$$

$N_{iw}$  = Volumen de agua caliente acumulada inyectada.

$N_{po}$  = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

Para hallar el límite económico de la relación agua caliente inyectada acumulada por petróleo producido acumulado  $CWOR_{EL}$ , se trabajó asumiendo el precio del petróleo a US\$ 30. El precio de un barril de agua caliente a inyectar en US\$ 5, la utilidad mínima del proyecto 20%.

---

<sup>30</sup>PERDOMO, L; PÉREZ, C. y FERNÁNDEZ, R. The Impact of Steam Placement Control on SAGD Performance: A Numerical Study from the Orinoco Heavy Oil Belt. (PDF 450). Presentation in the World Heavy Oil Congress 2008.

El límite económico determina la producción mínima necesaria para pagar el calentamiento del agua de inyección, más la utilidad del proyecto, más el costo inicial del proyecto.

El costo inicial del proyecto incluye, la perforación y conversión de los pozos productores e inyectores para desarrollar el patrón en caso.

*Tabla 10. Pozos productores e inyectores por patrón.*

	<b>4 puntos</b>	<b>5 puntos</b>	<b>7 puntos</b>	<b>9 puntos</b>	<b>Líneas Alternas</b>
<b>Productores</b>	11	15	20	42	15
<b>Inyectores</b>	16	12	13	9	12

Esto implica un costo inicial, que tendrá que ser cubierto con la producción del campo.

En la tabla 11 se puede observar los cálculos de costos por patrón y el equivalente en barriles de aceite por cada 53 barriles de agua caliente a inyectar.

*Tabla 11. Costo inicial por patrón.*

	<b>4 puntos</b>	<b>5 puntos</b>	<b>7 puntos</b>	<b>9 puntos</b>	<b>Líneas Alternas</b>
<b>Costo productores (\$US)</b>	22'000,000	30'000,000	40'000,000	84'000,000	30'000,000
<b>Costo inyectores (\$US)</b>	8'000,000	6'000,000	6'500,000	4'500,000	6'000,000
<b>Total inversión inicial(\$US)</b>	30'000,000	36'000,000	46'500,000	88'500,000	36'000,000
<b>Pago diario deuda (\$US)/bbl</b>	2.74	3.29	4.25	8.08	3.29

Estos cálculos se realizan con base a:

*Tabla 12. Costo pozos.*

<b>Costo inyector (\$US)</b>	500,000
<b>Costo Productor (\$US)</b>	2'000,000

*El pago diario se calcula con base a los 15 años de producción, asumiendo un año igual a 365 días, dividiendo el costo inicial sobre el tiempo de producción, se toma como promedio de producción mínima de 2000 barriles de aceite por día.*

Por lo cual el  $CWOR_{EL}$  estaría definido como:

$$CWOR_{EL} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{\text{Volumen equivalente (bwed)}}{\frac{(\text{Volumen equivalente} * \text{precio vapor}(\$)) + \text{Inversion inicial} (\$ * bwed)}{(\text{costo barril aceite}(\$)) * (100 - \text{utilidad} \%)}}$$

Para el caso de 7 puntos:

$$CWOR_{EL} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{53 \text{ bwed}}{\frac{(53 \text{ bwed} * \$5) + 2.74\$ * bwed}{(30\$) * (100 - 20\%)}} = 4.60$$

Los resultados de todos los patrones son mostrados en la tabla 13.

Tabla 13.  $CWOR_{EL}$  para cada patrón.

Patrón	$CWOR_{EL}$
4 puntos	4,67
5 puntos	4,65
7 puntos	4,60
9 puntos	4,44
Líneas alternas	4,65

Los valores de  $CWOR_{EL}$  fueron tomados como referencia para evaluar y comparar los resultados conseguidos con las simulaciones y determinar si los proyectos son económicamente viables o no.

### 3.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

Los resultados obtenidos fueron tabulados y graficados en el orden como se mencionó en el capítulo 2, "Descripción de los casos simulados".

#### 3.2.1 Evaluación de Caso en frío.

Tabla 14. Comportamiento de los parámetros bajo la producción en frío del campo.

Caso	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{pw}$ (MMSTB)	FR (%)
Producción en frío	0.977	0.0682	4.28

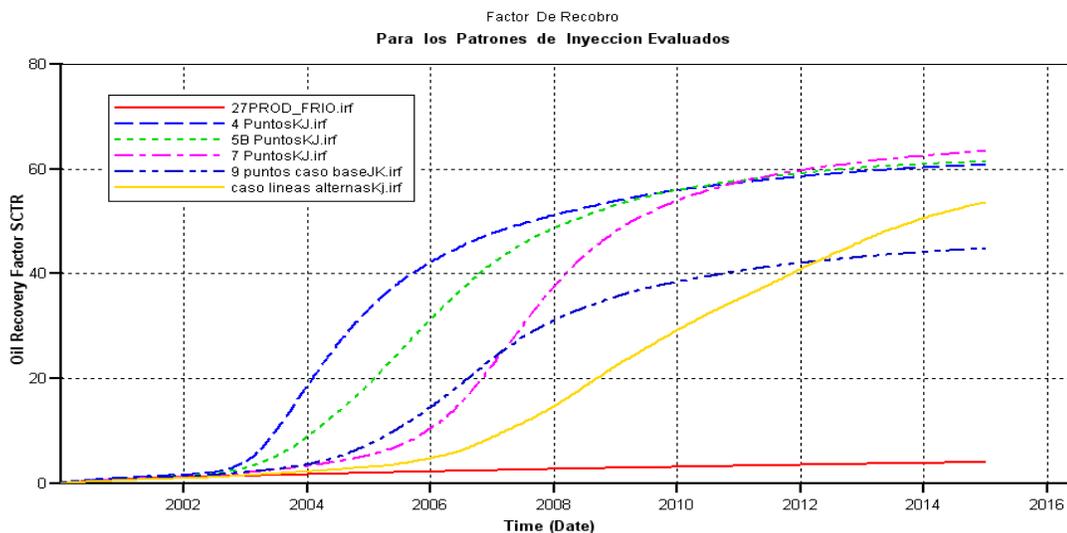
Este caso es base para comparar la eficiencia de la inyección de agua caliente, se observa la baja producción del campo bajo condiciones normales de producción.

### 3.2.2 Evaluación de los patrones de inyección.

Tabla 15. Comportamiento de los parámetros bajo diferentes patrones de inyección.

Patrón	Npo (MMSTB)	Niw (MMSTB)	Nowg (MMSTB)	Ncops (MMSTB)	Cwor	FR (%)	FR neto (%)
Caso en frio	0.98	N/A	N/A	N/A	N/A	4.28	4.28
4 Puntos	13.88	14618	275.81	-261.93	1053.17	60.80	-1147.3
5 Puntos	14.03	11121	209.83	-195.80	792.66	61.45	-857.64
7 Puntos	14.47	6680	126.04	-111.57	461.64	63.38	-488.69
9 Puntos	7.47	1180	22.26	-14.79	157.97	32.72	-64.80
Líneas Alternas	12.24	3351	63.23	-50.99	273.77	53.61	-223.3

Gráfica 12. Factor de recobro evaluado para los patrones simulados.

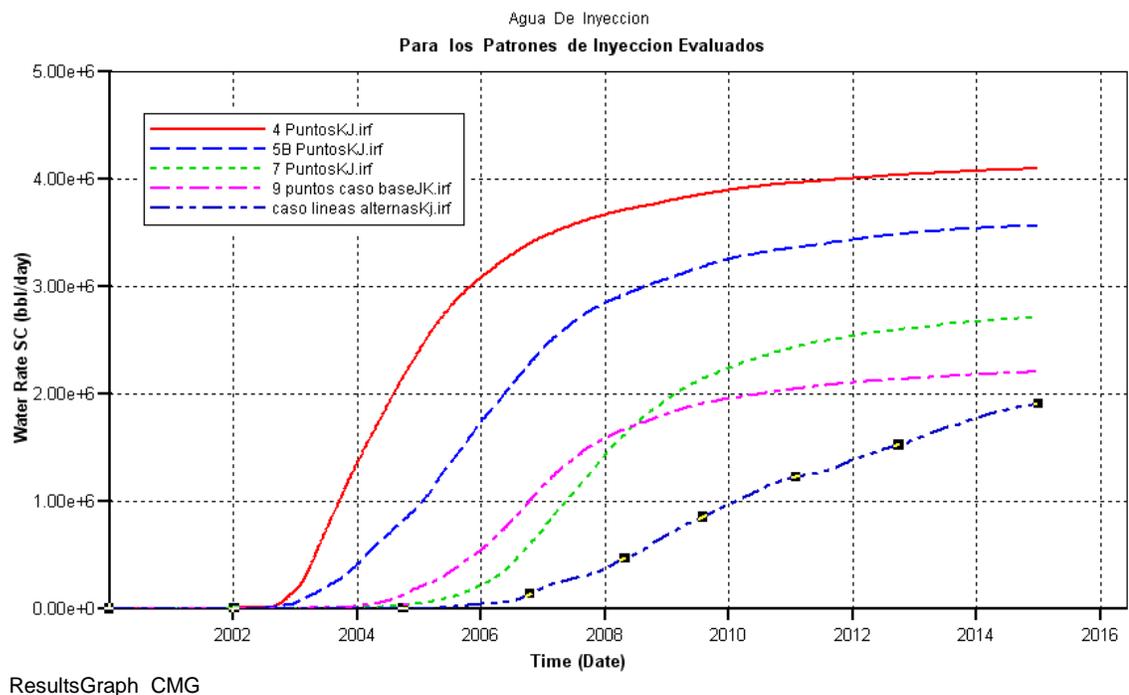


En los resultados obtenidos se observa que existen 3 casos con alto factor de recobro, pero para obtener estos altos valores de recobro es necesario inyectar

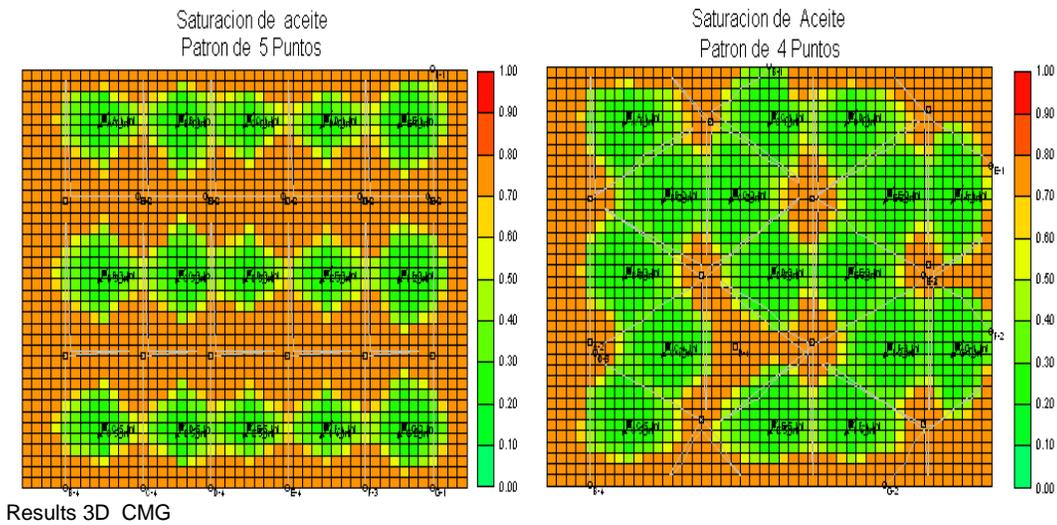
grandes cantidades de agua, lo que hace del proyecto no viable económicamente. El petróleo producido no sería suficiente para poder generar el aumento de temperatura necesario para la inyección del agua caliente, por esta razón se observan valores negativos de NCOPS al igual que en el factor de recobro neto.

La gran cantidad de agua necesaria para la inyección, es debido a el modelamiento de la simulación, porque los pozos inyectoros están definidos bajo presión de inyección lo cual genera que a medida que pasa el tiempo el caudal de agua se incrementa demasiado para mantener esa presión de inyección. Como se observa en la gráfica 13. Además los frentes de avances del agua llegan muy rápido a los pozos productores y adquieren un camino preferencial, generando que se pierda mucho agua en el proceso y no genere un barrido uniforme. Como se observa en la gráfica 14.

**Gráfica 13. Caudal de inyección de los diferentes patrones evaluados vs tiempo.**

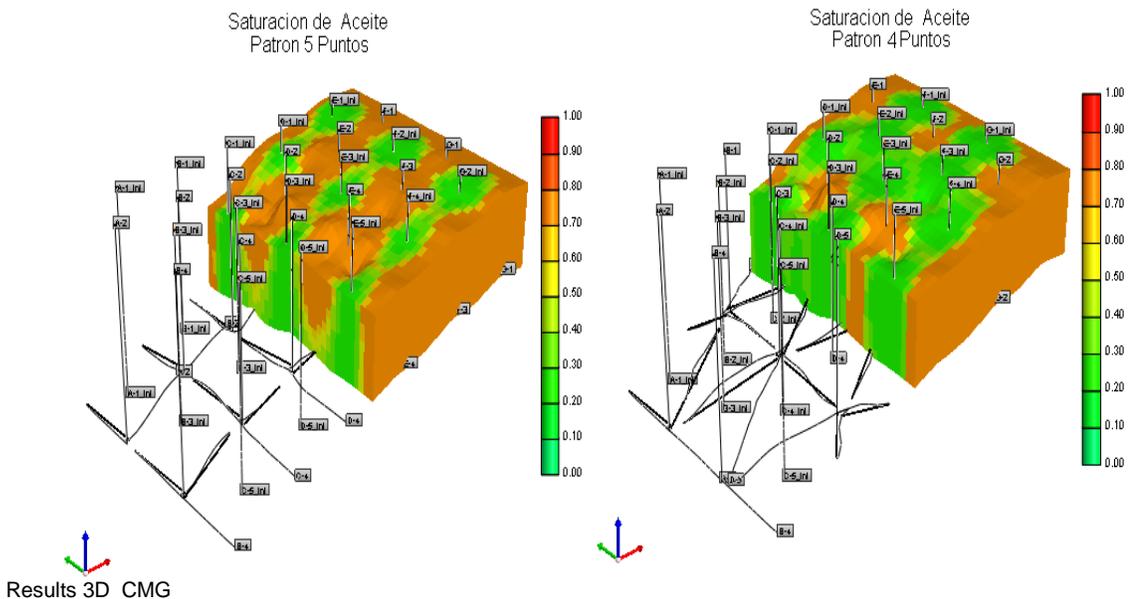


**Gráfica 14. Vista 2D del avance del agua caliente a 2 años de inyección para los patrones 4 y 5 puntos respectivamente.**



Los parámetros operacionales son otro factor importante que genera la alta producción de agua, debido a que los pozos inyectoros están inyectando en todas las capas, se observa que la conificación y la selección del camino preferencial del agua es más notoria en la capa inferior. (Ver gráfica 15)

**Gráfica 15. Vista 3D del avance del agua caliente a 2 años de inyección para los patrones 4 y 5 puntos respectivamente.**



Aún bajo estas condiciones se puede ver que los patrones de 5 y 4 puntos son los que presentan mayor eficiencia, debido a que presentan el mejor recobro con una cantidad de agua equivalente menor a la de los demás patrones.

### 3.2.3 Variación y optimización de los parámetros operacionales del proceso de inyección de agua caliente.

La evaluación de los casos se realizó a partir de los comportamientos observados en la producción acumulada de aceite, la inyección de agua caliente acumulada, el factor de recobro y la relación de agua inyectada acumulada- petróleo producido acumulado CWOR. Los casos sucesivos utilizarán la optimización realizada en casos anteriores para al final tener un modelo completamente optimizado.

#### 3.2.3.1 Capas perforadas del inyector.

Tabla 16. Resultados con inyectores con perforados en las ultimas 4 capas.

Patrón	4 perforados inferiores			
	N <sub>po</sub> (MMSTB)	N <sub>iw</sub> (MMSTB)	C <sub>WOR</sub>	FR (%)
4 puntos	12.25	8872	724.24	53.66
5 puntos	11.96	7168	599.33	52.39
7 puntos	12.69	4421	348.38	55.58
9 puntos	9.1	3791	416.59	39.86
Líneas alternas	10.27	2860	278.48	44.98

Tabla 17. Resultados con inyectores con perforados en 4 capas centrales.

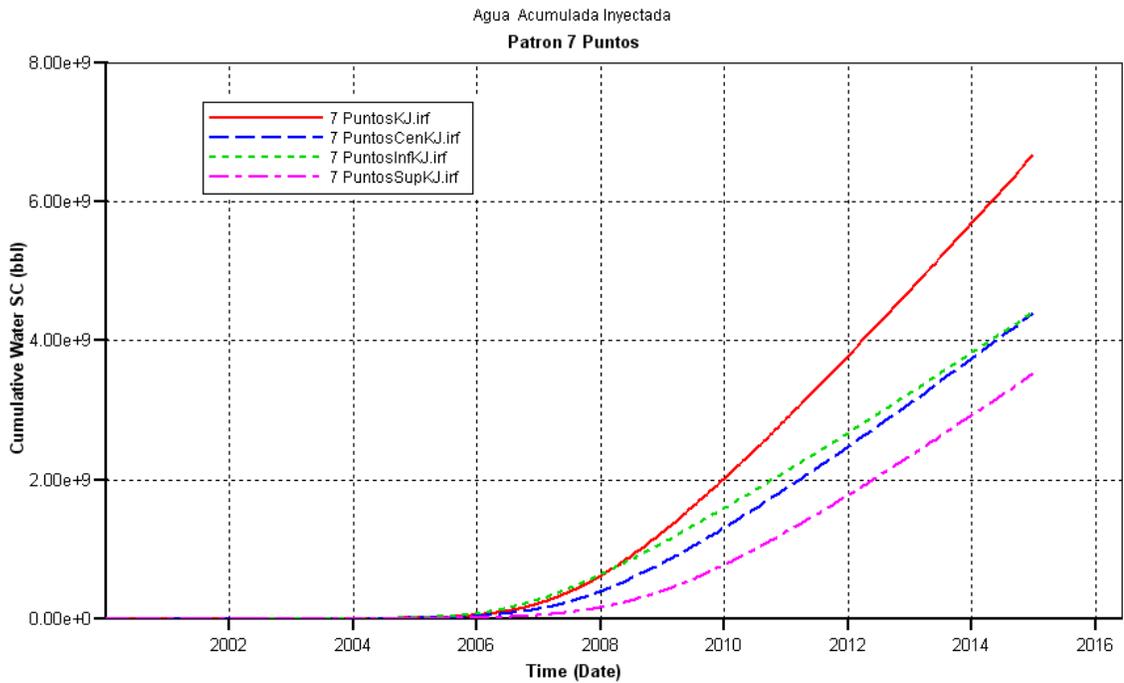
Patrón	4 perforados centrales			
	N <sub>po</sub> (MMSTB)	N <sub>iw</sub> (MMSTB)	C <sub>WOR</sub>	FR (%)
4 puntos	12.9	9120	706.98	56.50
5 puntos	13.17	6929	526.12	57.69
7 puntos	13.63	4406	323.26	59.70
9 puntos	9.54	3888	407.55	41.79
Líneas alternas	10.84	2419	223.15	47.48

Tabla 18. Resultados con inyectores con perforados en las primeras 4 capas.

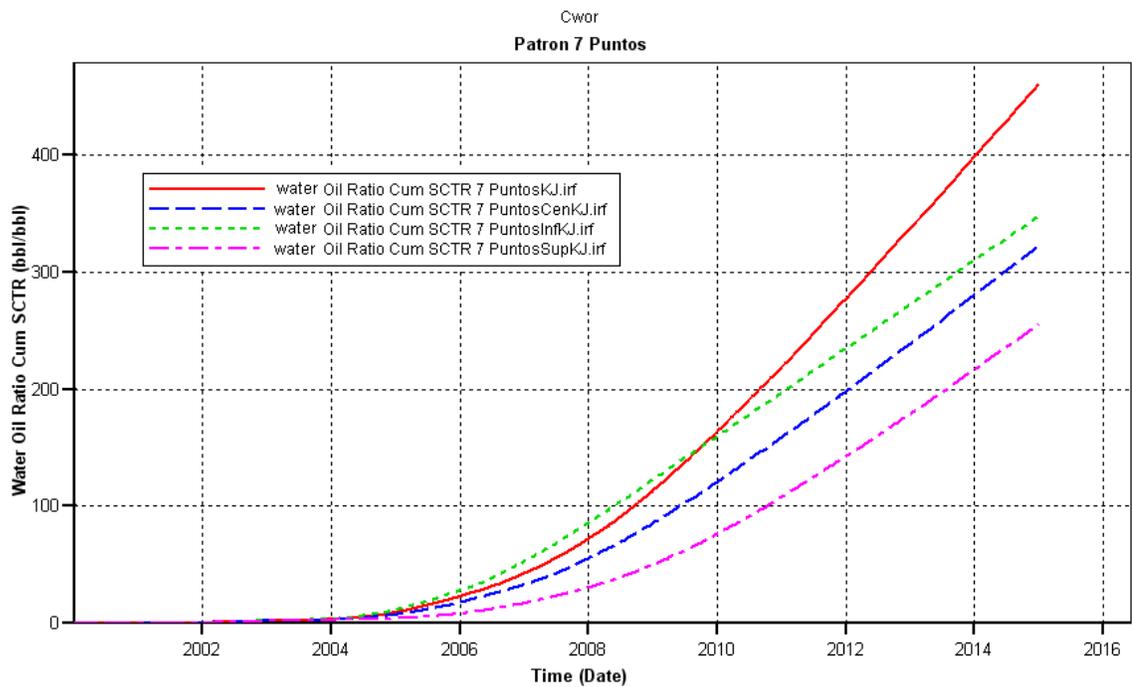
Patrón	4 perforados superiores			
	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	$C_{WOR}$	FR (%)
4 puntos	13.05	7248	555.40	57.16
5 puntos	13.19	5390	408.64	57.77
7 puntos	13.8	3533	256.01	60.45
9 puntos	13.3	2356	177.14	58.26
Líneas alternas	10.62	1710	161.02	46.52

Los resultados muestran una gran disminución del volumen de agua inyectada, a medida que los perforados de los inyectores van hacia el tope de la grilla. Se puede observar que existe una ganancia cerca al 52% de ahorro en agua equivalente a inyectar, cuando los perforados son en el tope de la grilla. Para ilustrar este comportamiento se gráfica los resultados de uno de los patrones con mayor beneficio con esta optimización, en este caso el de 7 puntos. Ver Gráfica 16.

Gráfica 16. Agua acumulada de inyección para los diferentes casos de perforados, patrón 7 Puntos.

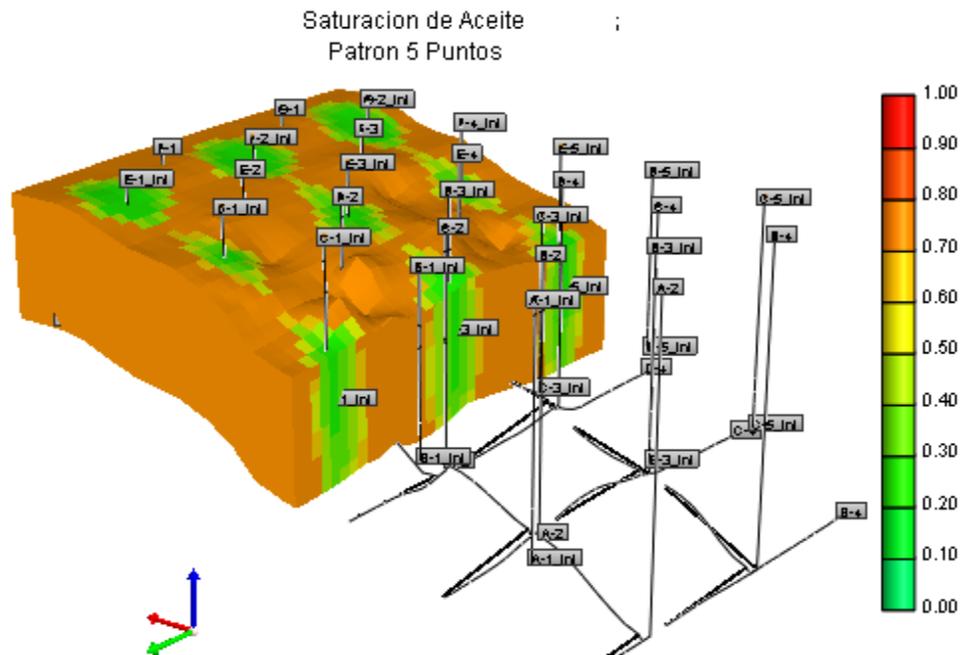


**Gráfica 17. Relación acumulada de aceite- agua inyectada para los diferentes casos de perforados, patrón 7 Puntos.**



ResultsGraph CMG

**Gráfica 18. Vista 3D del avance del agua caliente a 2 años de inyección para el patrón 5 puntos.**



Results 3D CMG€

En el gráfico 18, vista 3D del patrón de 5 puntos se puede observar que a la misma fecha la conificación del agua caliente inyectada a pesar de mostrarse lo hace de una manera menos marcada a comparación del caso base, evidenciando el beneficio de tener los perforados de los pozos inyectoros en la parte superior de la grilla.

### 3.2.3.2 Caudal de inyección (Barriles de agua).

Tabla 19. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 3140 bbl agua.

Patrón	Rata de inyección (3140 bbl agua/día)			
	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	$C_{WOR}$	FR (%)
4 puntos	3.73	209.87	56.27	16.34
5 puntos	3.4	192	56.47	14.89
7 puntos	4.08	142.4	34.90	17.87
9 puntos	4.36	72	16.51	19.10
Líneas alternas	3.25	121	37.23	14.24

Tabla 20. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 6280 bbl agua.

Patrón	Rata de inyección (6280 bbl agua/día)			
	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	$C_{WOR}$	FR (%)
4 puntos	4.83	410.88	85.07	21.16
5 puntos	4.45	372	83.60	19.49
7 puntos	5.34	268.5	50.28	23.39
9 puntos	5.9	132	22.37	25.84
Líneas alternas	3.82	224	58.64	16.73

Tabla 21. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 12560 bbl agua.

Patrón	Rata de inyección (12560 bbl agua/día)			
	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	$C_{WOR}$	FR (%)
4 puntos	6.38	804	126.02	27.95
5 puntos	5.87	721	122.83	25.71
7 puntos	7.15	509.9	71.31	31.32
9 puntos	7.8	250	32.05	34.17
Líneas alternas	5.38	419	77.88	23.57

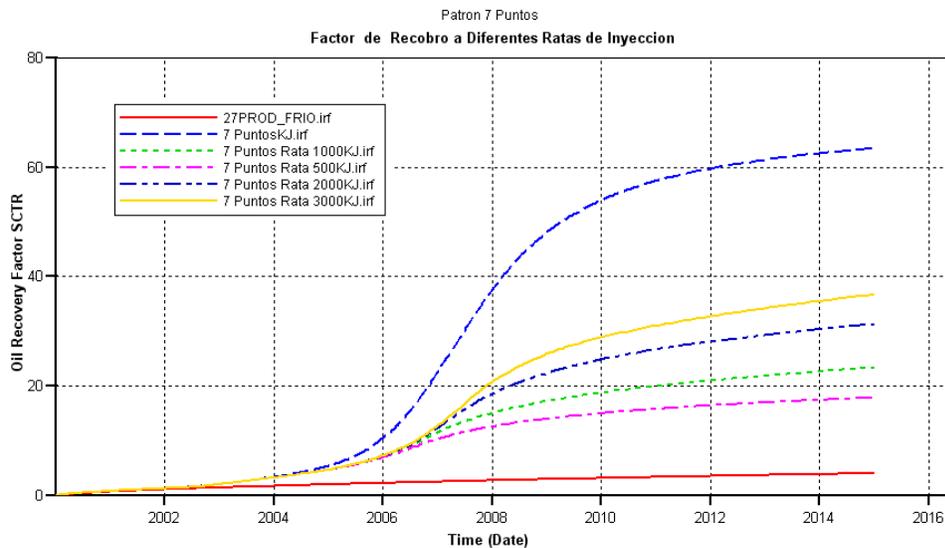
Tabla 22. Resultados de las simulaciones con tasa de inyección de 18840 bbl agua.

Patrón	Rata de inyección (18840 bbl agua/día)			
	N <sub>po</sub> (MMSTB)	N <sub>iw</sub> (MMSTB)	C <sub>WOR</sub>	FR (%)
4 puntos	7.48	1190	159.09	32.76
5 puntos	6.66	1056	158.56	29.17
7 puntos	8.38	740.5	88.37	36.71
9 puntos	9.03	363.6	40.27	39.55
Líneas alternas	6.5	600	92.31	28.47

El control de la inyección muestra grandes resultados a la hora de controlar la cantidad de agua a inyectar, debido a que al controlar la inyección por caudal se puede controlar las pérdidas que existían cuando se inyectaba controlados por presión.

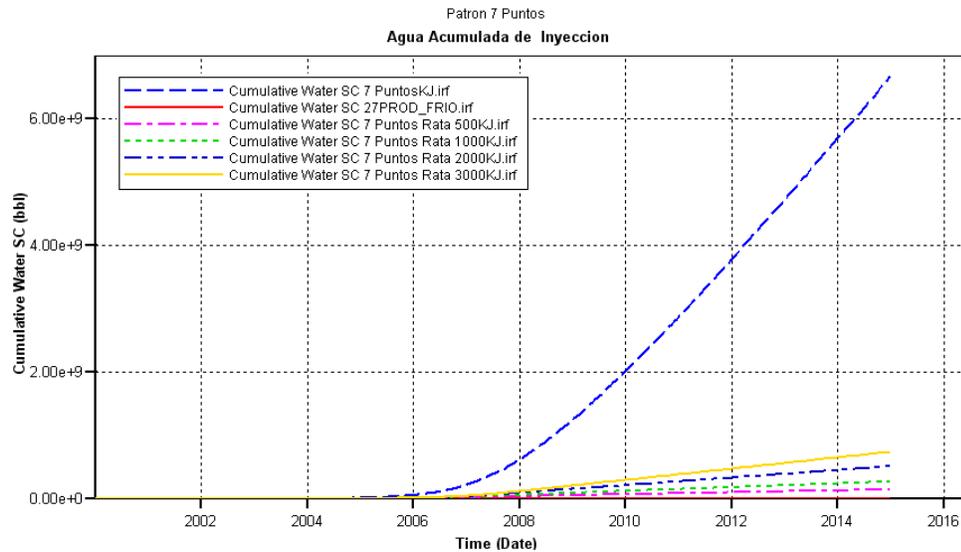
En este escenario se decidió como caso óptimo la tasa de inyección de 18840 Bbbs agua/día, debido a que aunque el caso de 3140 Bbbs agua/día es el que presenta menor cantidad de agua y CWOR bajo, es también el que más bajo factor de recobro presenta, y el objetivo en un proyecto de recobro térmico es obtener la mayor cantidad de recobro como sea posible. En el gráfico 19 se puede ver el efecto que realiza las diferentes ratas de inyección, en el factor de recobro.

Gráfica 19. Factor de recobro patrón 7 puntos para los diferentes casos de ratas de inyección



ResultsGraph CMG

**Gráfica 20. Agua acumulada de inyección patrón 7 puntos a diferentes ratas de inyección.**



ResultsGraph CMG

### 3.2.3.3 Temperatura de inyección.

La variación de la temperatura de inyección está conectada con la variación de la presión de inyección.

Tabla 23. Resultados de las simulaciones con temperatura de 350°F @ 1500 psi.

Temperatura de inyección 350°F @ Presión de inyección 1500 psi				
Patrón	N <sub>po</sub> (MMSTB)	N <sub>iw</sub> (MMSTB)	CWOR	FR (%)
4 puntos	7.19	1161	161.47	31.49
5 puntos	7.17	1005	140.17	31.41
7 puntos	8.12	690	84.98	35.57
9 puntos	6.8	491	72.21	29.79
Líneas alternas	6.2	521	84.03	27.16

Tabla 24. Resultados de las simulaciones con temperatura de 400°F @ 1750 psi.

<b>Temperatura de inyección 400°F @ Presión de inyección 1750 psi</b>				
<b>Patrón</b>	<b>N<sub>po</sub> (MMSTB)</b>	<b>N<sub>iw</sub> (MMSTB)</b>	<b>CWOR</b>	<b>FR (%)</b>
<b>4 puntos</b>	7.6	1264	166.32	33.29
<b>5 puntos</b>	6.73	1152	171.17	29.48
<b>7 puntos</b>	8.9	887	99.66	38.98
<b>9 puntos</b>	7.14	615	86.13	31.27
<b>Líneas alternas</b>	6.91	757.5	109.62	30.27

Tabla 25. Resultados de las simulaciones con temperatura de 450°F @ 2000 psi.

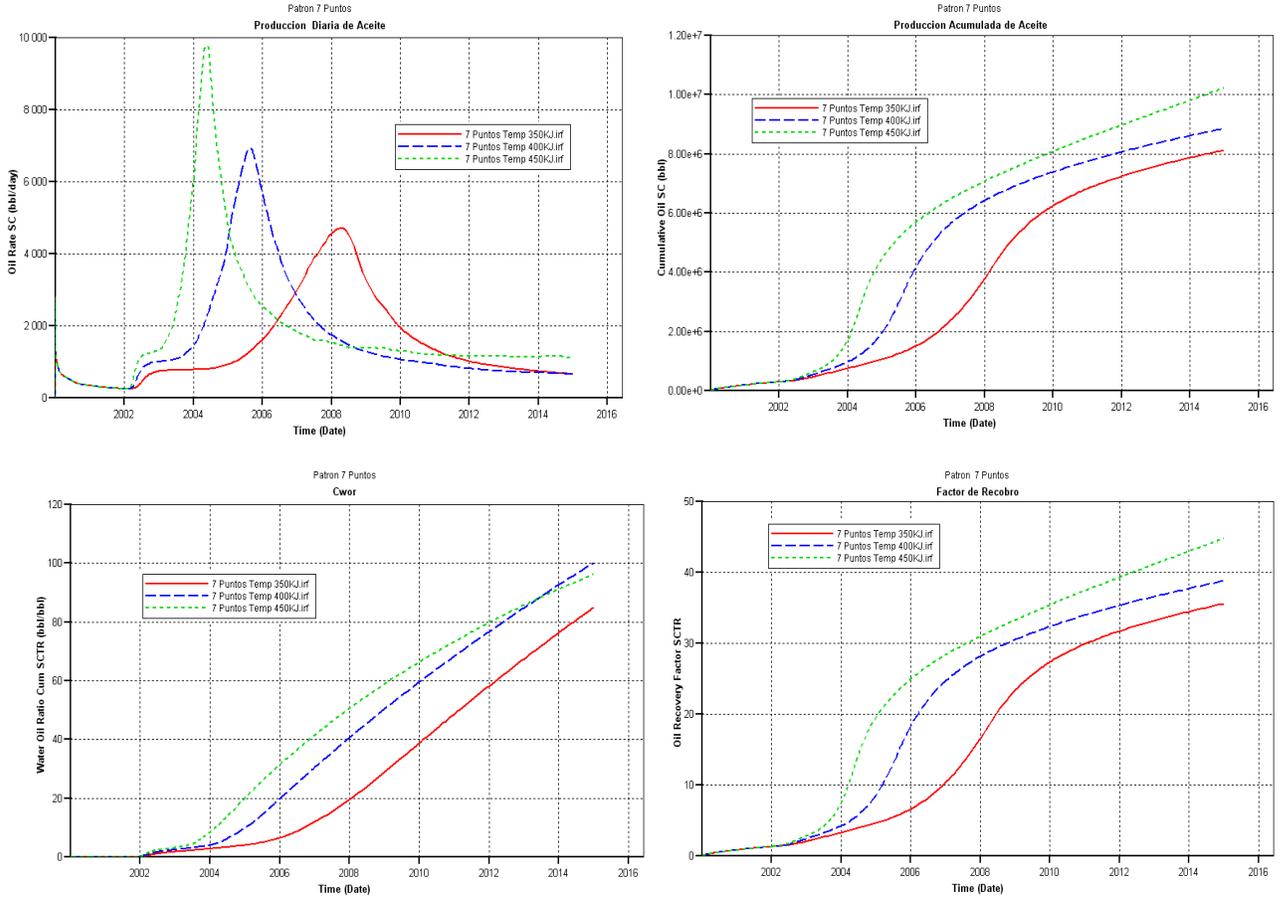
<b>Temperatura de inyección 450°F @ Presión de inyección 2000 psi</b>				
<b>Patrón</b>	<b>N<sub>po</sub> (MMSTB)</b>	<b>N<sub>iw</sub> (MMSTB)</b>	<b>CWOR</b>	<b>FR (%)</b>
<b>4 puntos</b>	8.94	1314	146.98	39.16
<b>5 puntos</b>	8	1215	151.88	35.04
<b>7 puntos</b>	10.22	984	96.28	44.77
<b>9 puntos</b>	8	679	84.88	35.04
<b>Líneas alternas</b>	7.21	867.7	120.35	31.58

En este caso se puede observar que la temperatura y la presión de inyección influyen el factor de recobro de una manera notoria, por lo cual en este análisis es importante tener en cuenta que las mayores limitantes de estas variables, son la presión de fractura de la formación, y la presión del yacimiento.

Ya que la presión del yacimiento cae con el tiempo, es necesario que esta presión sea lo suficientemente menor que la presión de inyección, generando una diferencia de presión alta al momento de iniciar el proceso.

Sin lugar a dudas y analizando de manera no más que técnica, la mayor temperatura evaluada, 450°F, es la que permite los mejores resultados simulados.

**Gráfica 21. Comportamiento del recobro, Cwor, factor de recobro y producción de aceite a diferentes temperaturas.**



ResultsGraph CMG

### 3.2.3.4 Controlando las caudales de producción.

En estas simulaciones el control de la producción se lleva asignando valores al control de líquido máximo permitidos durante la producción del pozo.

El control del agua se maneja de acuerdo al término de agua máxima producida por pozo.

Se referencia que la relación óptima permitida, agua producido y liquido producido es que; por cada 500 barriles de liquido producido se producen 100bbls de agua.

Tabla 26. Resultados de las simulaciones con producción máxima 500 bls de líquido- día y 100 bls de agua-día.

Caudal de producción 500 blpd, 100 bwpd				
Patrón	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	CWOR	FR (%)
4 puntos	0.83	6.67	8.04	3.64
5 puntos	0.86	6.8	7.91	3.77
7 puntos	1.43	10.31	7.21	6.26
9 puntos	2.14	19.37	9.05	9.37
Líneas alternas	1.13	7.63	6.75	4.95

Tabla 27. Resultados de las simulaciones con producción máxima 1000 bls de líquido- día y 200 bls de agua-día.

Caudal de producción 1000 blpd, 200 bwpd				
Patrón	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	CWOR	FR (%)
4 puntos	1.08	11.09	10.27	4.73
5 puntos	1.09	12.54	11.50	4.77
7 puntos	1.92	18.7	9.74	8.41
9 puntos	2.97	34.53	11.63	13.01
Líneas alternas	1.41	13.27	9.41	6.18

Tabla 28. Resultados de las simulaciones con producción máxima 2000 bls de líquido- día y 400 bls de agua-día.

Caudal de producción 2000 blpd, 400 bwpd				
Patrón	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	CWOR	FR (%)
4 puntos	1.45	21.6	14.90	6.35
5 puntos	1.5	23.9	15.93	6.57
7 puntos	2.53	38.2	15.10	11.08
9 puntos	4.16	61.9	14.88	18.22
Líneas alternas	1.84	23.18	12.60	8.06

Tabla 29. Resultados de las simulaciones con producción máxima 3000 bls de líquido- día y 600 bls de agua-día.

Caudal de producción 3000 blpd, 600 bwpd				
Patrón	$N_{po}$ (MMSTB)	$N_{iw}$ (MMSTB)	CWOR	FR (%)
4 puntos	1.8	31.3	17.39	7.88

<b>5 puntos</b>	1.82	34.99	19.23	7.97
<b>7 puntos</b>	3.2	55.2	17.25	14.02
<b>9 puntos</b>	5.02	87.8	17.49	21.99
<b>Líneas alternas</b>	2.19	32.6	14.89	9.59

El manejo de limitar la producción del campo, genera una gran disminución del agua de inyección acumulada y por consiguiente el CWOR.

Esto demuestra las grandes cantidades de agua que se estaban perdiendo durante el proceso de manera ineficiente.

**Ver en el Anexo 2. Las gráficas que ilustran la optimización realizada a cada patrón comparada con el caso base inicial.**

*Tabla 30. Resultados finales:*

Patrón	Casos optimizados					
	N <sub>po</sub> (MMSTB)	N <sub>iw</sub> (MMSTB)	CWOR	FR (%)	NCOPS (MMSTB)	FR neto (%)
<b>4 puntos</b>	1.8	31.3	17.39	7.88	1.21	5.30
<b>5 puntos</b>	1.82	34.99	19.23	7.97	1.16	5.08
<b>7 puntos</b>	3.2	55.2	17.25	14.02	2.16	9.45
<b>9 puntos</b>	5.02	87.8	17.49	21.99	3.36	14.73
<b>Líneas alternas</b>	2.19	32.6	14.89	9.59	1.57	6.90

De acuerdo a los resultados obtenidos los patrones que ofrecen una respuesta aceptable a las distintas variaciones a las que fue sometida la simulación son el caso de 7 puntos y 9 puntos, con valores de FR, 5.02 MM STB Y 3.2 MM STB, respectivamente.

(Teniendo en cuenta la evaluación de los factores económicos implícitos en el cálculo de la necesidad de agua de inyección).

## 4 OPTIMIZACIÓN

### 4.1 OPTIMIZACIÓN ALTERNATIVA DE ARREGLO: POZOS HORIZONTALES

Se puede observar que después de la optimización se logra una gran disminución en el CWOR, pero aun así los resultados muestran que los proyectos tienen baja factibilidad económica.

Se realizó entonces, un estudio específico, teniendo en cuenta que el proyecto no es económicamente viable, bajo los modelos convencionales, haciéndose necesario evaluar nuevas alternativas.

Aunque los patrones de 7 y 9 puntos fueron los que obtuvieron mejores resultados en cuanto a FR Y CWOR el patrón de 7 puntos, no respondió de manera favorable en esta oportunidad a las pruebas de optimización, siendo entonces luego de dichas evaluaciones el patrón de 9 puntos el más sensible, por este motivo se determinó como el mejor candidato en la experimentación.

Entre las variaciones a las cuales fue sometido en dicha experimentación tenemos;

- Cambio de los pozos inyectores (verticales) a horizontales.
- Aumento de la temperatura y presión de inyección a 500 °F y 200 psi respectivamente.
- Inyección en la capa 8 en lugar de la capa 4 y producción en la capa 3 en lugar de la capa 10.

*Tabla 31. Optimización alternativa de arreglos – Pozos horizontales*

PARAMETRO A EVALUAR	Npo (MMSTB)	Nwi (MMSTB)	FR (%)	Cwor	
<b>Posición del pozo inyector</b>	/\	4.89	109.9	21.42	22.47
	—	6.5	105	28.47	16.15
		6.96	100	30.49	14.37
<b>Relación 1000 bbl oil prod/300bbl agua producida</b>	8.22	147	36.01	17.88	
<b>Puesta en producción de los iny los 2 primeros años del proyecto</b>	8.34	146	36.53	17.51	
<b>Cierre de productores en la línea del inyector</b>	8.6	140	37.67	16.28	

<b>Variación de las capas perforadas: inyección en la capa 7 y producción en la capa 3</b>	8.63	135.9	37.80	15.75
<b>Aumento de la presión de inyección a 3000 psi</b>	10.06	179.3	44.06	17.82

Al final de esta serie de variaciones, se obtiene por resultado un patrón de 9 puntos modificado, que representa claramente un aporte significativo en la búsqueda de las mejores condiciones evaluadas en pro de la viabilidad económica para un aceptable FR y CWOR.

*Tabla 32. Optimización patrón nueve (9) puntos modificado*

<b>OPTIMIZACION</b>	<b>Npo (MMSTB)</b>	<b>Niw (MMSTB)</b>	<b>Nowg (MMSTB)</b>	<b>Ncops (MMSTB)</b>	<b>Cwor</b>	<b>FR (%)</b>	<b>FR neto (%)</b>
9 Puntos modificado	10.06	179.3	3.38	6.68	17.82	44.06	29.25

Con esta serie de evaluaciones, que no implicaron más que cambios operativos, logramos obtener un aumento del recobro dado en un 22.07% con un aumento de Niw, dado en 91.5 MM STB.

Aunque la consideración es significativa, podemos determinar que el aumento de la cantidad de Bbls de agua de inyección sigue siendo nuestra condición mas apremiante a la hora de definir viabilidad económica en la implementación de este recurso de recuperación.

**Ver en el Anexo 3. Las gráficas que ilustran la optimización realizada al patrón de 9 puntos modificado.**

#### **4.2 OPTIMIZACIÓN CMOST**

Luego de un análisis detallado, que implicó el cambio de posición de los pozos inyectoras, lo que involucra un nuevo planteamiento del patrón de 9 puntos; y con la obtención de resultados que aún no favorecían la relación entre el crudo producido y el agua inyectada (seguía siendo una cantidad bastante alta, paratan regularesresultados); se decidió que el último paso a evaluar, en pro de un aumento del recobro y la consecución de un Nwi tolerante al límite económico, sería la utilización de uno de los paquetes más recientes y novedosos del CMG, el CMOST.

Este puede ser utilizado en cualquier situación en la que un usuario desee ejecutar varias tareas de simulación con la intención de converger en una mejor solución a un problema o ver el efecto de los cambios de parámetros de entrada en las propiedades de salida.

CMOST puede hacer pleno uso de todos los equipos disponibles y licencias. Una vez que el trabajo ha sido creado por CMOST, automáticamente enviar tareas de simulación y comprobará su estado periódicamente. Una vez que haya completado las simulaciones, CMOST procesará automáticamente los resultados.

A continuación, visualizará los resultados de tal forma que permita conocer el problema. Se convierte entonces el CMOST, en una referencia y punto de partida, para nuevas estimaciones, por su gran aporte, y su aplicabilidad inmediata, un recurso muy adecuado en la búsqueda de una recuperación efectiva y viable, pues como se mencionaba anteriormente su trabajo se realiza a partir de la evaluación por parámetros acondicionados para cada pozo.

**Ver en el Anexo 4. Gráficas que ilustran la optimización realizada al patrón de 9 puntos modificado con el CMOST.**

*Tabla 33. Resultados para el GlobalObj, Recobro y la relación agua/crudo – 5 mejores jobs*

Job ID	GlobalObj (%)	Job ID	Recobro (%)	Job ID	Relación (%)
0	43.323	0	43.267	0	0.05614
289	47.178	289	47.117	289	0.060831
314	47.161	314	47.101	314	0.060811
377	46.977	377	46.916	377	0.060437
419	47.05	419	46.989	419	0.060765
431	47.079	431	47.018	431	0.061516

*Tabla 34. Resultados evaluación de optimización con el CMOST – Patrón 9 puntos*

OPTIMIZACION	Npo (MMSTB)	Niw (MMSTB)	Nowg (MMSTB)	Ncops (MMSTB)	Cwor	FR (%)	FR neto (%)
9 Puntos modificado CMOST	10.96	180.14	3.40	7.56	16.44	48.01	33.12

Al finalizar la evaluación 9 puntos modificado CMOST, hemos hallado unas condiciones favorables, que sustentadas en el estudio económico, nos dan el visto bueno ante la implementación de la inyección de agua caliente para este yacimiento de crudo pesado como una efectiva respuesta de recuperación mejorada.

Los resultados arrojados por la optimización final nos muestra claramente viabilidad económica, esto se refleja en un CWOR muy por encima del  $CWOR_{LE}$ .

## 5 CONCLUSIONES

- La inyección de agua caliente, como método de recuperación mejorada para la extracción de crudos pesados, fue evaluada a través de un estudio específico y representativo del campo Hamaca (venezolano); en el cual se consiguió determinar, su viabilidad técnica y económica, alcanzada solo al final de una búsqueda minuciosa y detallada, de cada uno de los patrones involucrados en el método; y en el rango de favorabilidad obtuvimos un 48% de recobro, teniendo como mínima referencia 40% , máxima 60%; para 10.96 MM STB de aceite recuperado en una proyección hecha a 15 años, con un requerimiento de agua dado en 180.14 MM STB, que obtiene un Cwor de 16.44 y que cumple con el límite económico, dando viabilidad al método.
- La primera evaluación de condiciones operativas, en la implementación del método, y cualitativas del yacimiento, con patrones de inyección convencionales: 4, 5, 7, 9 puntos y líneas alternas, se llevó a cabo, a través de un proceso progresivo: determinación de relación de capas a inyectar, rata de inyección, presión, temperatura y caudal de producción; con sus respectivos resultados se determinó un claro patrón de inyección a optimizar; el caso de 9 puntos, con una temperatura de 450°F, 2000 psi, producción máxima 3000 bls de líquido- día y 600 bls de agua equivalente- día; sin embargo la evaluación que obtuvo en el límite económico, fue completamente desfavorable, la implementación de este recurso de recuperación se hacia bastante inviable, la causa es que el manejo de limitar la producción del campo, genera una gran disminución del agua de inyección acumulada y por consiguiente el CWOR. Demostrando las grandes cantidades de agua que se estaban perdiendo durante el proceso de manera ineficiente.
- En la segunda evaluación – optimización del patrón de 9 puntos, se determinó convertir los pozos inyectoras (verticales) a pozos horizontales, un aumento de la temperatura, presión y se cambió el esquema de capas inyectadas, aumentó la relación de agua por aceite, se sacó provecho de los pozos que permanecían cerrados los 2 primeros años de inyección, puestos a producir, se cerraron pozos productores en la línea de los inyectores; y en respuesta, al final de esta serie de variaciones, se obtiene por resultado un patrón de 9 puntos modificado, que representa claramente un aporte significativo en la búsqueda de las mejores condiciones evaluadas en pro de la viabilidad económica para un aceptable aumento del

recobro, dado en un 22.07% (pasó a ser del 44.06%)y de Niw, dado en 91.5 MM STB.

- Finalmente la optimización tuvo su mejor alcance con la implementación del CMOST, que dadas sus características, se convirtió en un gran aliado en nuestra búsqueda de alcanzar un recobro dentro del rango (40% - 60%) que no superara el límite económico evaluado. De acuerdo a los valores de  $CWOR_{EL}$  (Límite económico) obtenidos para cada una de las evaluaciones por patrón, al final, en el caso 9 puntos modificado CMOST, se determina la viabilidad económica del proyecto, con una referencia de  $CWOR_{EL}=4.44$ , que examinada desde el valor obtenido de  $CWOR=16.4$ , avala la continuidad del mismo.
- Dentro de cada estudio, se logra advertir que las condiciones del yacimiento, como lo son su heterogeneidad y los 3° de inclinación propuestos a los datos reales, se convierten en factores fundamentales y trascendentales en el camino preferencial del agua inyectada (analizado en los vectores de desplazamiento), de acuerdo con el mejor arreglo; esta propiedad hace imposible estandarizar parámetros operacionales como el caudal para los pozos productores y la tasa de inyección para los pozos inyectoros, muestra de ello es el pobre barrido por la formación de canales preferenciales en zonas de permeabilidad muy bajas ocasionando una ruptura temprana. La manera de contrarrestar el efecto de las heterogeneidades se consiguió con el CMOST, en el cual se definió cada pozo con el óptimo caudal de inyección y producción.
- Se identificó un importante fenómeno de optimización con base en los resultados obtenidos del análisis termodinámico; puesto que el frente de agua avanza más rápido que el frente de temperatura y con el aumento de la tasa de inyección aumenta el espaciamiento entre estos dos frentes incrementales, se determinó que en un proyecto de inyección de agua caliente es propio manejar tasas de inyección moderadas para evitar dicho espaciamiento y por consiguiente un ineficiente transporte de temperatura.
- Se corroboró el concepto expuesto en la bibliografía consultada, este expresa que la temperatura y presión de inyección, tienen una relación directa con el factor de recobro a medida que estas variables son mayores. La mayor limitante de estas variables es el costo de generar altas temperaturas, la presión de fractura del yacimiento y el equipo en superficie. Un buen control en el caudal de líquido en los pozos productores, es determinante para controlar de manera eficiente la inyección excesiva de agua.

- Aunque se demuestra que técnica y económicamente el proyecto evaluado responde viablemente y podría ser implementado, si hacemos un cuadro comparativo entre los distintos métodos de recuperación mejorada y más exactamente, en el caso de la inyección de vapor, la inyección de agua caliente es el método menos acertado. El efecto fue evidenciado en factores de recobro muy distantes; del 66% en el caso de inyección de vapor<sup>31</sup> y 22% en inyección de agua caliente, para el patrón de 9 puntos ambos casos sometidos a las mismas variaciones de parámetros; y su explicación radica básicamente en un principio termodinámico. Mientras el agua caliente solo transporta calor sensible, el vapor adicionalmente contiene calor latente, esta naturaleza es la responsable del contraste entre los procesos, ya que el coeficiente de transferencia de calor en el caso del vapor es mucho mayor que en el caso de agua caliente, lo cual parcialmente podría ser el responsable de su pobre barrido.

---

<sup>31</sup>Lizcano y Vladimir

## 6 RECOMENDACIONES

- El CMOST, gracias al estudio realizado, mostró ser un verdadero apoyo en el análisis de las condiciones de simulación para proyectos de recobro mejorado, por esta razón su implementación puede resultar en una oportunidad exitosa de evaluación.
- Previo a cualquier estudio de recuperación mejorada, es necesario tener data del yacimiento, petrofísica. Las heterogeneidades e inclinación juegan un papel fundamental en cualquier implementación de métodos de recuperación, y en el proceso de selección de un patrón de inyección, saber las condiciones de antemano, ahorran pasos de observación.
- Los patrones convencionales de inyección no resultan ser muy favorables, en este mecanismo de recuperación, como soluciones a las condiciones físicas del yacimiento, se determinó un nuevo modelo para el caso de 9 puntos, pasando ahora a tener pozos inyectoros y productores horizontales y la ubicación (trayectorias) de los inyectoros, alternativas. Es así como se hace necesaria una revisión de los casos de estudio específicos y no descartar la posibilidad de implementar propios recursos si estos se hacen necesarios.
- Es importante realizar una evaluación completa de las pérdidas de calor en las tuberías, facilidades de superficie y al rededores de la zona producida y hacer un estudio minucioso de costos y optimización del manejo en superficie del agua caliente.
- Aunque la inyección de agua mostró la necesidad de un estudio más que riguroso para poder obtener viabilidad técnica y sobre todo económica, de alcanzarse, su implementación sería un hecho; aun así la inyección de vapor ha demostrado mejores resultados en cualquier tipo de condiciones y es importante tener en cuenta esto, previo a cualquier estudio.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

- Hussein Alboudwarej Joao (John) Felix Shawn Taylor Edmonton, Alberta, Canadá. La importancia del petróleo pesado. 2006 <http://www.slb.com>
- MONTAÑA OVIEDO, William Fernando. Evaluación Del comportamiento de un yacimiento de crudo pesado mediante la aplicación de la técnica THAI “Toe ToHeel Air Injection. Trabajo de Grado. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2010. 21 p.
- ARAMBULO AVILEZ, Jenifer Alejandra y ANDRADE PASTRANA, Juan Manuel. Evaluación económica de un yacimiento de crudos pesados implementando un esquema de recuperación térmica bajo el análisis de curvas de declinación. Trabajo de grado. Neiva- Huila. Universidad Surcolombiana. Facultad de ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. 2010, 18 p.
- CABRERA M. Jonathan, CABRERA O. Freddy, “Análisis y Propuestas de Mejora de Proyectos de Inyección de Agua Ejecutados en Reservorios de Diversas Características“. Guayaquil. 2003
- ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002
- Jones, J.: “Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oils, Pressure Depleted, Gravity Drainage Reservoirs” SPE paper 6544 presented at the 1977 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, April 13-15.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros. Maracaibo 2001
- ESCOBAR, Freddy Humberto. Ph.D, Aspectos fundamentos de recobro secundario y terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. 2006. Primera edición. 91 p.
- Finol, A.: “Notas sobre Recuperación Térmica“. Universidad del Zulia. Escuela de Petróleo. Ene, 1978.
- Willman, B. T., Valleroy, V. V., Rumberg, G. W., Cornelius, A. J., and Powers, L. W.: “Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection”, Trans., AIME, 222: 681 (1961).
- Slobod, R. L., and Nielsen, R. F.: Private Cominucation (F. Ali).

- Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: **“Authors Reply to H.J. Ramey, Jr.”** Trans. AIME (1959) 216, 365
- Ramey, H.J., Jr.: **“Discussion of the Paper by Marx- Langenheim,”** Trans. AIME (1959) 216, 364.
- Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: **“Reservoir Heating by Hot Fluid Injention,”** Trans. AIME (1959) 216, 312.315.
- Mukhamedzyanov, G.K., and Usmanov, A.G.:”Thermal Conductivity Of Higher Saturated Hydrocarbons”, NeftiGaz, No. 4, 78 (1967).
- Palmer, G.: “Thermal Conductivity of Liquids”, Ind. and Eng. Chem., 40: 89 (1948).
- Gambill, W.R.: “You Can Predict Heat Capacities”, Chemical Engineering (June, 1957).
- Vargaftik, N.B., and Ziminia, N.K.: “Thermal Conductivity of Steam at High Temperatures”, Teploenergetika, 11 (12): 84 (1964).
- Simulador STARS de la plataforma CMG.

## 8 ANEXOS

### 8.1 Anexo 1

#### MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE LA INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE<sup>32</sup>

##### CALOR ESPECÍFICO

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

Gambill<sup>33</sup>, presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de líquidos, gases y rocas.

##### HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y PETROLEOS

$$C_o = \frac{0.388 + 0.00045T}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (1.1)$$

Donde:

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

$\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo

T: Temperatura, °F

##### HIDROCARBUROS GASES

$$C_g = 4 + 1.30n + 0.012nT \quad (n \geq 3) \quad (1.2)$$

Donde:

$$C_g: \text{Calor específico } \frac{BTU}{lb-mol-^{\circ}F}$$

n: Número de átomos de carbono

T: Temperatura, K

---

<sup>32</sup>ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002, P 20-22.

<sup>33</sup>Gambill, W.R.: "You Can Predict Heat Capacities", Chemical Engineering (June, 1957).

## AGUA SATURADA

$$C_w = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4} T + 1.79 \times 10^{-6} T^2 \quad (1.3)$$

Donde:

Cg: Calor específico  $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T: Temperatura, F ( $T \leq 500^{\circ}F$ )

## ROCAS

$$C_r = 0.18 + 0.00006T \quad (1.4)$$

Donde:

Cr: Calor específico  $\frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

T: Temperatura, T

## CAPACIDAD CALORIFICA DE ROCAS SATURADAS

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

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

$$M = (1 - \varphi)\rho_r c_r + \varphi(S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g) \quad (1.5)$$

Donde:

M: Capacidad calorífica,  $\frac{BTU}{ft^3-^{\circ}F}$

S: Saturación de fluidos, fracción

c: Calor específico,  $\frac{BTU}{lb-\text{°F}}$

$\rho$ : Densidad,  $\frac{lb}{ft^3}$

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

### CONDUCTIVIDAD TERMICA (Kh)

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

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial x} \quad (1.6)$$

Donde:

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

$K_h$  = Conductividad térmica, en  $\frac{BTU}{h-ft-\text{°F}}$

$\frac{\partial T}{\partial x}$  = Gradiente de temperatura, en  $\frac{\text{°F}}{ft}$

Como puede observarse, la ley de Fourier es semejante a la ley de Darcy:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (1.7)$$

### CONDUCTIVIDAD TERMICA DE LIQUIDOS 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 se incrementa al subir la temperatura, hasta 130 °C (Valor máximo=  $0.398 \frac{\text{milicalorias}}{\text{seg-cm-K}}$ )

Para el agua, puede usarse la siguiente ecuación:

$$K_w = 0.004T + 0.228 \quad (10^\circ\text{C} \leq T \leq 80^\circ\text{C}) \quad (1.8)$$

Donde T, es la temperatura en K.

Una de las siguientes relaciones se puede utilizar para el cálculo de la conductividad térmica de líquidos<sup>3435</sup>

$$K_h = 0.05778 \left( 0.0984 + 0.109 \left( 1 - \frac{T}{T_b} \right) \right) \quad (1.9)$$

$$K_h = 41.2 c_p \left( \frac{\gamma_o}{M} \right)^{1.33} \frac{T_b}{L_v} \quad (1.10)$$

Donde:

$K_h$ : Conductividad térmica,  $\frac{BTU}{h-ft-^\circ F}$

$C_p$ : Calor específico,  $\frac{BTU}{lb-^\circ F}$

$\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo

$T_b$ : Temperatura de ebullición, K

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

$M$ : Peso molecular,  $\frac{lb}{lb-^\circ F}$

Para fracciones de petróleo y mezclas de hidrocarburos en general, Cragpropone la siguiente relación:

$$K_h = \frac{0.0677(1.0 - 0.0003(T - 32))}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (1.11)$$

<sup>34</sup> Mukhamedzyanov, G.K., and Usmanov, A.G.: "Thermal Conductivity Of Higher Saturated Hydrocarbons", (Teploprovodnsot Vysshikh Predelnykh Uglevodorodov), NeftiGaz, No. 4, 78 (1967).

<sup>35</sup> Palmer, G.: "Thermal Conductivity of Liquids", Ind. and Eng. Chem., 40: 89 (1948).

Donde:

$K_h$ = Conductividad térmica,  $\frac{BTU}{h-ft-^{\circ}F}$

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

$\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo

Para gases a condiciones ordinarias de presión y temperatura, la conductividad térmica varía entre 0,002 y 0,025  $\frac{BTU}{h-ft-^{\circ}F}$  siendo 0,007 a 0,008 un buen promedio.

Gambill<sup>36</sup>, recomienda la siguiente relación para calcular la conductividad térmica de gases:

$$K_h = \mu \left( c_p + \frac{2.48}{M} \right) \quad (1.12)$$

Donde:

$$\mu: \text{Viscosidad del gas, } \frac{lb}{ft-h} \left( 1 c_p = 2.4191 \frac{lb}{ft-h} \right)$$
$$M: \text{Peso molecular, } \frac{lb}{lbmol}$$

Para vapor a altas temperaturas, se recomienda la siguiente relación<sup>37</sup>:

$$K_h = 0.5778 \times 10^{-4} (176 + 0.587T + 1.04 \times 10^{-3} T^2 - 4.51 \times 10^{-7} T^3) \quad (1.13)$$

Donde:

$K_h$ = Conductividad térmica,  $\frac{BTU}{h-ft-^{\circ}F}$

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

---

<sup>36</sup>Gambill, W.R.: "You Can Predict Heat Capacities", Chemical Engineering (June, 1957).

<sup>37</sup>Vargaftik, N.B., and Ziminia, N.K.: "Thermal Conductivity of Steam at High Temperatures", Teploenergetika, 11 (12): 84 (1964).

## CONDUCTIVIDAD TERMICA 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.

## DIFUSIVIDAD TERMICA

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:

$$\alpha: \frac{K_h}{M} \quad (1.14)$$

Donde:

$\alpha$ : Difusividad térmica,  $\frac{ft^2}{h}$

$K_h$ = Conductividad térmica,  $\frac{BTU}{h-ft-^{\circ}F}$

M: Capacidad calorífica  $\frac{BTU}{ft^3-^{\circ}F}$

## CALOR SENSIBLE

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

$$H_w = C_w(T_s - 32) \quad (1.15)$$

Donde:

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

$T_s$ : Temperatura de saturación, en °F

$c_w$ : Calor específico del agua,  $1.0 \frac{BTU}{lb-^{\circ}F}$

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

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

$$H_w = 91.0p^{0.2574} \quad (1.16)$$

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

### **CALOR LATENTE**

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

$$L_v = 1318p_s^{-0.08774} \quad (1.17)$$

Donde:

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

$P_s$ : Presión de saturación (psi)

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 1,9% en el rango de 15 a 1000 lpcá.

### **CALOR TOTAL**

$$H_s = H_w + L_v \quad (1.18)$$

Donde:

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

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

$$H_s = 1119p_s^{0.01267} \quad (1.19)$$

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

### ENTALPIA DISPONIBLE

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

$$H_r = H_s - c_w(T_r - 32) \quad (1.20)$$

Donde:

$H_r$ : Entalpía del vapor seco y saturado, en  $\frac{BTU}{lb}$

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

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

$$V_{ws} = V_s X + (1-X) \cdot V_w = X(V_s - V_w) + V_w \quad (1.21)$$

Donde:

$V_{ws}$ : Volumen específico del vapor húmedo, en  $\frac{ft^3}{lb}$

$V_s$ : Volumen específico del vapor seco y saturado, en  $\frac{ft^3}{lb}$

$V_w$ : Volumen específico del agua saturada, en  $\frac{ft^3}{lb}$

### DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE<sup>38</sup>

Para la determinación del modelo matemático de la inyección de agua caliente, hacemos las siguientes asunciones:

- No hay presencia de la fase gas

---

<sup>38</sup>Harsem, G.J.: "Oil recovery by hot water and steam injection", Shell Research NV, The Hague, The Netherlands.

- El fluido inyectado se encuentra instantáneamente en equilibrio con los fluidos del yacimiento y la arena. La permeabilidad relativa y la presión capilar se asumen independientes de la temperatura.
- La ley de darcy para fluidos multifásicos, relaciona las velocidades de crudo y agua fase a fase en gradientes de presión, por las siguientes relaciones:
- Velocidad de la fase aceite

$$\vec{V}_o = -\frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left( \nabla P_o - \rho_{o\frac{g}{gc}} \nabla D \right) \quad (1.22)$$

- Velocidad de la fase agua

$$\vec{V}_w = -\frac{kk_{rw}}{\mu_w} \left( \nabla P_w - \rho_{w\frac{g}{gc}} \nabla D \right) \quad (1.23)$$

- Combinando las ecuaciones 1.22 y 1.23, con los balances de masa de crudo y agua, obtenemos la ecuación diferencial parcial que gobierna el flujo de crudo y agua, en un yacimiento:
- Fase aceite

$$\nabla \cdot \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left( \nabla P_o - \rho_{o\frac{g}{gc}} \nabla D \right) + q_o = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_o S_o) \quad (1.24)$$

- Fase agua

$$\nabla \cdot \frac{kk_{rw}}{\mu_w} \left( \nabla P_w - \rho_{w\frac{g}{gc}} \nabla D \right) + q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho_w S_w) \quad (1.25)$$

- Estas ecuaciones difieren de las ecuaciones de flujo encontradas en los estudios de ingeniería de yacimientos usuales sólo en que, las viscosidades y densidades del fluido dependen ambas de la presión y la temperatura.

- Utilizando el concepto de equilibrio térmico instantáneo que limita los modos de transporte de energía a la conducción y convección, un balance de energía en un elemento diferencial de un yacimiento, se obtiene:

Transporte de energía

$$\begin{aligned} \nabla \cdot k \nabla T - \nabla \cdot ((\rho_o C_o v_o + \rho_w C_w v_w)T) + q \\ = \frac{\partial}{\partial t} ((\varphi(\rho_o S_o C_o + \rho_w S_w C_w) + (1 - \varphi)\rho_T C_T)T) \end{aligned} \quad (1.26)$$

La ecuación 1.26 también se aplica para estratos impermeables anteriores y por debajo del yacimiento donde la velocidad del fluido y la porosidad son cero.

Remplazamos la ecuación 1.23 en 1.25, la  $S_w$  es tomada como única función de la  $P$ :

$$S_w = S_{ir}(P_c) \quad (1.27)$$

Adicionalmente nosotros podemos escribir

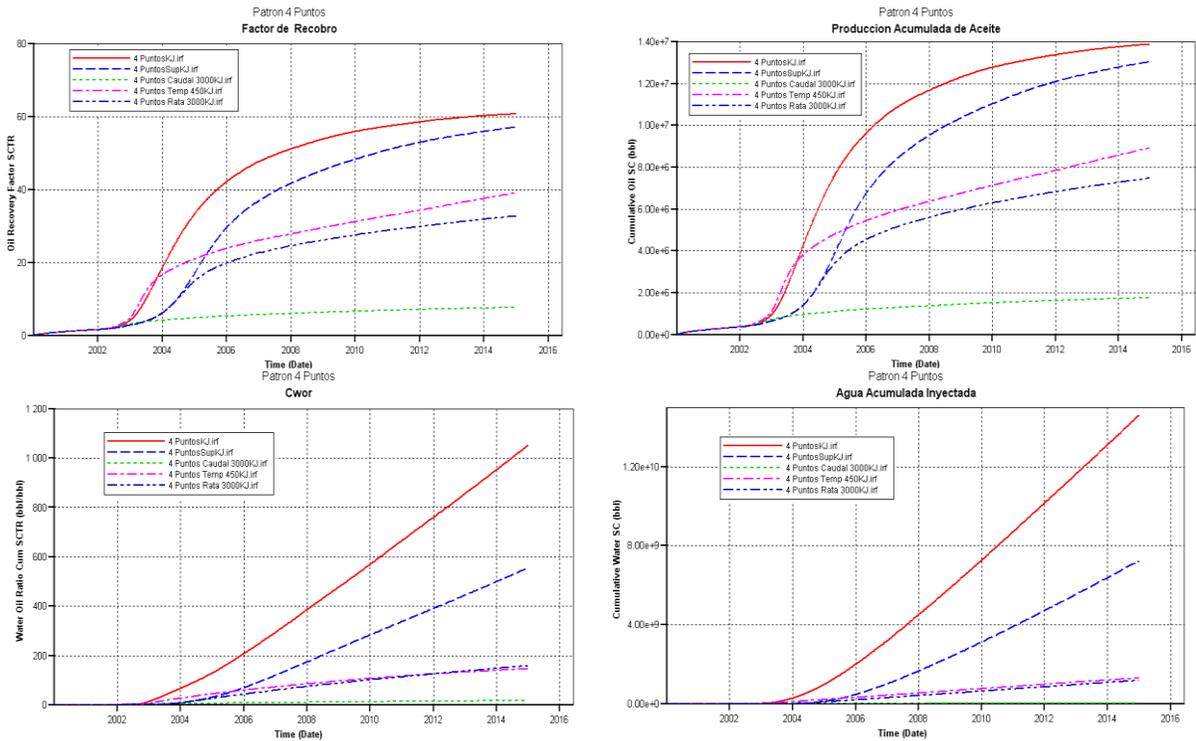
$$S_o = 1 - S_w \quad (1.28)$$

Y,

$$P_o = P_w + P_c \quad (1.29)$$

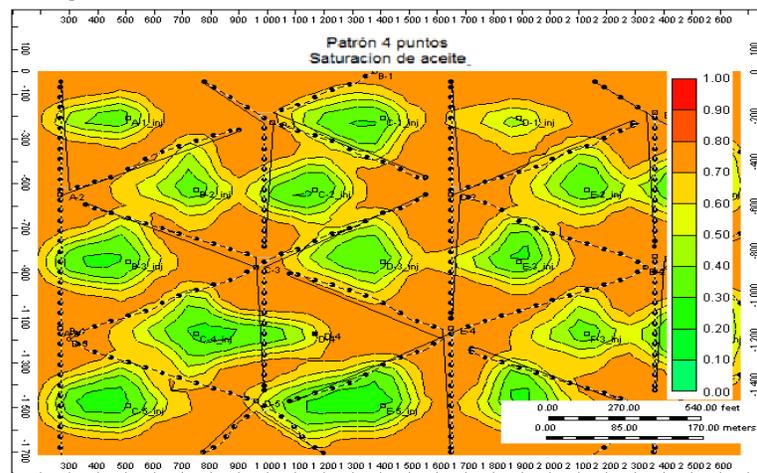
## 8.2 Anexo 2

**Gráfica 22. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 4 puntos.**



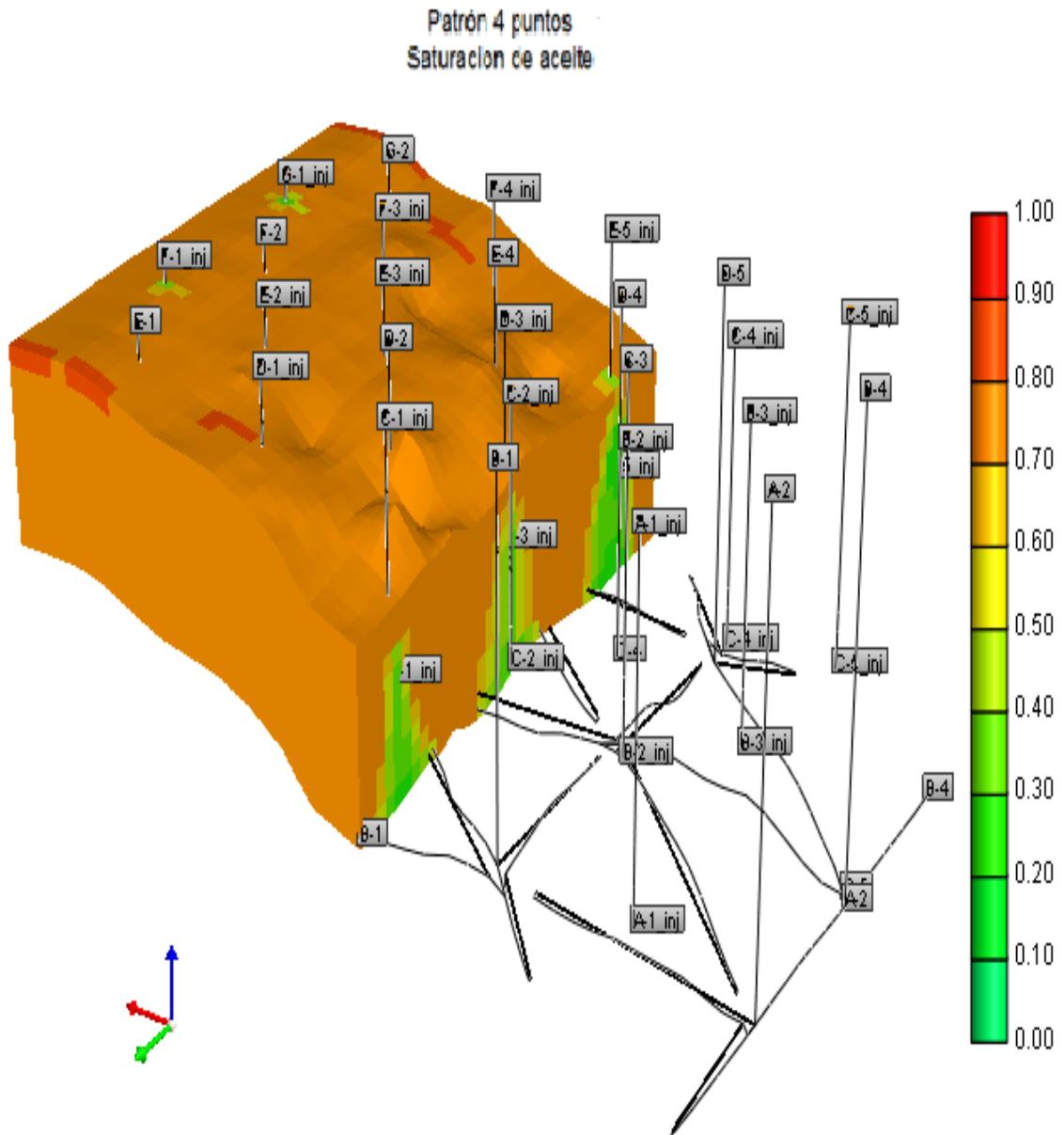
ResultsGraph CMG

**Gráfica 23. Vista 2D patrón 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.**



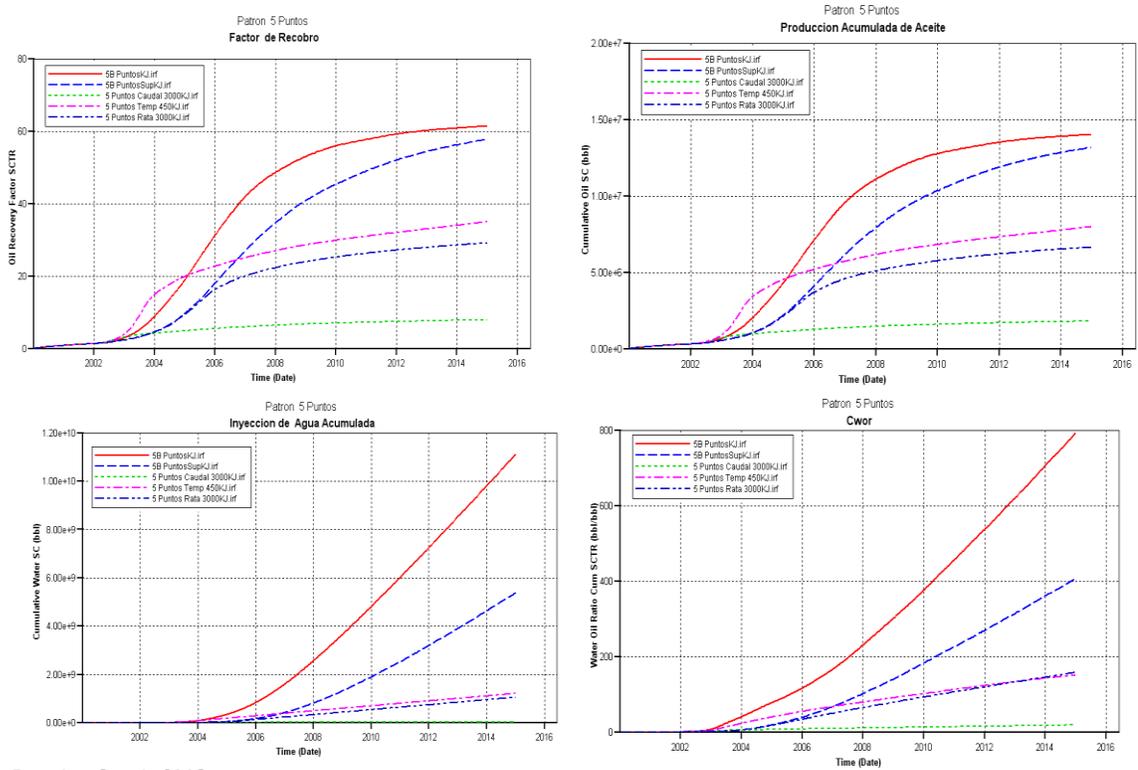
Results 3D CMG

Gráfica 24. Vista 3D patrón de 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.



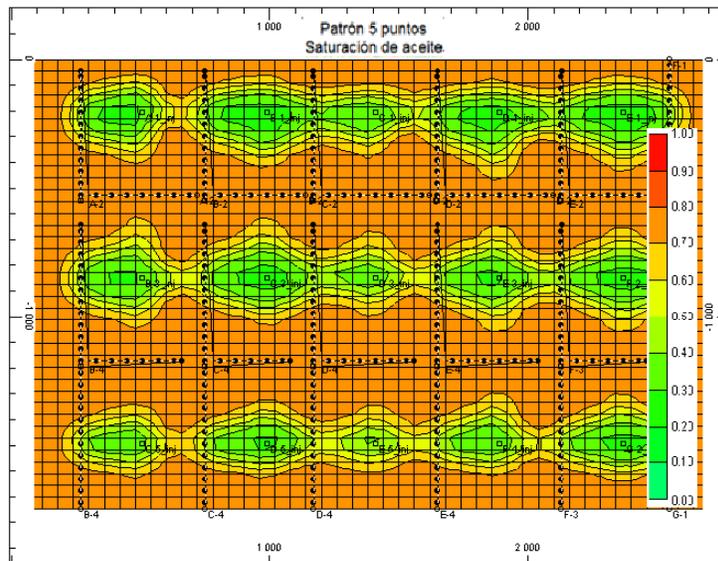
Results 3D CMG

**Gráfica 25. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 5 puntos.**



Results Graph CMG

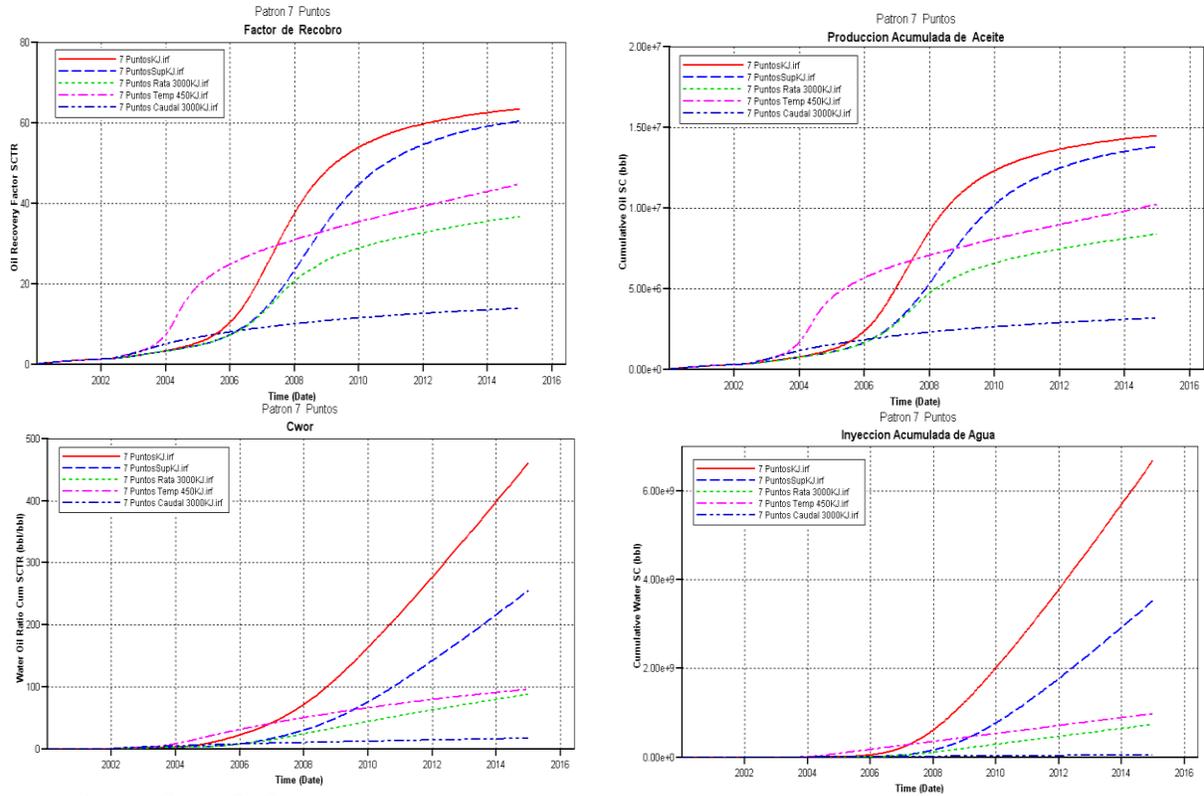
**Gráfica 26. Vista 2D patrón 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.**



Results3D CMG

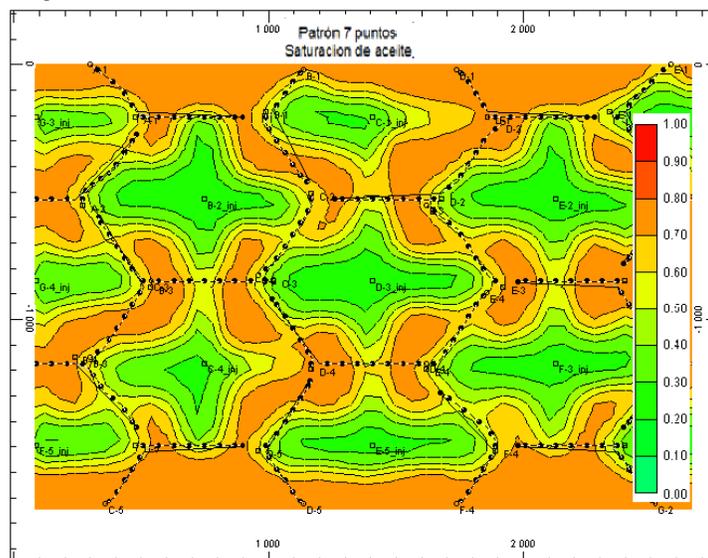


**Gráfica 28. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 7 puntos.**



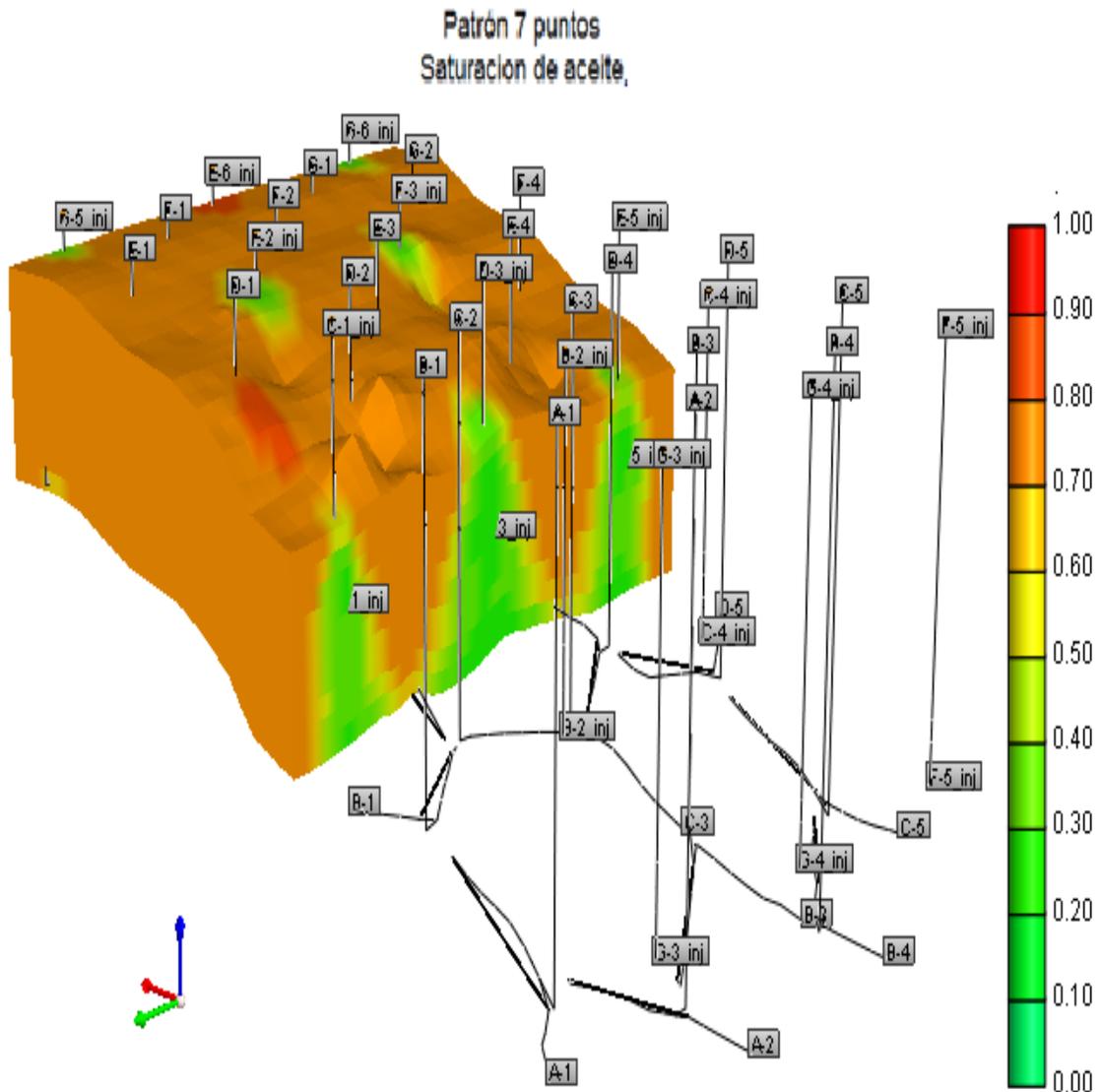
Results Graph CMG

**Gráfica 29. Vista 2D patrón 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.**



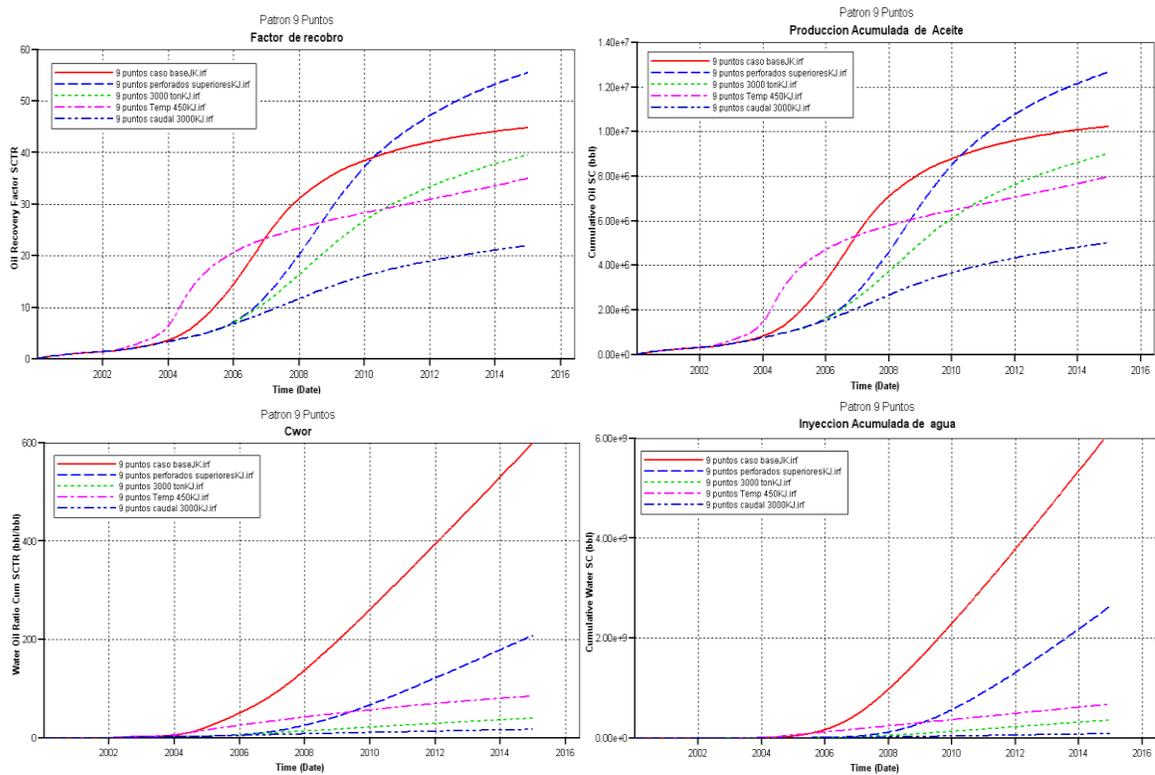
Results 3D CMG

Gráfica 30. Vista 3D patrón de 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.



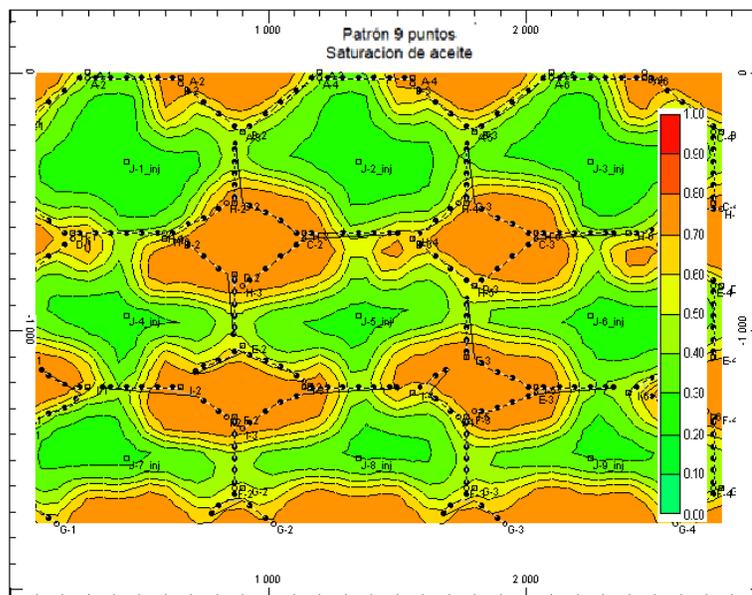
Results 3D CMG

**Gráfica 31. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 9 puntos.**



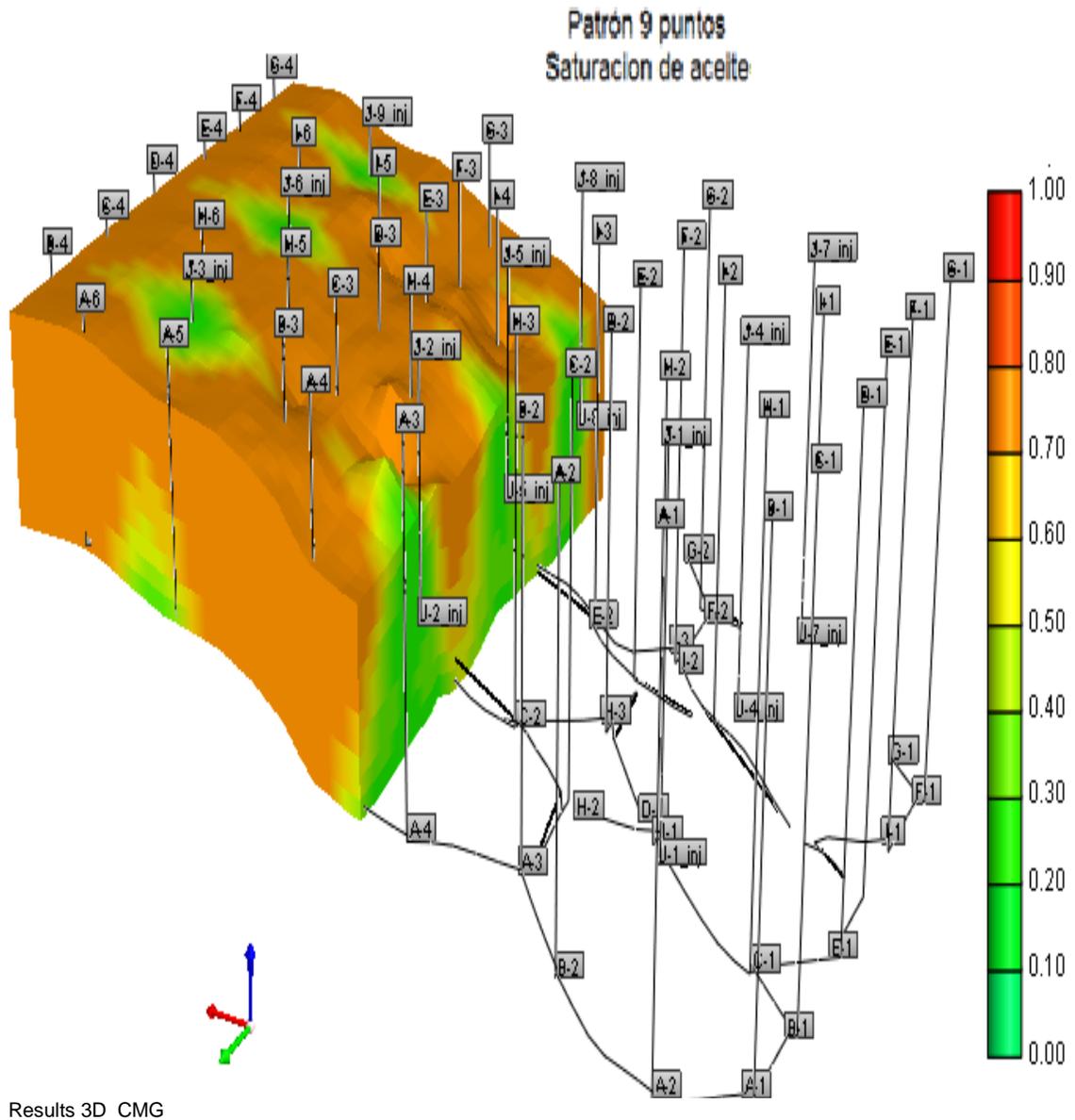
Results Graph CM

**Gráfica32. Vista 2D patrón 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.**

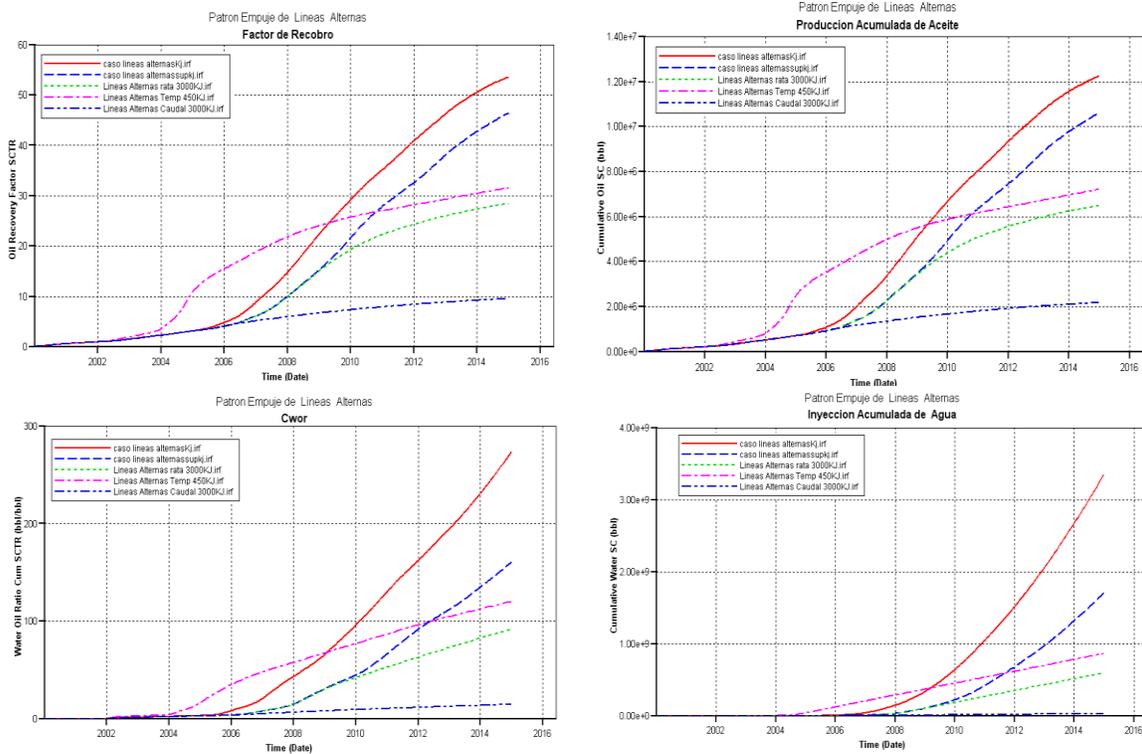


Results 3D CMG

**Gráfica 33. Vista 3D patrón de 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.**

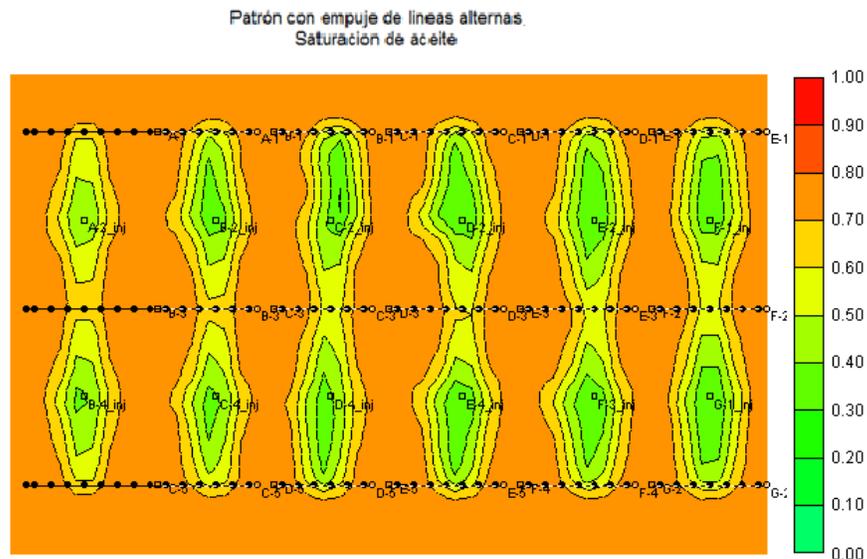


**Gráfica 34. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón con empuje de líneas alternas**



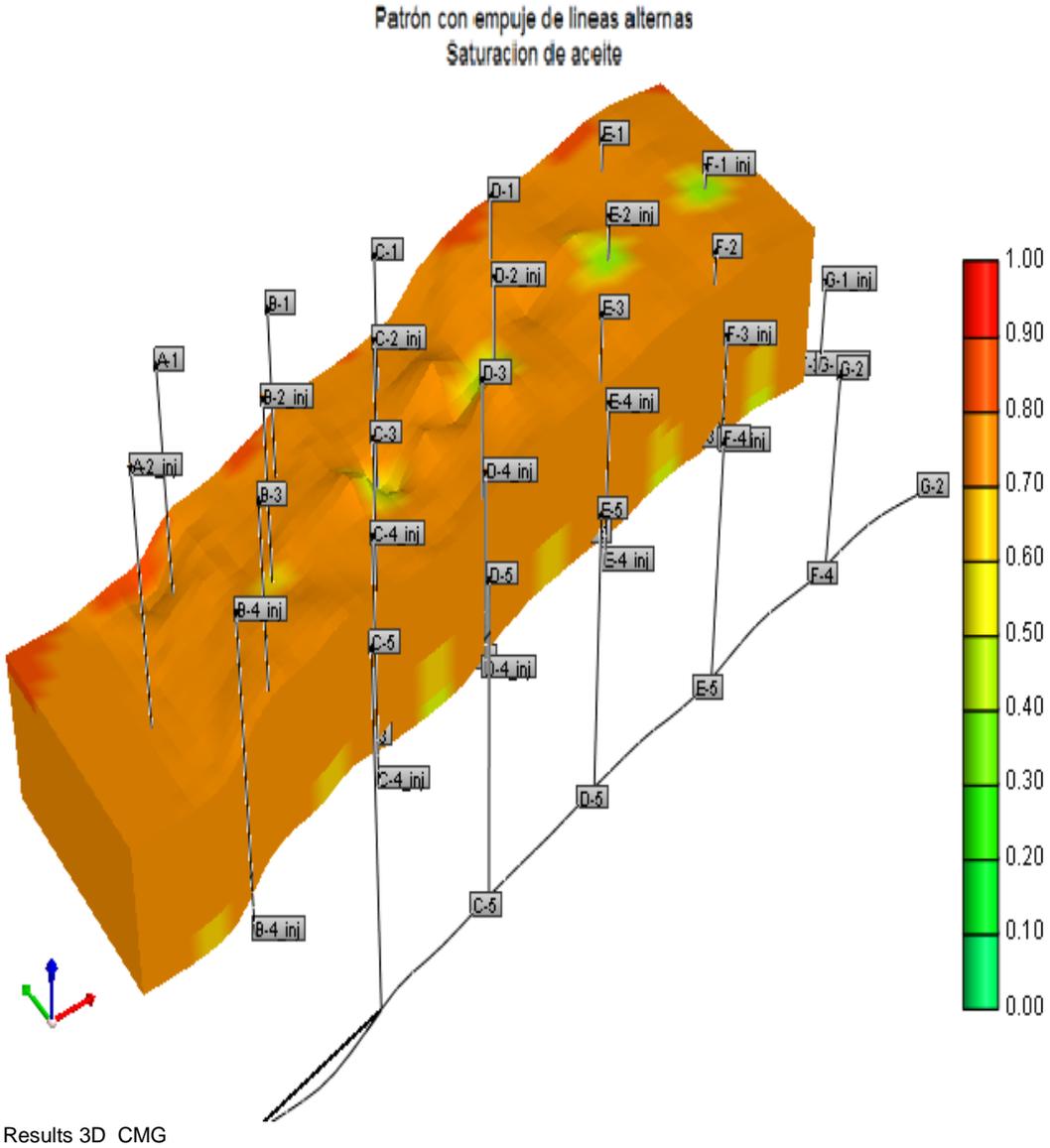
Results Graph CMG

**Gráfica35.Vista 2D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.**



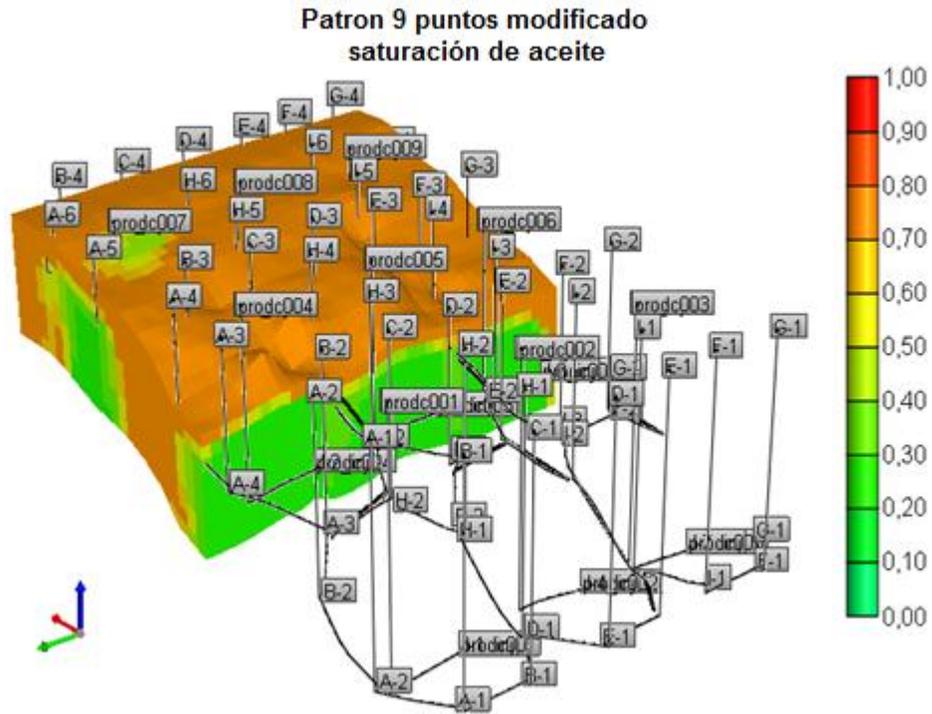
Results 3D CMG

**Gráfica 36. Vista 3D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación**

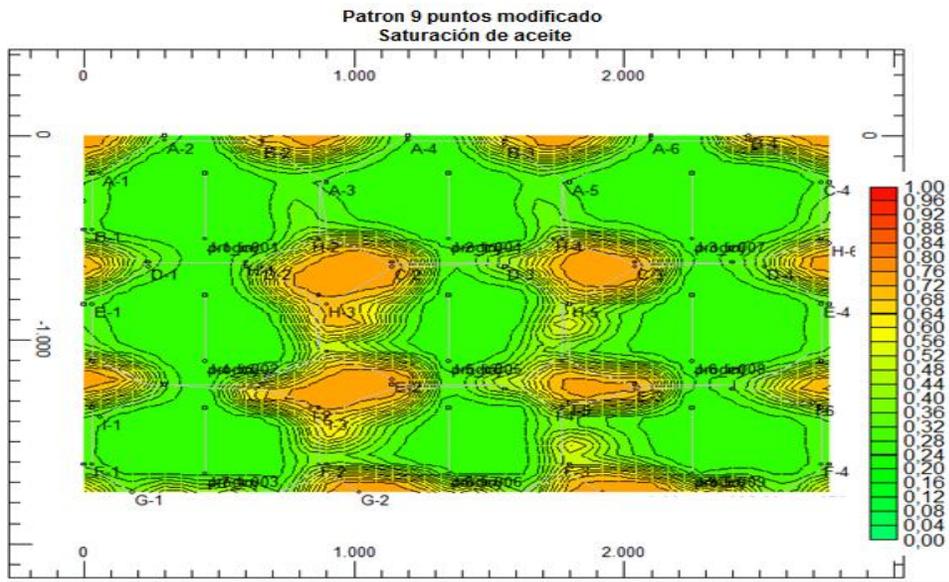


### 8.3 Anexo 3

Gráfica 37. Vista 3D patrón de 9 puntos modificado. Barrido de aceite al final de la simulación.

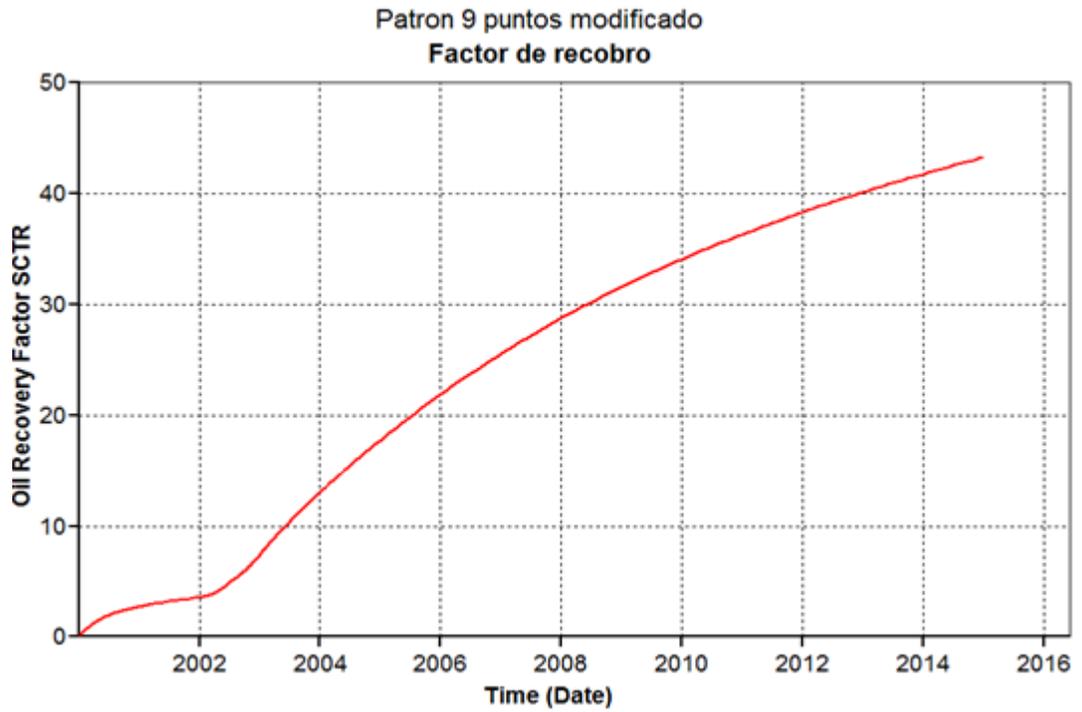


Gráfica 38. Vista 2D patrón de 9 puntos modificado. Barrido de aceite al final de la simulación.



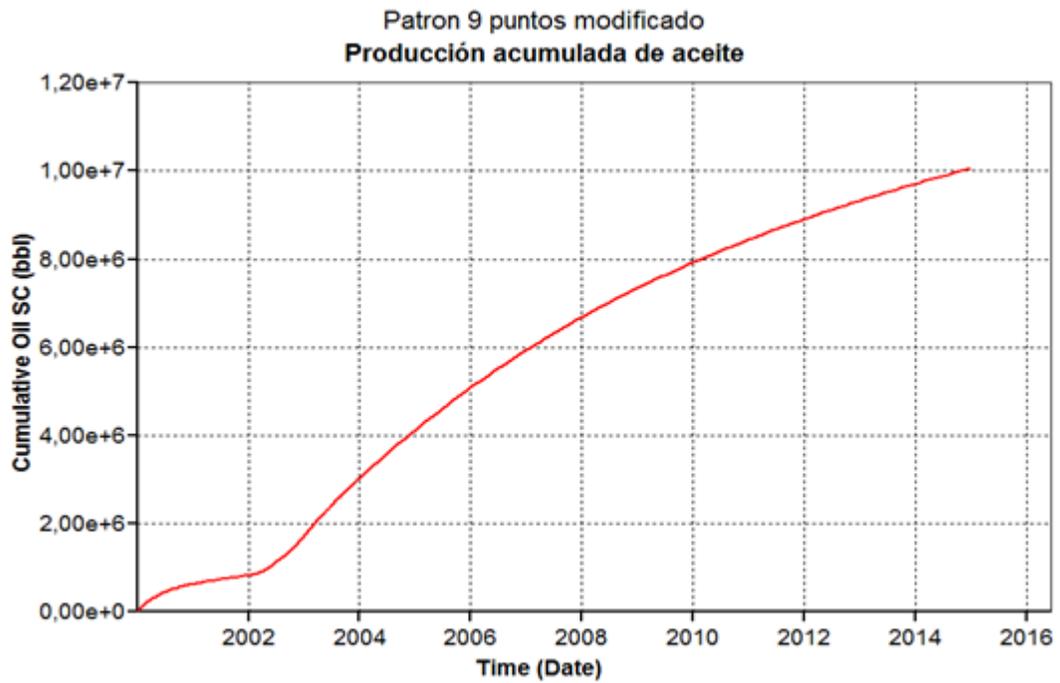
Results 3D CMG

**Gráfica 39. Patrón 9 puntos modificado - comportamiento del factor recobro.**



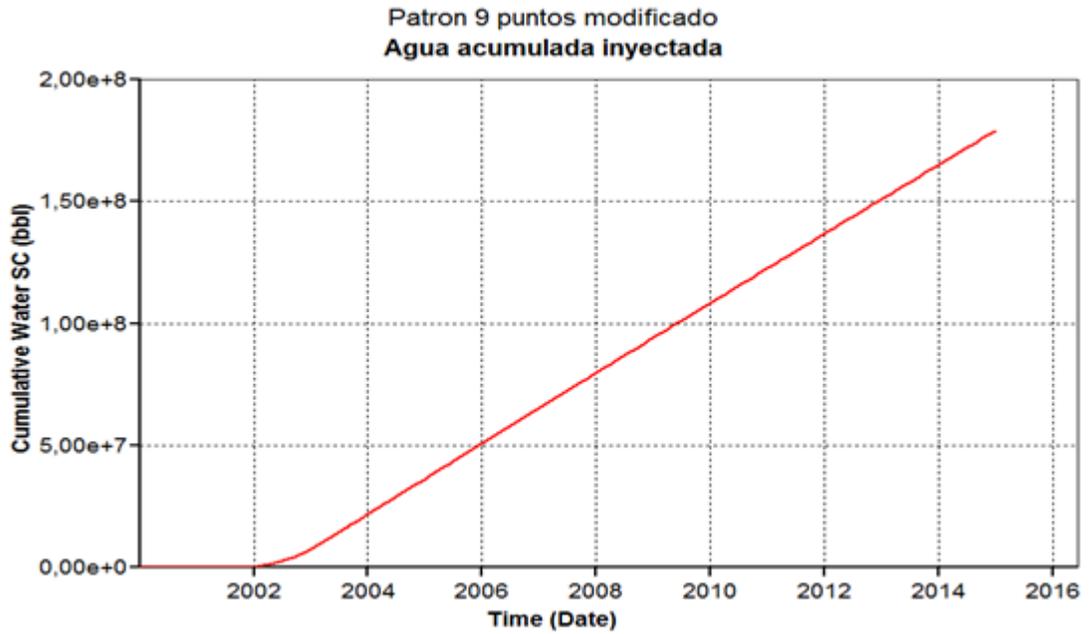
ResultsGraph CMG

**Gráfica 40. Patrón 9 puntos modificado – producción acumulada de aceite.**



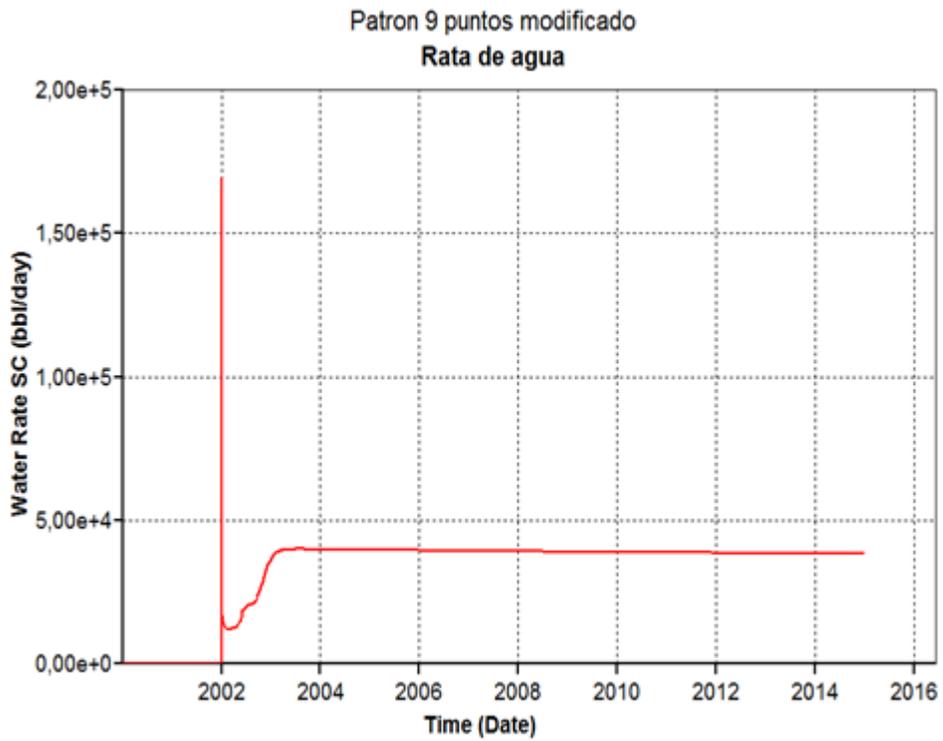
ResultsGraph CMG

**Gráfica 41. Patrón 9 puntos modificado – agua acumulada inyectada.**



Results Graph CMG

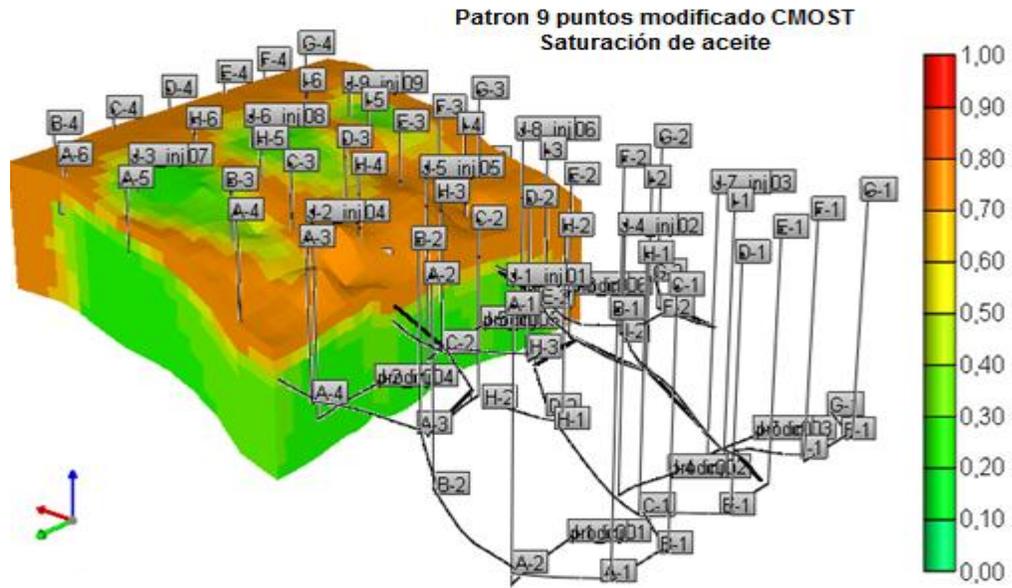
**Gráfica 42. Patrón 9 puntos modificado –Rata de agua.**



Results Graph CMG

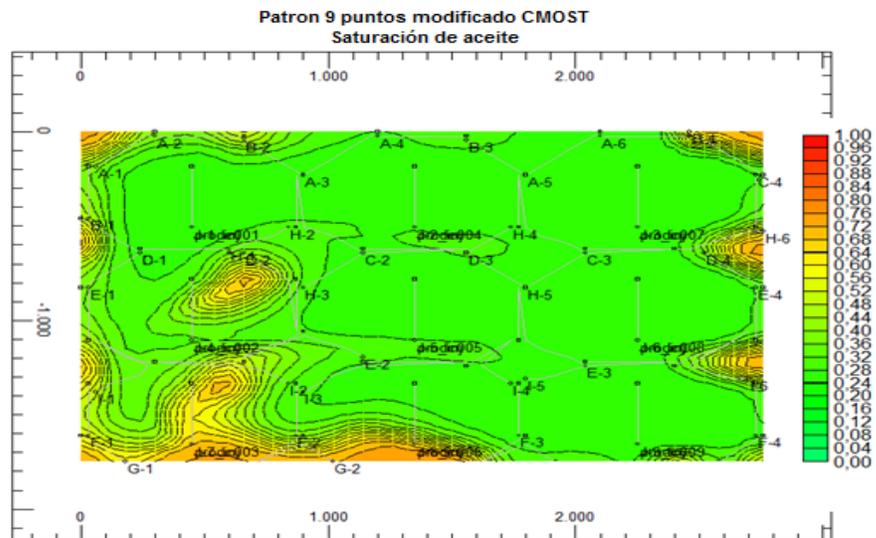
## 8.4 Anexo 4

Gráfica 43. Vista 3D patrón de 9 puntos CMOST. Barrido de aceite al final de la simulación.



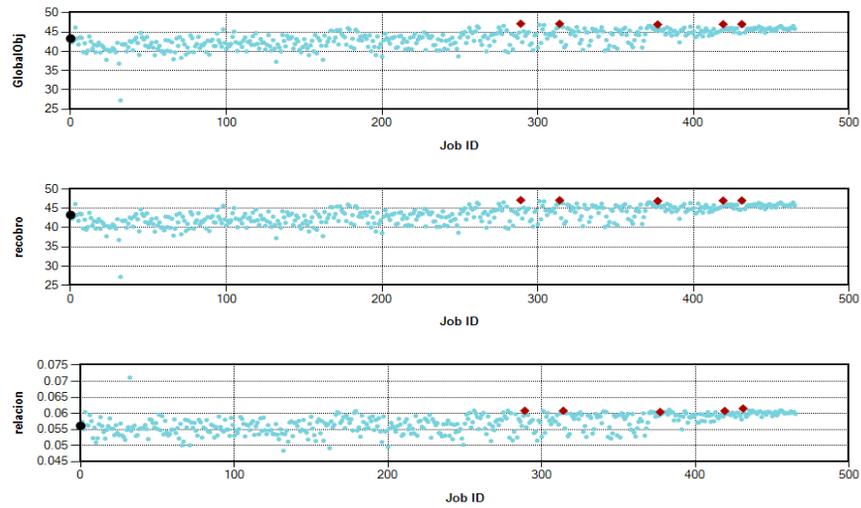
Results 3D CMG

Gráfica 44. Vista 2D patrón de 9 puntos CMOST. Barrido de aceite al final de la simulación.



Results 3D CMG

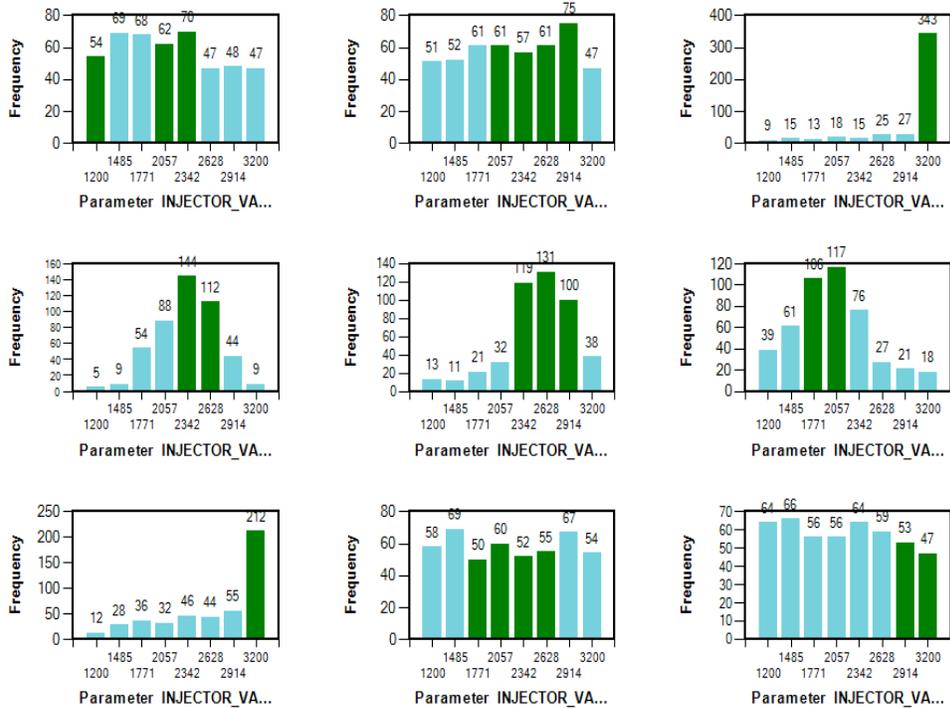
**Gráfica 45. Nube de puntos (5 mejores jobs) para el GlobalObj, Recobro y la Relación agua/crudo**



CMOST CMG

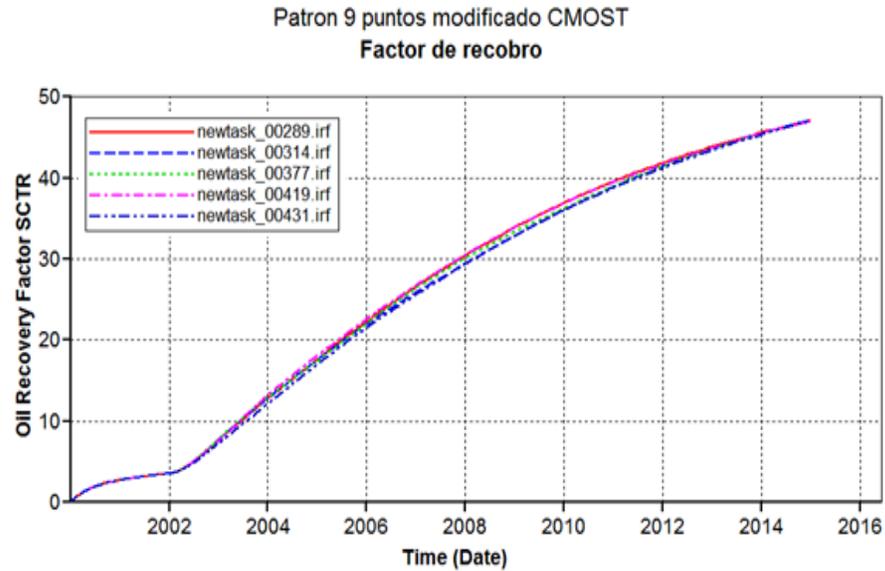
Nube de puntos, que representan cada uno de los Jobs evaluados, en rojo los mejores resultados. (Jobs 289, 314, 377, 419, 431)

**Gráfica 46. Frecuencias CMOST para cada uno de los parámetros evaluados**



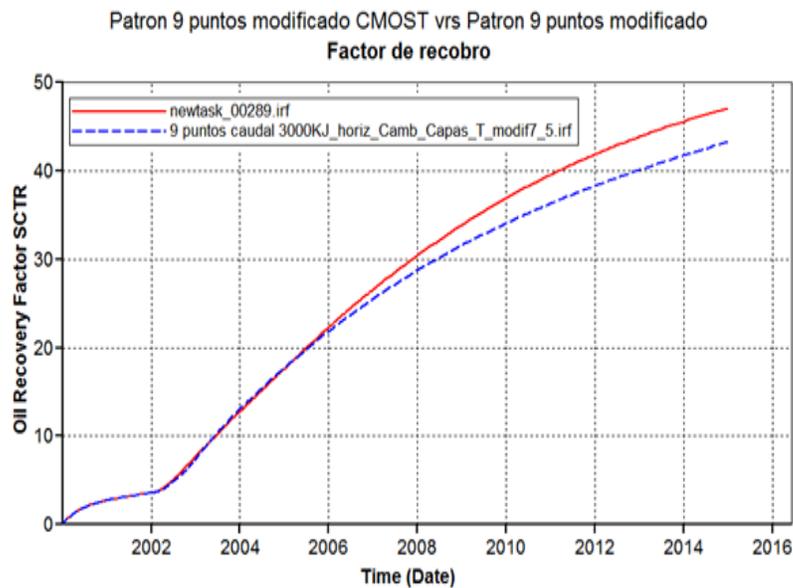
CMOST CMG

**Gráfica 47. Patrón 9 puntos CMOST - Comportamiento del factor recobro para los 5 mejores jobs.**



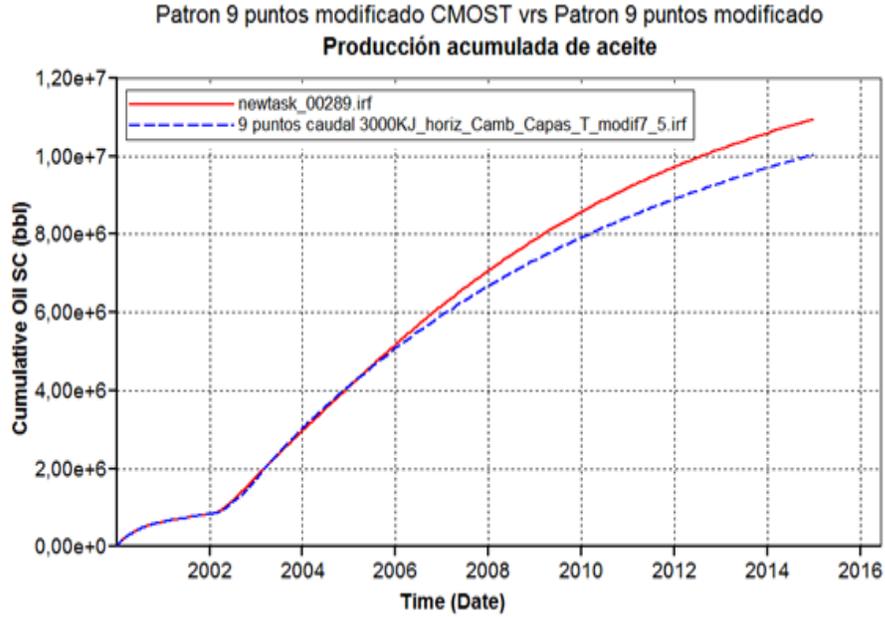
Results Graph CMG

**Gráfica 48. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Comportamiento del factor recobro.**



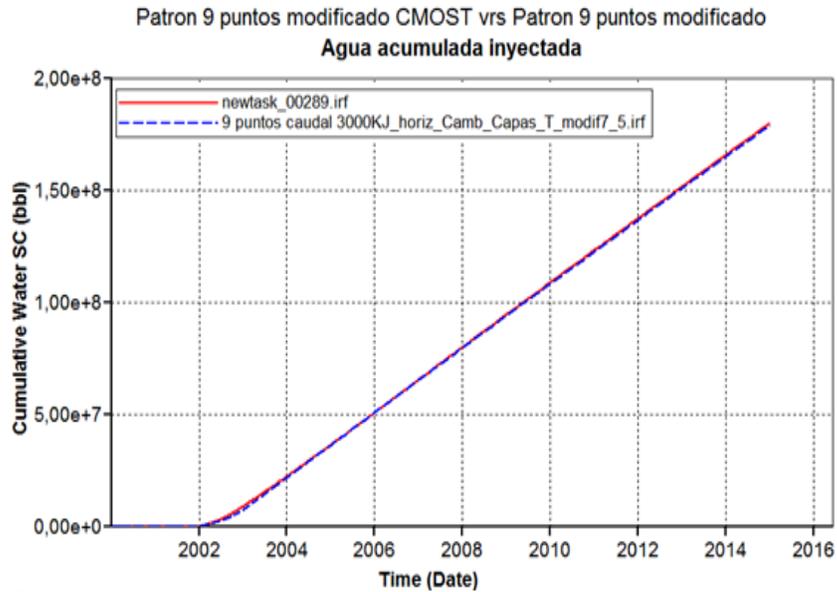
Results Graph CMG

**Gráfica 49. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Producción acumulada de aceite.**



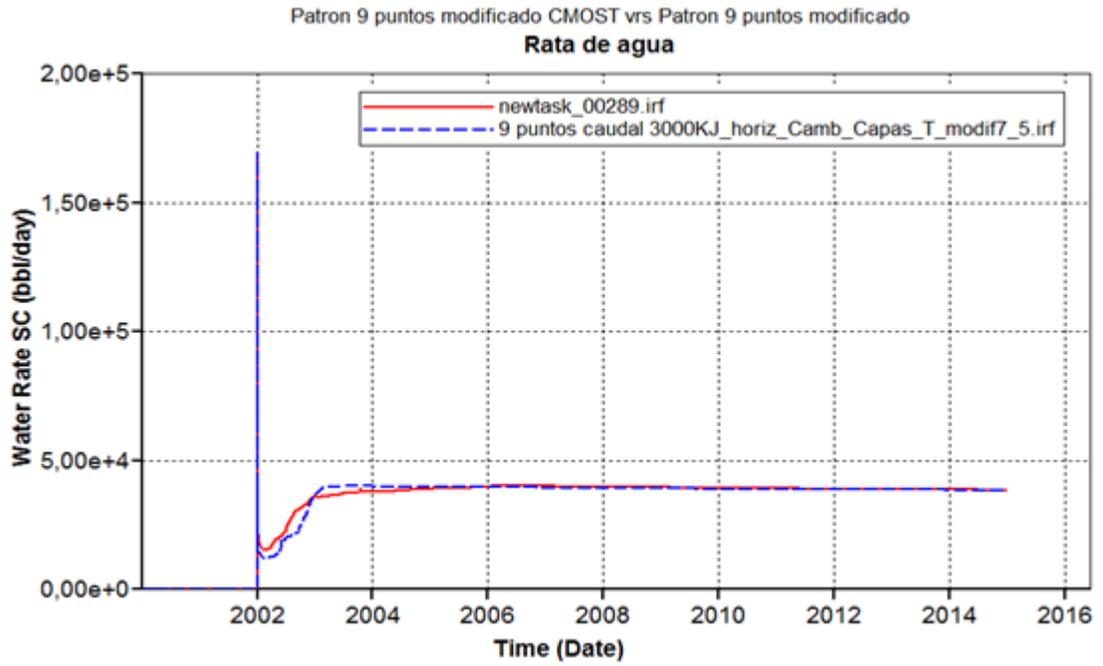
Results Graph CMG

**Gráfica 50. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Agua acumulada inyectada.**



Results Graph CMG

**Gráfica 51. Comparación: patrón 9 puntos modificado y patrón 9 puntos CMOST - Rata de agua.**



Results Graph CMG