

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

**OSCAR FABIÁN LIZCANO TOLEDO
VLADIMIR MÉNDEZ VANEGAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

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

**OSCAR FABIÁN LIZCANO TOLEDO
VLADIMIR MÉNDEZ VANEGAS**

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
2011**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Abril de 2011

DEDICATORIA

*A DIOS todopoderoso que siempre me apoyo y me dio fuerzas para realizar este proyecto,
A mis padres Flor de lís Toledo y Bert híl Lizcano por su apoyo y paciencia incondicional, a mis hermanos y demás familiares que siempre pensaban en mi.
A mis amigos aquellos que siempre me apoyaban cuando más lo necesita, se les agradece por este primer triunfo que me ayudaron a conseguir con el cual se empieza otra etapa de la vida.*

OSCAR FABIÁN LIZCANO TOLEDO

Agradezco a Dios el poder culminar con éxito este proyecto, agradezco a mis padres que han sido el apoyo durante toda mi carrera, a mis amigos y compañeros que me apoyaron para lograr esta meta.

VLADIMIR MÉNDEZ VANEGAS

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. 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, 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.

A los compañeros **DIEGO HERNAN RIOS DIAZ, GUILLERMO ARIEL RUBIO Y CARLOS MORALES**, por su amistad y apoyo, gracias por ayudarnos a obtener este logro.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1 ASPECTOS TEÓRICOS.....	21
1.1 CRUDOS PESADOS.....	21
1.2 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO.....	24
1.3 INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA.....	26
1.4 PATRONES DE INYECCIÓN.....	29
2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS	32
2.1 SIMULADOR	32
2.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO.....	32
2.3 MODELAMIENTO PVT.....	33
2.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.....	36
2.5 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	38
2.5.1 <i>Evaluación de caso en frio.....</i>	<i>41</i>
2.5.2 <i>Evaluación de los patrones de inyección.....</i>	<i>41</i>
2.5.3 <i>Variación y optimización de los parámetros operacionales del proceso de inyección de vapor.....</i>	<i>41</i>
2.5.4 <i>Optimización del mejor patrón.....</i>	<i>42</i>

3	EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS	
	SIMULACIONES.....	43
3.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO.....	43
3.1.1	<i>Producción acumulada de aceite (N_{po}).....</i>	<i>43</i>
3.1.2	<i>Inyección acumulada de vapor de agua (N_{iw}).....</i>	<i>43</i>
3.1.3	<i>Producción acumulada neta de aceite para venta (N_{COPS}).....</i>	<i>43</i>
3.1.4	<i>Factor de recobro (FR).....</i>	<i>44</i>
3.1.5	<i>Factor de recobro neto (FR neto).....</i>	<i>44</i>
3.1.6	<i>Relación de vapor acumulado aceite acumulado (CSOR).....</i>	<i>45</i>
3.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.....	48
3.2.1	<i>Evaluación de Caso en frío.....</i>	<i>48</i>
3.2.2	<i>Evaluación de los patrones de inyección.....</i>	<i>48</i>
3.2.3	<i>Variación y optimización de los parámetros operacionales del proceso de inyección de vapor.....</i>	<i>51</i>
3.2.4	<i>Optimización del mejor patrón.....</i>	<i>71</i>
	CONCLUSIONES.....	78
	RECOMENDACIONES.....	79
	BIBLIOGRAFIA.....	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de crudos pesados	23
Tabla 2. Propiedades recomendadas en proyectos de inyección de vapor	28
Tabla 3. Características de los patrones de inyección	31
Tabla 4. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca	34
Tabla 5. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca	35
Tabla 6. Rangos de los parámetros de yacimiento recomendados.	36
Tabla 7. Propiedades del yacimiento base	36
Tabla 8. Parámetros operacionales del proceso de inyección de vapor.	38
Tabla 9. Casos patrones de inyección.	41
Tabla 10. Casos de parámetros a evaluar.	42
Tabla 11. Pozos productores e inyectores por patrón.	45
Tabla 12. Costo inicial por patrón.	46
Tabla 13. Costo pozos.	46
Tabla 14. CSOREL para cada patrón.	47
Tabla 15. Comportamiento de los parámetros bajo la producción en frío del campo.	48
Tabla 16. Comportamiento de los parámetros bajo diferentes patrones de inyección.	48
Tabla 17. Resultados con inyectores con perforados en las ultimas 4 capas.	51
Tabla 18. Resultados con inyectores con perforados en 4 capas centrales.	52
Tabla 19. Resultados con inyectores con perforados en las primeras 4 capas.	52

Tabla 20.	Resultados de las simulaciones con calidad 80%	54
Tabla 21.	Resultados de las simulaciones con calidad 85%	54
Tabla 22.	Resultados de las simulaciones con calidad 90%	54
Tabla 23.	Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 500 toneladas de vapor.....	55
Tabla 24.	Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 1000 toneladas de vapor.....	55
Tabla 25.	Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 2000 toneladas de vapor.....	55
Tabla 26.	Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 3000 toneladas de vapor.....	56
Tabla 27.	Resultados de las simulaciones con temperatura de 560°F @ 1131 psi.	57
Tabla 28.	Resultados de las simulaciones con temperatura de 600°F @ 1510 psi.	58
Tabla 29.	Resultados de las simulaciones con temperatura de 640°F @ 2050 psi.	58
Tabla 30.	Resultados de las simulaciones con producción máxima 2000 bls de liquido- día y 400 bls de agua equivalente-día.	60
Tabla 31.	Resultados de las simulaciones con producción máxima 3000 bls de liquido- día y 600 bls de agua equivalente-día.	60
Tabla 32.	Resultados de las simulaciones con producción máxima 4000 bls de liquido- día y 800 bls de agua equivalente-día.	60
Tabla 33.	Resultados finales:	71
Tabla 34.	Comparación entre el patrón y la optimización debido a la adicción y cierre de pozos.	73
Tabla 35.	Comparación entre el patrón y la optimización debido a la inyección cíclica de vapor.	74

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Total de reservas de petróleo en el mundo	21
Figura 2: Crudo pesado y bitumen alrededor del mundo.....	22
Figura 3: Inyección de vapor continua	28
Figura 4: Patrones de flujo	30

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Mapa de topes (pies) Vista 3D de la grilla utilizada para la Simulación.	32
Gráfica 2. Mapa de topes (pies) pozos perforados Vista 3D de la grilla utilizada para la simulación.	33
Gráfica 3. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.	35
Gráfica 4. Diagrama de fases PVT	35
Gráfica 5. Distribución de Porosidad del yacimiento.	37
Gráfica 6. Distribución de la permeabilidad del yacimiento.	37
Gráfica 7. Patrón 4 puntos vista 3D y 2D.	39
Gráfica 8. Patrón 5 puntos vista 3D y 2D.	39
Gráfica 9. Patrón 7 puntos vista 3D y 2D.	39
Gráfica 10. Patrón 9 puntos vista 3D y 2D	40
Gráfica 11. Patrón con empuje líneas alternas vista 3D y 2D.	40
Gráfica 12. Factor de recobro evaluado para los patrones simulados.	49
Gráfica 13. Caudal de inyección vs tiempo.	50
Gráfica 14. Patrón 5 puntos avance del vapor a 2 años de inyección.	50
Gráfica 15. Vista 3D patrón 5 puntos avance del vapor a 2 años de inyección.	51
Gráfica 16. Agua acumulada de inyección.	52
Gráfica 17. CSOR patrón 7 puntos.	53
Gráfica 18. Vista 3D patrón 5 puntos avance del vapor a 2 años de inyección.	53

Gráfica 19. Factor de recobro patrón 7 puntos a diferentes ratas de inyección.	56
Gráfica 20. Agua acumulada de inyección patrón 7 puntos a diferentes ratas de inyección.....	57
Gráfica 21. Comportamiento del recobro, CSOR, factor de recobro producción de aceite a diferentes temperaturas.	59
Gráfica 22. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 4 puntos.	61
Gráfica 23. Vista 2D patrón 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.	61
Gráfica 24. Vista 3D patrón 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.....	62
Gráfica 25. Vista 3D patrón de 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.	62
Gráfica 26. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 5 puntos.	63
Gráfica 27. Vista 2D patrón 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.	63
Gráfica 28. Vista 2D patrón 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.....	64
Gráfica 29. Vista 3D patrón de 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.	64
Gráfica 30. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 7 puntos.	65
Gráfica 31. Vista 2D patrón 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.	65
Gráfica 32. Vista 2D patrón 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.....	66
Gráfica 33. Vista 3D patrón de 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.	66
Gráfica 34. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 9 puntos.	67

Gráfica 35. Vista 2D patrón 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.	67
Gráfica 36. Vista 2D patrón 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.	68
Gráfica 37. Vista 3D patrón de 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.	68
Gráfica 38. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón con empuje de líneas alternas:	69
Gráfica 39. Vista 2D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.	69
Gráfica 40. Vista 2D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.	70
Gráfica 41. Vista 3D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación.....	70
Gráfica 42. Esquema inicial del proyecto a la fecha 2000-01-01	72
Gráfica 43. Esquema final del proyecto a la fecha 2010-01-01	72
Gráfica 44. Comparación del patrón de 7 puntos con optimización debido a adición y cierre de pozos.	73
Gráfica 45. Comparación del patrón de 7 puntos con optimización debido a inyección cíclica de vapor.	74
Gráfica 46. Efecto de la producción inicial sobre la viscosidad.	75
Gráfica 47. Efecto de la viscosidad, sobre la temperatura final del proceso.	76
Gráfica 48. Saturación de aceite.....	77

GLOSARIO

AGUA EQUIVALENTE: Termino utilizado que define el caudal de vapor a inyectar en términos de barriles de agua. Se define como 100 toneladas de vapor iguales a 628 bwed.

API: la gravedad API es una escala arbitraria de valores, empleada en la industria del petróleo, para indicar exclusivamente la gravedad específica de crudos, hidrocarburos y sus derivados líquidos; relacionada por medio de una formulación experimental.

BITUMEN: o asfalto es un 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. Los crudos de menos de 10 grados API son crudos extra pesados, de los cuales los de menor densidad son calificados como bitumen.

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.

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

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.

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.

INYECCIÓN DE VAPOR: técnica de recobro mejorado en la cual se inyecta vapor saturado o sobrecalentado (a altas temperaturas, entre 200 °F y 500 °F generalmente) a la formación de interés con el fin de disminuir la viscosidad del fluido dentro de ella.

PATRONES DE INYECCIÓN: son arreglos y configuraciones específicas entre pozos inyectoros 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 esta rodeado por inyectoros o, invertidos si el pozo inyector esta rodeado por los productores.

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.

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.

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

VISCOSIDAD: denotada como μ , 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.

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, las 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.

RESUMEN

En esta investigación se determinó la eficiencia de los patrones de inyección en un proyecto de recobro térmico, como lo es la inyección de vapor continua, realizado en un yacimiento de propiedades heterogéneas. Los patrones se evaluaron de acuerdo al CSOR y el factor de recobro, el yacimiento modelo se elaboro de acuerdo a propiedades recomendadas en trabajos anteriores.

El diseño del patrón base se realizo perforando pozos productores horizontales y los inyectores verticales siempre en el centro de cada patrón.

En este estudio se evaluó y se optimizo 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 observa al final del estudio que el patrón de 7 puntos mostro mayor eficiencia de barrido observado en el alto factor de recobro y un valores de CSOR aceptables, por el cual se le realizaron optimizaciones y estudios adicionales a este patrón.

ABSTRACT

In this study we investigated the efficiency of the injection patterns in a thermal recovery project, such as continuous steam injection was conducted in heterogeneous reservoir properties. Patterns were evaluated according to CSOR and the recovery factor, the base site was elaborated according to recommended properties in previous works.

Pattern design was done by drilling horizontal well and vertical injectors, always at the center of each pattern.

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

Observed at the end of the study that the pattern of 7 points showed greater sweep efficiency observed in the high recovery factor and an acceptable CSOR values by which optimizations were performed and additional studies in this pattern.

INTRODUCCION

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. Con las reservas convencionales de hidrocarburos en declinación, este aceite no convencional empieza a ser una fuente importante para satisfacer los requerimientos energéticos en el mundo.

El recobro primario que presentan las acumulaciones de crudo pesado es muy bajo, debido a la poca movilidad que presentan los fluidos en el yacimiento; es por ello, que se hace necesario aplicar procesos de recobro mejorado para incrementar la producción de petróleo y hacer rentable el desarrollo de este tipo de reservorios.

Los métodos de recobro térmico se muestran muy efectivos ante esta problemática, ya que la viscosidad del petróleo es muy sensible a la temperatura. En este orden de ideas, la inyección de vapor convencional se muestra como un método térmico muy popular, lo que hace su uso práctico y económico. Esta técnica usa pozos verticales inyectando vapor en yacimientos de crudos pesados y extra pesados incrementando en estos el factor de recobro, siendo un éxito tanto en el aspecto técnico como económico. Sin embargo, la inyección de vapor como técnica es sensible a variables tales como la profundidad del yacimiento, el espesor neto de los estratos productores, el tipo de fluidos en el yacimiento y las propiedades petrofísicas de la roca.

Para mejorar los procesos de desplazamiento en los reservorios, durante le 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.

Con este proyecto se pretende evaluar el comportamiento del factor de recobro de un crudo pesado sometido a un proceso de inyección de vapor convencional aplicando diferentes patrones de inyección (utilizando pozos inyectoros horizontales) mediante la utilización de un simulador termal.

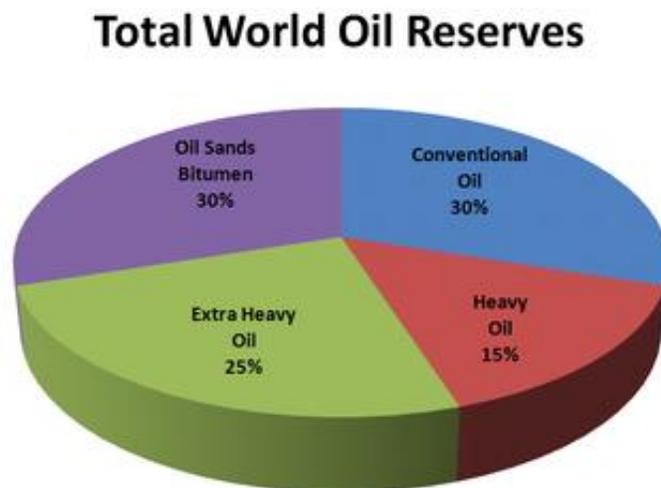
1 ASPECTOS TEÓRICOS

1.1 CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados se encuentran presentes en muchos yacimientos del mundo, y representan una fuente potencial para el incremento de reservas y producción mundiales de hidrocarburos para cualquier país o empresa. La declinación de la producción de petróleo, las limitadas reservas de hidrocarburos convencionales, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, incentivan a las compañías petroleras a invertir en la explotación de los crudos pesados, extra pesados y el bitumen natural.

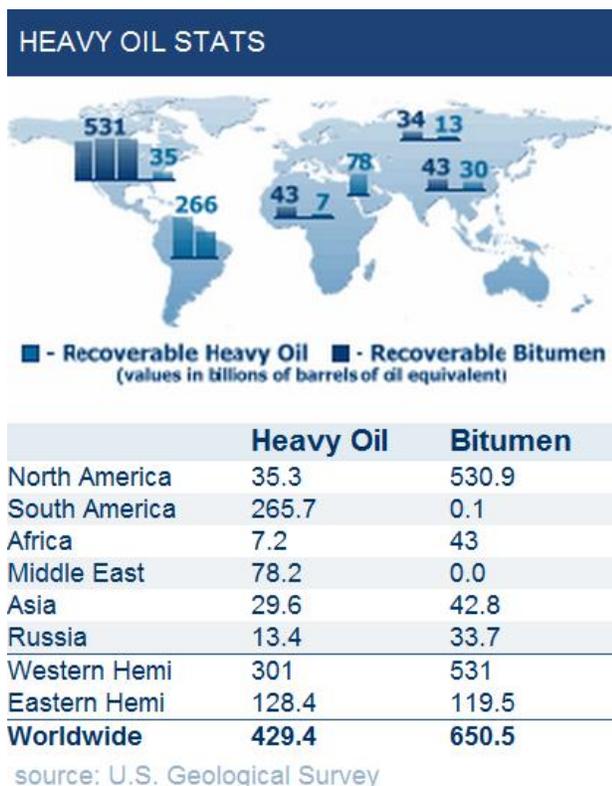
1.1.1 Importancia de los crudos pesados. La importancia de los crudos pesados, extra pesados y bitúmenes radica en el hecho de que en la actualidad ellos conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo (ver figura 1), oscilando entre 9 y 13 trillones de barriles de aceite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

Figura 1. Total de reservas de petróleo en el mundo



Fuente: Peak oil, Wikipedia the free encyclopedia. Marzo 3 del 2011. Disponible en la internet: URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Peak_oil

Figura 2: Crudo pesado y bitumen alrededor del mundo



Fuente: *It Work: Heavy Oil*. Disponible en la internet: 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”¹.

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

¹ MONTAÑA OVIEDO, William Fernando. Evaluación Del comportamiento de un yacimiento de crudo pesado mediante la aplicación de la técnica THAI “Toe To Heel Air Injection. Trabajo de Grado. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2010. 21 p.

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/m³ (22.3 y 10.1° API), y el crudo extra pesado tiene una densidad menor a 1000 Kg/m³ (< 10.0° API).

La siguiente tabla 1 dará 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/M³)
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*

“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 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”².

1.2 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO

El recobro mejorado aplica a todos los procesos diferentes a la recuperación primaria (producción por la energía natural interna de un yacimiento y los métodos de producción de los levantamientos artificiales) de un yacimiento. Cuando la presión en el medio se hace inadecuada, las reservas se producen por métodos mejorados usando energía adicional predisponiendo la inyección de fluidos menos costosos que el petróleo para mantener un gradiente de presión y/o mejorar las condiciones de movilidad del yacimiento.

Hay factores importantes de evaluar cuando se desea utilizar una u otra operación de inyección, factores como el tiempo óptimo para la inyección, características del fluido o los fluidos de inyección, la predicción de la recuperación de petróleo (en función de la cantidad de petróleo original in situ), la recuperación antes de la inyección, saturación de petróleo al inicio de la inyección, distribución de la saturación en el yacimiento (determinación de las áreas a barrer), tasa de inyección, tasa de producción y saturación residual después del proceso.

La clasificación del recobro mejorado es posible dada como métodos convencionales o recuperación secundaria y recuperación terciaria o alteración de las propiedades de la roca o los fluidos in-situ del yacimiento. Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía un aproximado de 60 a 80% del Petróleo Original En Sitio, aplicando un proceso mejorado se lograrían producir recobro del 15% o más de las reservas iniciales.

1.2.1 Métodos térmicos. Los métodos de recuperación terciaria o EOR (Enhanced Oil Recovery), son métodos de alta tecnología se clasifican en dos grandes grupos: térmicos y no térmicos o métodos químicos. Los primeros se usan con preferencia para los crudos pesados y los métodos no térmicos se utilizan con preferencia a crudos livianos, aunque pueden ser aplicables a crudos pesados, han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo.

Los procesos térmicos de extracción utilizados en el presente se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, en dos modalidades,

² 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.

cíclica y continua; y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento o procesos in situ.

Los métodos térmicos mas aplicados en la recuperación de hidrocarburos son mencionados a continuación³:

1.2.1.1 Inyección de vapor continua: 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. Este proceso se realiza continuamente en el tiempo con el fin que el vapor y agua caliente (debido a la condensación del vapor saturado o sobrecalentado) desplace la fase aceite hasta los pozos productores.

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.

1.2.1.2 Inyección de vapor cíclica: 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 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, etc.

1.2.1.3 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.

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

³ ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002

agua caliente básicamente son: reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

1.2.1.4 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 súper húmeda. Las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciendo así los costos del proceso. Entre estos métodos se encuentra la combustión convencional, la combustión húmeda y la combustión en reverso.

1.2.1.5 Calentamiento eléctrico: Consiste en calentar el crudo por medio de resistencias eléctricas, en yacimientos que por su estructura o ubicación no permiten usar métodos de inyección de vapor o solventes.

1.3 INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA.

El proceso de inyección de vapor es una de las técnicas dominantes en la recuperación mejorada de la extracción de petróleo pesado en el mundo superando el 90% de los casos de los procesos térmicos aplicados. Del mismo modo que la inyección de agua, este mecanismo de empuje es un arreglo específico entre pozos de inyectores y productores con la diferencia, que en este caso, las pérdidas de calor son mayores, por lo que el tamaño del arreglo es un punto importante a considerar; sin embargo, el recobro de petróleo supera en la mayoría de los casos el 50%.

La inyección de vapor continua se basa en una combinación de condiciones térmicas, reducción de la viscosidad del fluido y restablecimiento de presión (la presión con que el fluido es disipado hacia los conductos periféricos.); el mecanismo del desplazamiento del petróleo es una combinación de cambios físicos interaccionantes, tales como la reducción de la viscosidad y la más importante, la destilación del vapor. Además de la recuperación del petróleo

anteriormente mencionada, otros fenómenos se presentan en la inyección de vapor continua, tales como el empuje por gas en solución, desplazamientos miscibles y la extracción con solventes (el petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos); y la recuperación por efectos gravitacionales.

Un esfuerzo considerable a posteriori, es requerido para tratar al agua hirviente y a los gases resultantes de la combustión del crudo procesado, que frecuentemente contiene compuestos de nitrógeno y sulfuros; El proceso no puede ser usado para profundidades mayores a 5,000 pies, donde la presión hidrostática puede exceder la presión crítica del vapor (3,202 psia).

La inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua connata, hace que el petróleo pesado en el extremo de inyección sea vaporizado y desplazado hacia delante, una fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás; el vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento.

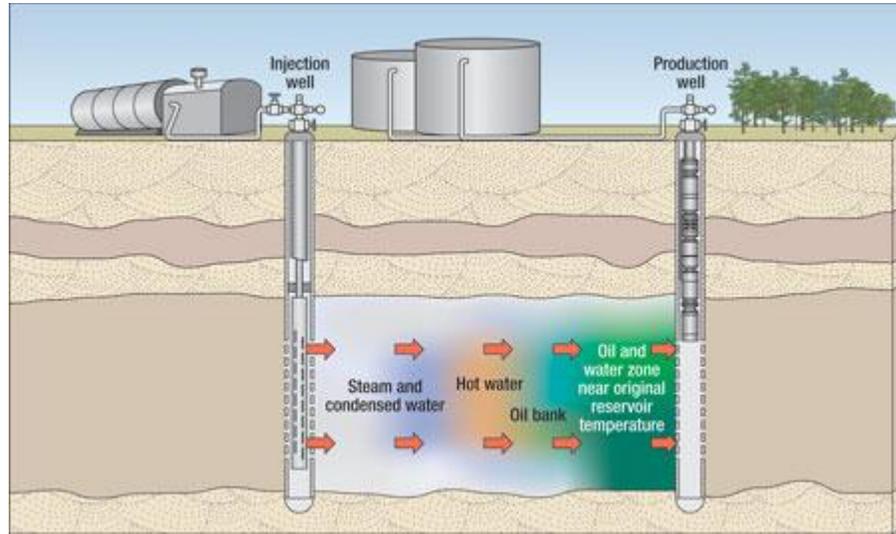
Una característica importante que es motivo de estudio y cuyo comportamiento es crucial en la determinación de las condiciones de inyección y contribuye al desplazamiento de los fluidos en el yacimiento es la expansión térmica, la reducción de la saturación residual del petróleo y los cambios que ocurren en la permeabilidad relativa de las fases.

“Se debe tener en cuenta para el diseño de un proyecto, optimizar la calidad del vapor y la tasa de inyección. La calidad del vapor es definida como la fracción de la masa de agua que es vapor. Un incremento en la calidad del vapor, incrementará la tasa a la cual el reservorio es calentado, pero incrementará la tendencia a la canalización del vapor. La cantidad requerida es usualmente cercana a 5 barriles de agua por barril de petróleo producido por vapor. Ya que el vapor se condensa en el reservorio, puede no ser factible usar inyección de vapor en formaciones que contienen arcillas que son sensibles al agua fresca”⁴.

Desde aquí el proceso de desplazamiento prosigue tal como en la inyección de agua convencional. Se observan tres zonas diferentes: la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas (ver figura 3).

⁴ Ibíd 2. 26 p.

Figura 3: Inyección de vapor continua



Fuente: Steam Flooding injection. Disponible en internet.URL: <http://www.pump-zone.com/images/stories/pumps/hightempfig2steamflooding.jpg>

Algunas de las características que hacen que el proceso de inyección de vapor sea recomendable son las mostradas en la tabla 2:

Tabla 2. Propiedades recomendadas en proyectos de inyección de vapor

CARACTERÍSTICAS	LIMITES	MEDIO IDEAL
Gravedad API, °API	>8	13 (+/-)
Viscosidad, Cp.	<200000	4700 (+/-)
Saturación de Aceite, %	>50	60 (+/-)
Porosidad, %	>25	30 (+/-)
Espesor Neto, pies	>30	50(+/-)
Permeabilidad Promedio, mD.	>200	3000 (+/-)
Profundidad, pies	<4500	2500 (+/-)

Fuentes: TABER J. EOR screening criteria revisited- part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, SPE New México.

Algunas características a establecer antes de la inyección de vapor son los requerimientos de la planta de inyección de vapor. Aspectos mencionados en procesos de simulación aconsejan evaluar:

- Surtimiento del agua y la salinidad que esta contenga.
- Tanque pulmón (usado para contar con un caudal estabilizado de agua en la bomba que la envía a la planta de tratamiento).
- Planta de Tratamiento de agua (Genera agua en condiciones de alimentar a la caldera)
- Tanque de almacenamiento (Capacidad)
- Caldera (Calor generado, Temperatura del vapor a la máxima presión, Calidad del vapor,
- Costo del vapor generado

1.4 PATRONES DE INYECCIÓN

El flujo bidimensional se encuentra en todos los procesos de desplazamiento donde se inyectan fluidos en el yacimiento, El movimiento de los fluidos es controlado por el arreglo de los pozos productores e inyectores al igual que la heterogeneidad del yacimiento, esta última, particularmente en la dirección vertical.

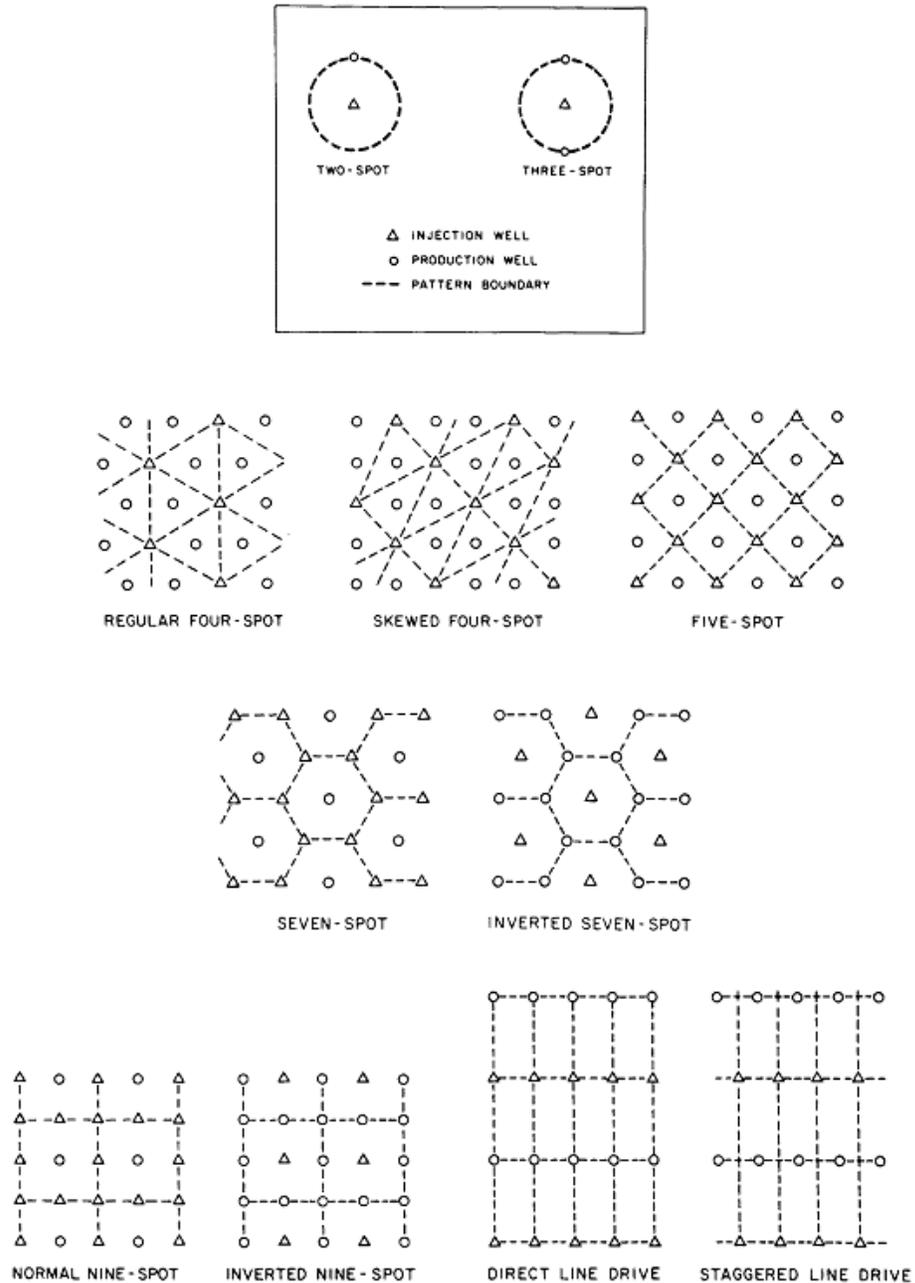
Los patrones de inyección son arreglos específicos entre los pozos productores e inyectores que reflejan figuras geométricas conocidas, repitiendo estas a lo largo de todo el yacimiento en los proyectos de recobro mejorado de petróleo. Los patrones de inyección mejoran los procesos de desplazamiento y en establecen en función de la localización de los pozos existentes, el tamaño y forma del yacimiento, el costo de los nuevos pozos y el incremento del recobro asociado a los diferentes posibles arreglos de inyección.

Los patrones de inyección son llamados normales o regulares cuando en el arreglo se incluye un solo pozo productor por patrón (pozo productor rodeado por pozos inyectores), mientras que los patrones son descritos como invertidos cuando incluye solo un pozo productor por arreglo (pozo inyector rodeado por pozos productores).

Comúnmente los patrones de inyección son encontrados como: arreglos de líneas directas o alternas, arreglos de dos puntos, patrones de tres puntos, cuatro puntos normal o sesgado, cinco puntos, siete puntos normal o invertido, y nueve puntos normal o invertido (ver figura 4 y tabla 3).

Los patrones de 2 pozos y 3 pozos, son arreglos aislados para propósitos de posibles pruebas piloto.

Figura 4: Patrones de flujo⁵



⁵ WILLIHTE G. Paul. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE Textbook Series Vol. 3. Seventh Printing. Richardson TX. 1986. 112 p.

Fuente: WILLIHTE G. Paul. *Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE. 1986.*

Tabla 3. Características de los patrones de inyección⁶

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)	1/2	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*

⁶ ESCOBAR, Freddy Humberto. Ph.D, *Aspectos fundamentos de recobro secundario y terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana. 2006. Primera edición. p 91 -92.*

2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS

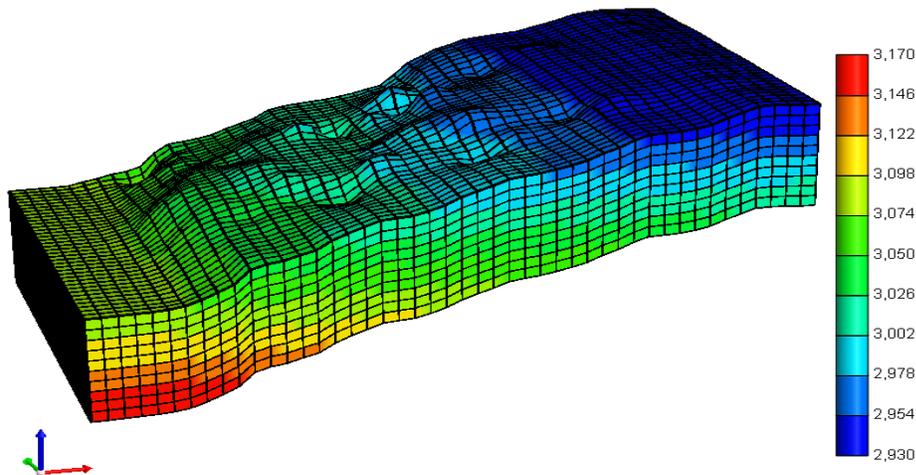
2.1 SIMULADOR

Para el desarrollo de este proyecto se empleó un simulador termal, debido a que la inyección de vapor convencional es un método de recobro térmico ampliamente utilizado en yacimientos de crudos pesados y/o extra-pesados, en los cuales hay problemas de movilidad principalmente por los altos valores de viscosidad a la temperatura de yacimiento. La mejor forma de incrementar el factor de recobro es aumentar la temperatura en el yacimiento para que la viscosidad disminuya y el fluido adquiera mayor movilidad, es por ello que se hace necesario realizar estudios termodinámicos para analizar el caso en cuestión.

2.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

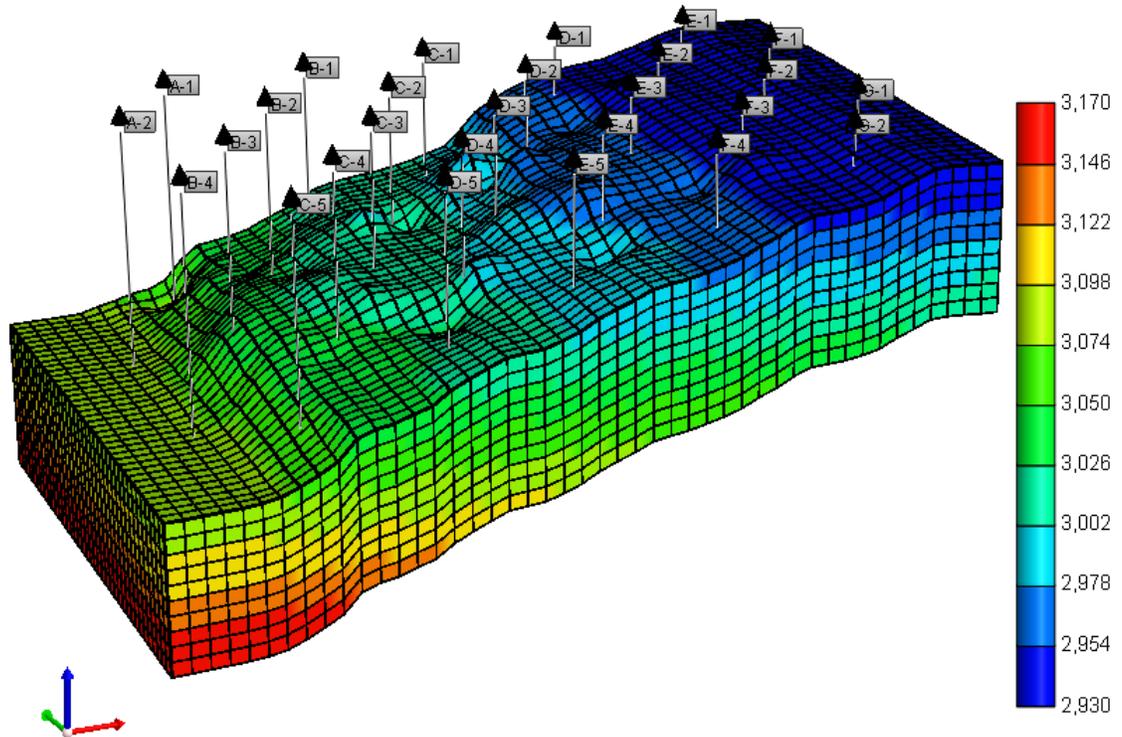
Para el desarrollo del caso base y de las simulación se generó una grilla de bloques ortogonales centrados de tres dimensiones, con 46 celdas en la dirección X, 38 celdas en la dirección Y, y 10 celdas en la dirección Z; el tamaño de las celdas en X fue de 60 pies, en la dirección Y fue de 46 pies y 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).

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



Builder CMG

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



Builder CMG

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”⁷ realizada por ALONSO LUIS MAGO; aquí se muestra el estudio para la correcta caracterización y la regla de mezclas adecuada, aplicadas a las características típicas de un PVT de crudo extra pesado en una simulación de recobro térmico. El crudo que se tomó para este estudio fue un crudo extra pesado del campo Hamaca ubicado en el cinturón de crudos pesados del Orinoco en Venezuela (ver tabla 4, tabla 5 y gráfica 3).

⁷ MAGO, ALONSO LUIS. *Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Asses Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation*. Texas A&M University. Mayo 2006.

Para el estudio se establecen como temperatura inicial de yacimiento 150 °F y una Presión de 1300 psia, las cuales son condiciones representativas de yacimientos de crudo pesado. Ver gráfica 4

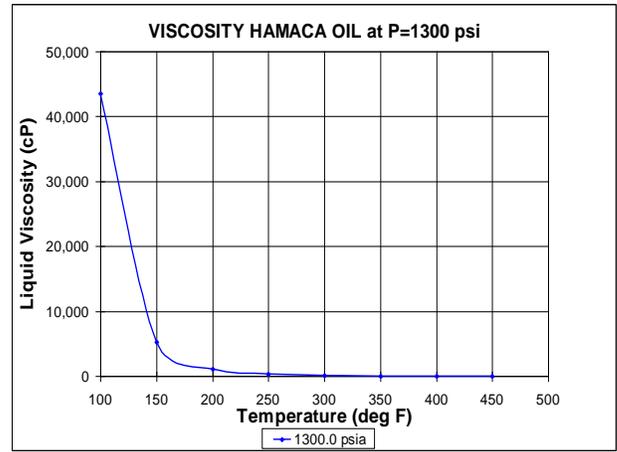
Tabla 4. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca

Componentes	Composición del fluido en % molar
N ₂	0.03
CO ₂	1.92
C ₁	29.04
C ₂	0.29
C ₃	0.15
i-C ₄	0.07
n-C ₄	0.12
i-C ₅	0.08
n-C ₅	0.08
C ₆	0.31
C ₇	0.72
C ₈	0.11
C ₉	0.06
C ₁₀₊	67.02
Total Moles %	100.00
Propiedades C10+	
Gravedad específica del Gas (aire=1)	1.008
Peso Molecular	531.886
Propiedades del Fluido	
Peso Molecular	363.48
GOR (SCF/STB)	111.5
Gravedad específica del Gas (aire=1)	0.6346
Gravedad específica el Aceite °API	9.3

Tabla 5. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca

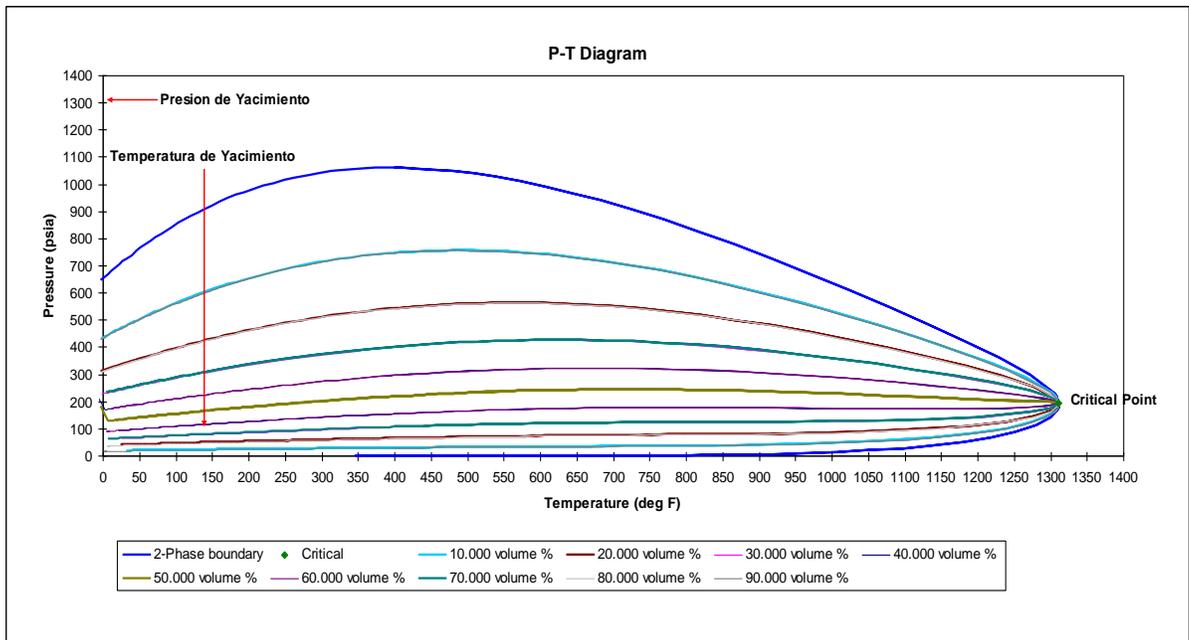
VISCOSIDAD CRUDO HAMACA A 1300 PSI	
Temperature (deg F)	Liquid Viscosity (cp.)
100	43497.2
150	5213.38
200	1048.38
250	300.032
300	110.091
350	48.4224
400	24.4171
450	13.6917

Gráfica 3. Viscosidad real del crudo Campo Hamaca.



Winprop-CMG

Gráfica 4. Diagrama de fases PVT



Winprop-CMG

2.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

De acuerdo a recomendaciones de trabajos de inyección de vapor continua, se recomienda trabajar el modelo bajo los siguientes rangos de características del yacimiento:

Tabla 6. Rangos de los parámetros de yacimiento recomendados.

PROPIEDADES	RANGOS
Espesor de la formación (ft)	> 40
Porosidad (%)	> 25
Saturación inicial de aceite (%)	> 60
Permeabilidad horizontal (D)	0.25 - 2
Presión de yacimiento (psi)	1100 - 1500

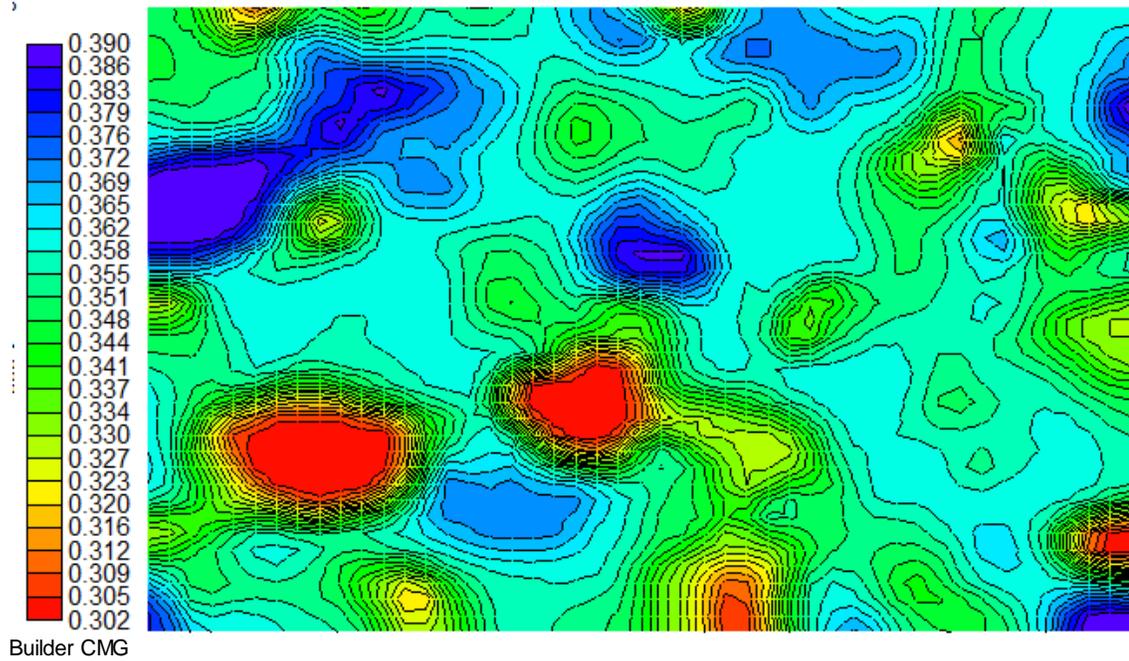
Se generó un caso base con propiedades heterogéneas, en donde la propiedad varía entre los rangos recomendados en estudios anteriores:

Tabla 7. 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

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.
Patron 7 puntos
Porosidad



Gráfica 6. Distribución de la permeabilidad del yacimiento.
Patron 7 puntos
Permeabilidad

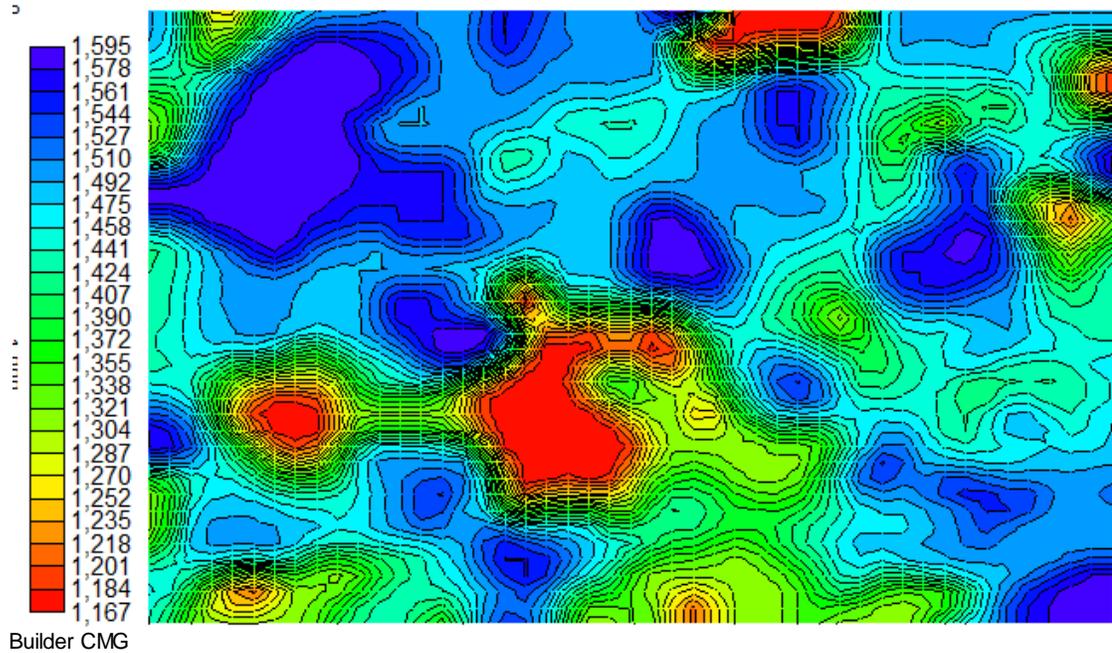


Tabla 8. Parámetros operacionales del proceso de inyección de vapor.

PARÁMETRO	VALOR
Presión de inyección	1500 psi
Temperatura de inyección	600 °F
Calidad del vapor	85 %
Pwf pozo productor	200 psi
Tiempo de simulación	5475 días (15 Años)

2.5 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.

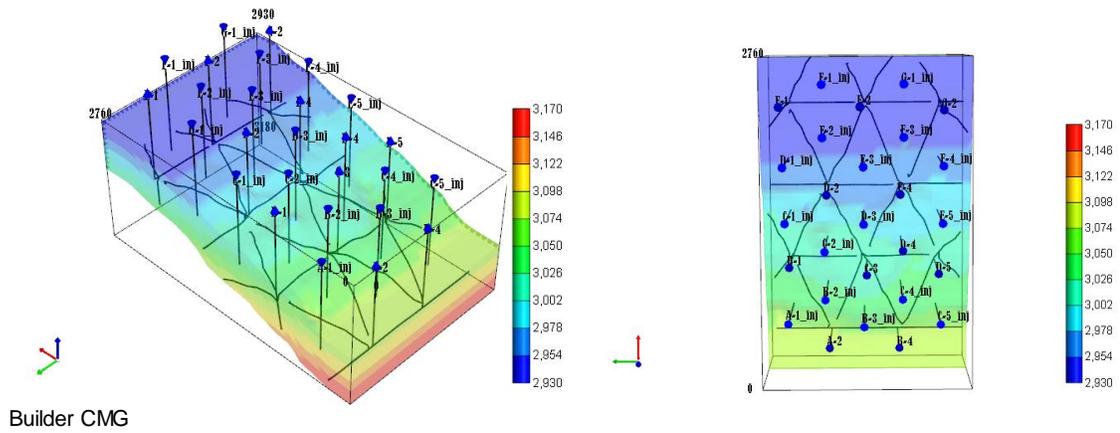
Los casos evaluados fueron realizados en un yacimiento de crudo pesado inicialmente con 27 pozos productores verticales para evaluar el caso en frío. Los patrones son definidos bajo la conversión de pozos productores a inyectores, y los pozos productores son pozos nuevos y pozos ya perforados; posteriormente convertidos a horizontales.

En los casos evaluados los pozos inyectores son pozos verticales, con perforados en todo el estrato productor, que inician el proceso de inyección de vapor 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.

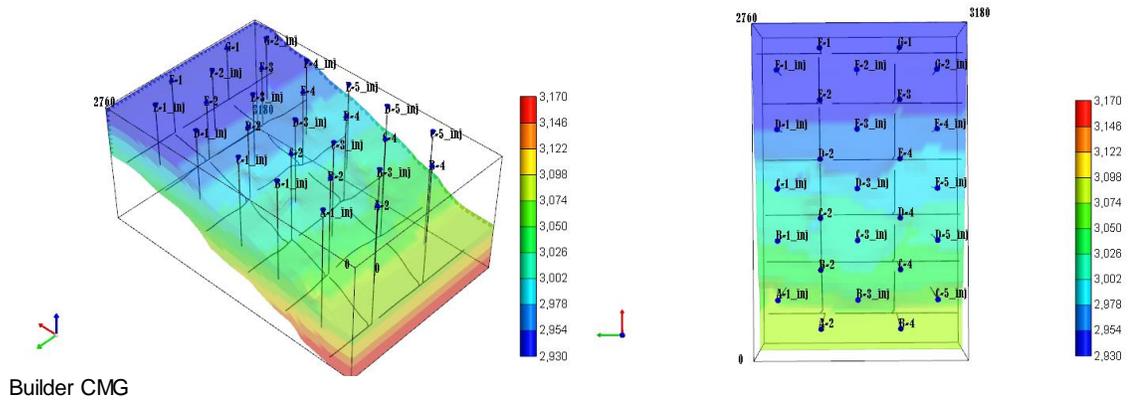
Los patrones de inyección utilizados en este estudio son:

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

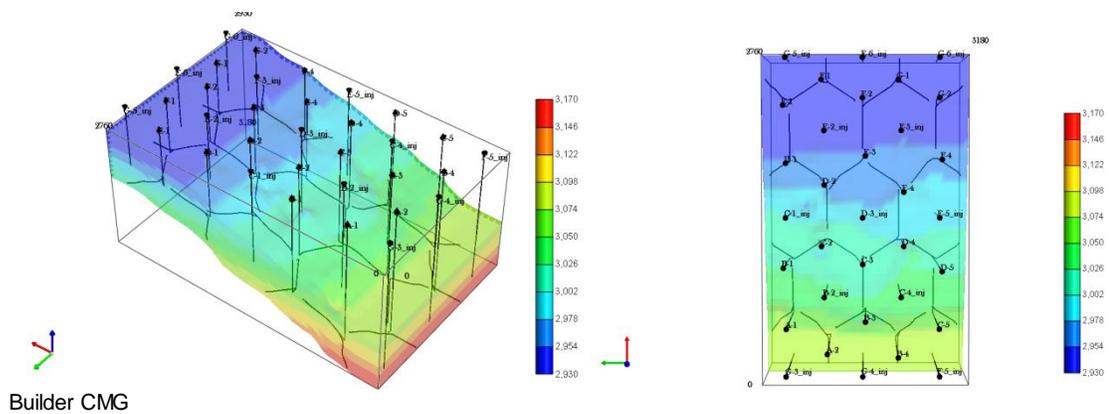
Gráfica 7. Patrón 4 puntos vista 3D y 2D.



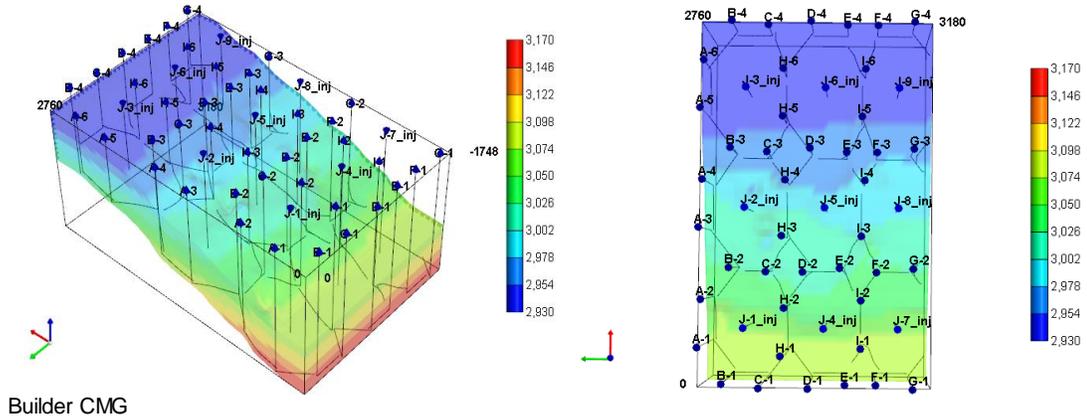
Gráfica 8. Patrón 5 puntos vista 3D y 2D.



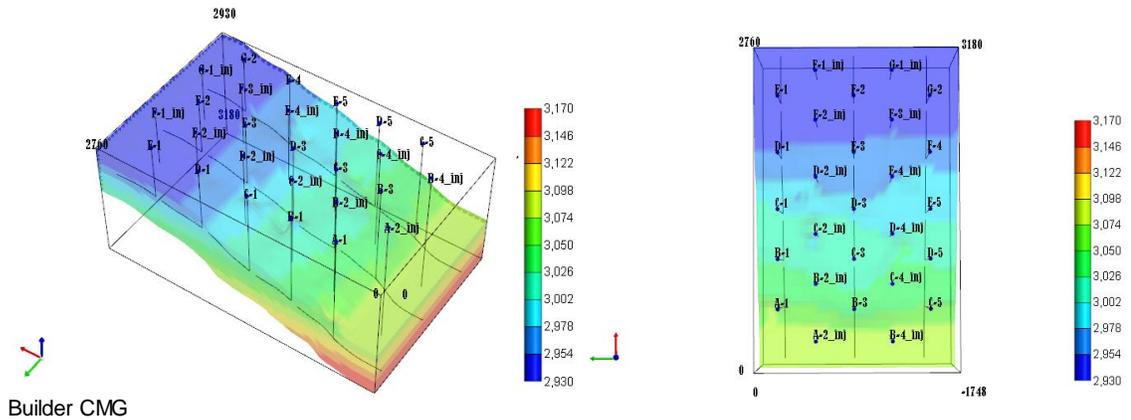
Gráfica 9. Patrón 7 puntos vista 3D y 2D.



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



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



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, que se escogieron teniendo en cuenta el 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/ft³.

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 planteó el caso de producción en frío del yacimiento, para el posterior análisis de la recuperación incremental de crudo, al desarrollar un proceso de inyección vapor, variando los patrones de inyección.

2.5.2 Evaluación de los patrones de inyección.

En esta etapa se evalúa la eficiencia de la inyección de vapor variando los patrones de inyección, manteniendo las propiedades del yacimiento y condiciones operacionales, constantes para todos los casos.

Tabla 9. Casos patrones de inyección.

Caso	Descripción Caso
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 vapor.

Al igual que el caso anterior, basados en casos reales se identificaron los parámetros operacionales más relevantes dentro del proceso de inyección de vapor y se realizó el análisis, haciendo una optimización de estos parámetros, usando las propiedades de yacimiento definidas inicialmente, por ser estas representativas de yacimientos de crudos pesados reales (Ver tabla 10).

La optimización será progresiva, a medida que se va encontrando una optimización, la variable optimizada es usada para las siguientes simulaciones.

Tabla 10. Casos de parámetros a evaluar.

PARAMETROS	VALOR			
	4 Superiores	4 Centrales		4 inferiores
Capas perforadas del inyector.	80	85		90
Calidad del vapor (%)	500	1000	2000	3000
Rata de inyección (Ton de Vapor)	560	600		640
Temperatura de inyección (°F)	2000	3000		4000

2.5.4 Optimización del mejor patrón.

Teniendo en cuenta los resultados de la optimización logrados con las simulaciones anteriores, se evaluó el análisis económico, se obtuvo el mejor patrón al cual se le añaden unas optimizaciones finales.

3 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

3.1 EVALUACIÓN DEL PROCESO.

Los casos simulados para el proceso de inyección de vapor 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 vapor de agua, el factor de recobro, factor de recobro neto y la relación de vapor inyectado acumulado petróleo producido acumulado CSOR.

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 vapor de agua (N_{iw}).

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

3.1.3 Producción acumulada neta de aceite para venta (N_{COPS})⁸.

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 vapor requerido para el proceso. Se asume que todo el gas producido es usado en otro propósito y que únicamente se usa aceite para generar el vapor.

$$NCOPS = N_{po} - N_{osg}$$

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

N_{osg} = Volumen equivalente de aceite necesario para generar el vapor (MMSTB).

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

⁸GONZALEZ, K; BASHBUSH, J.L; RINCÓN, A y SCHLUMBERGER. Simulation Study of Steamflooding 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 vapor, se consideró que el agua de alimentación tenía una temperatura de 60 °F (Condiciones Estándar), la temperatura y presión de salida del generador de vapor fue de 640 °F y 2050 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%.

Los generadores comerciales típicamente tienen entre un 80%-90% de calidad para evitar la precipitación de scaling (escamas) y sales en los tubos de generador; este hecho fue también considerado para los cálculos.

Con un barril de aceite quemado, aproximadamente 20 barriles equivalentes de agua son convertidos para generar vapor considerando, la eficiencia del generador (90%) y una calidad de salida del generador de 80%.

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 (ecuación 57).

$$FR = \frac{N_{oi} - N_o}{N_{oi}} \times 100\% = \frac{N_{po}}{N_{oi}} \times 100\%$$

Noi = Volumen de petróleo original In-situ (MMSTB).

No = Volumen de petróleo In-situ al final de un periodo de tiempo dado (MMSTB).

Npo = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

3.1.5 Factor de recobro neto (FR neto)⁸.

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 vapor 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.

$$FR_{NETO} = \frac{N_{oi} - N_o - N_{osg}}{N_{oi}} \times 100\% = \frac{N_{po} - N_{osg}}{N_{oi}} \times 100\%$$

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_{osg} = Volumen equivalente de aceite necesario para generar el vapor (MMSTB).

3.1.6 Relación de vapor acumulado aceite acumulado (CSOR)⁹.

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

$$CSOR = \frac{N_{iw}}{N_{po}}$$

N_{iw} = Volumen equivalente de agua acumulada en forma de vapor.

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

Para hallar el límite económico de la relación vapor inyectado acumulado por petróleo producido acumulado $CSOR_{EL}$, se trabajo asumiendo el precio del petróleo a US\$ 30. El precio de un barril equivalente de vapor a inyectar en US\$ 5, la utilidad mínima del proyecto 20%.

El límite económico de determina como la producción mínima necesaria para pagar la conversión a vapor, 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 11. Pozos productores e inyectores por patrón.

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

Esto implica un costo inicial, que se deberá pagar con la producción del campo.

En la tabla 10 se puede observar los cálculos de costos para patrón y el equivalente en barriles de aceite por cada 20 barriles de agua equivalente a inyectar.

9 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.

Tabla 12. Costo inicial por patrón.

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

Estos cálculos se realizan con base a:

Tabla 13. Costo pozos.

Costo inyector (\$US)	500,000
Costo Productor (\$US)	2'000,000

El pago diario se calcula en 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 $CSOR_{EL}$ estaría definido como:

$$CSOR_{EL} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{\text{Volumen agua equivalente } (bwed)}{\frac{\text{Volumen agua equivalente} * \text{precio vapor}(\$) + \text{Inversión inicial}(\$ * bwed)}{\text{Costo barril aceite}(\$) * (100 - \text{utilidad}\%)}}$$

Para el caso de 7 puntos:

$$CSOR_{EL} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{20 bwed}{\frac{(20 bwed * \$5) + 2.74\$ * bwed}{(\$) * (100 - 20\%)}} = 4.67$$

Los resultados de todos los patrones son mostrados en la tabla 14.

Tabla 14. CSOR_{EL} para cada patrón.

Patrón	CSOR_{EL}
4 puntos	4.67
5 puntos	4.65
7 puntos	4.60
9 puntos	4.44
Líneas alternas	4.65

Estos valores de CSOR_{EL} fueron tomados como referencia para comparar y así evaluar los resultados conseguidos con las simulaciones.

3.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

Los resultados obtenidos fueron tabulados y graficados en el orden definido en el capítulo 2, “Descripción de los casos simulados”.

3.2.1 Evaluación de Caso en frío.

Tabla 15. 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

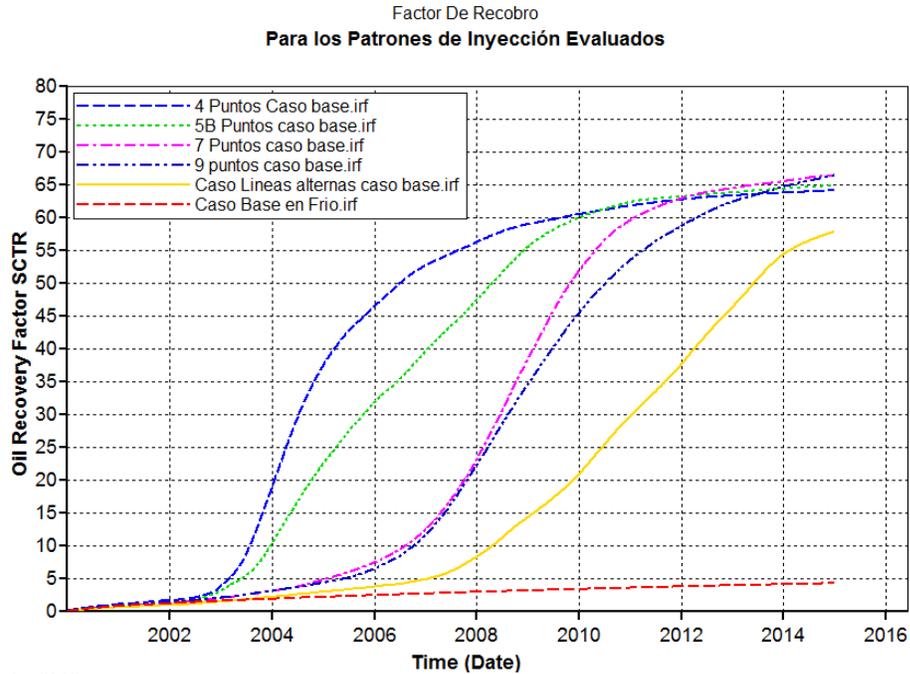
Este caso es base para comparar la eficiencia de la inyección de vapor, se observa la baja producción del campo bajo condiciones normales de producción.

3.2.2 Evaluación de los patrones de inyección.

Tabla 16. Comportamiento de los parámetros bajo diferentes patrones de inyección.

Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	N_{COPS} (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
Caso en frio	0.98	N/A	N/A	N/A	4.28	4.28
4 Puntos	14.63	3526.00	-212.85	241.01	64.08	-880.75
5 Puntos	14.79	2684.00	-158.37	181.47	64.80	-655.31
7 Puntos	15.14	1414.30	-76.11	93.41	66.34	-314.91
9 Puntos	15.14	1173.00	-60.54	77.48	66.40	-250.49
Líneas Alternas	13.20	693.30	-31.53	52.52	57.81	-130.46

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

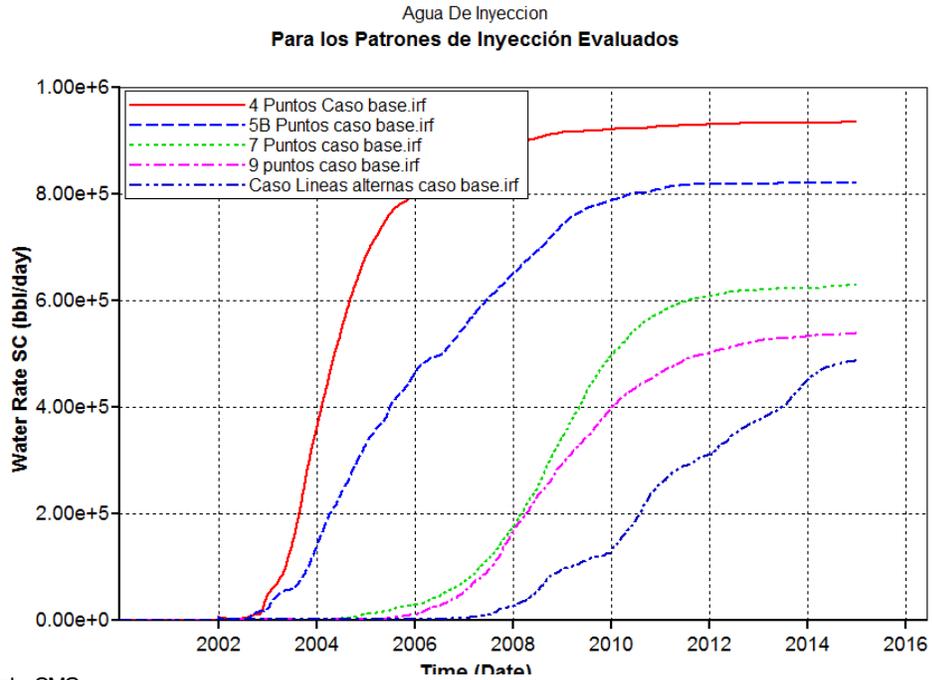


Results Graph CMG

En los resultados obtenidos se observa que existen 4 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 vapor necesario para la inyección, por esta razón se observan valores negativos de NCOPS al igual que en el factor de recobro neto.

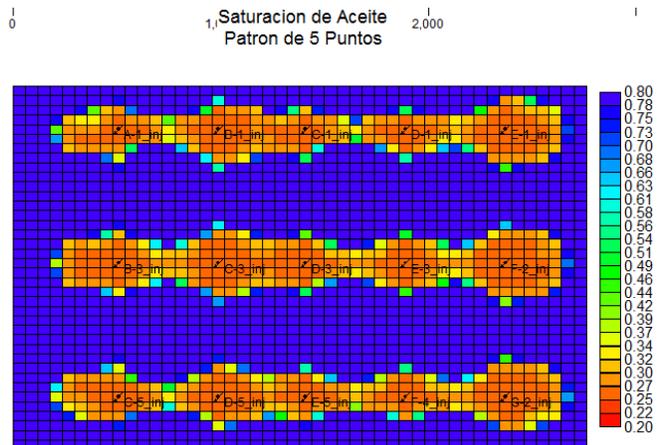
La gran cantidad de agua necesaria para la inyección, es debido a el modelamiento de la simulación, porque los pozos inyectoros están definidos bajo presión de inyección lo cual genera que a medida que pasa el tiempo el caudal de agua se incrementa demasiado para mantener esa presión de inyección. Como se observa en la gráfica 13. Además los frentes de avances del vapor llegan muy rápido a los pozos productores y adquieren un camino preferencial, generando que se pierda mucho vapor en el proceso y no genere un barrido uniforme. Como se observa en la gráfica 15.

Gráfica 13. Caudal de inyección vs tiempo.



Result s Graph CMG

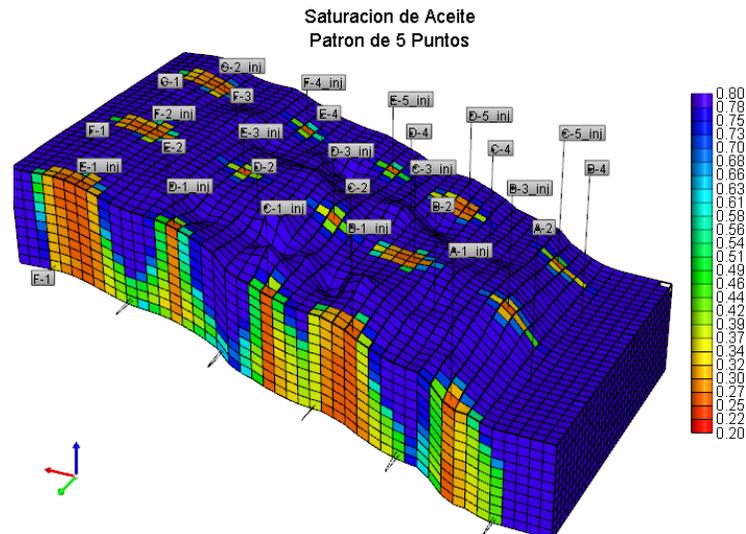
Gráfica 14. Patrón 5 puntos avance del vapor a 2 años de inyección.



Result s 3D CMG

Los parámetros operacionales son otro factor importante que genera la alta producción de agua, debido a que los pozos inyectores 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 patrón 5 puntos avance del vapor a 2 años de inyección.



Result s 3D CMG

Aún bajo estas condiciones se puede ver que el patrón de 7 y 9 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 vapor.

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

3.2.3.1 Capas perforadas del inyector.

Tabla 17. Resultados con inyectores con perforados en las ultimas 4 capas.

Patrón	4 perforados inferiores			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	13.98	2300	164.5	61.25
5 puntos	14.02	1902	135.6	61.45
7 puntos	14.92	1206	80.84	65.35
9 puntos	14.96	940.5	62.86	65.53
Líneas alternas	13.1	795	60.68	57.38

Tabla 18. Resultados con inyectores con perforados en 4 capas centrales.

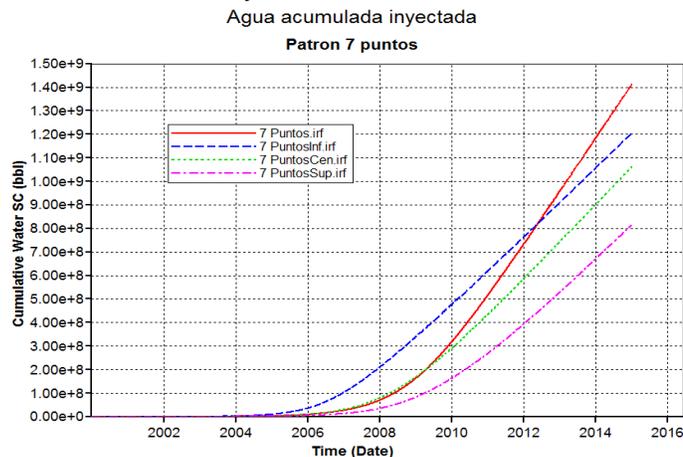
Patrón	4 perforados centrales			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	14.17	2286.7	161.32	62.08
5 puntos	14.32	1808.9	126.3	62.72
7 puntos	14.96	1063	71.07	65.51
9 puntos	14.74	848.39	57.54	64.57
Líneas alternas	12.98	619.07	47.67	56.87

Tabla 19. Resultados con inyectores con perforados en las primeras 4 capas.

Patrón	4 perforados superiores			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	14.14	1809.7	128	61.92
5 puntos	14.34	1439.2	100.34	62.82
7 puntos	14.8	816	55.14	64.81
9 puntos	14.39	636	44.18	63.04
Líneas alternas	12.13	424.1	34.96	53.13

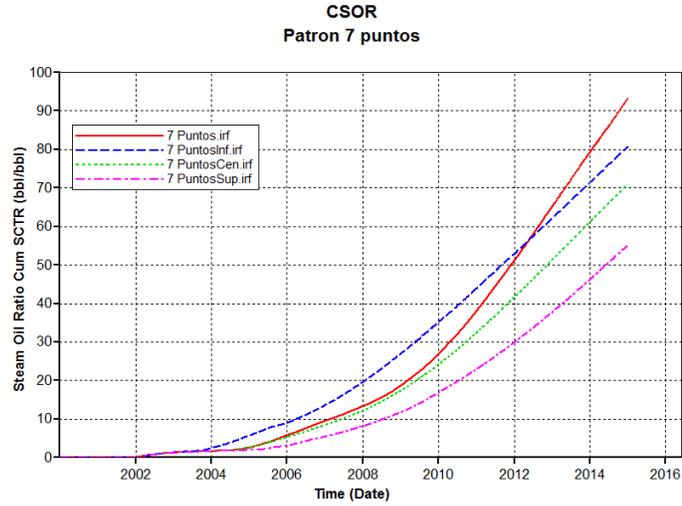
Los resultados muestran una gran disminución del volumen de agua equivalente inyectada, a medida que los perforados de los inyectores van hacia el tope de la grilla. Se puede observar que existe una ganancia cerca al 45% de ahorro en agua equivalente a inyectar, cuando los perforados son en el tope de 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.



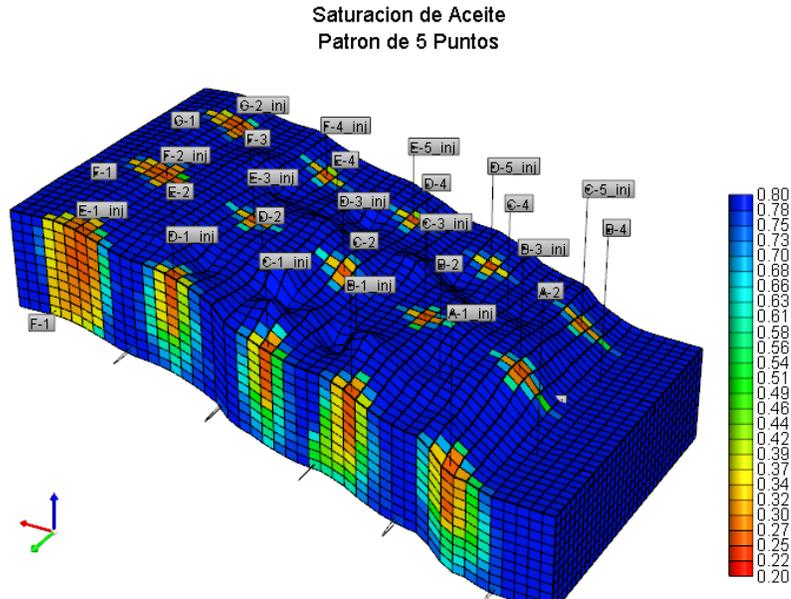
Results Graph CMG

Gráfica 17. CSOR patrón 7 puntos.



Results Graph CMG

Gráfica 18. Vista 3D patrón 5 puntos avance del vapor a 2 años de inyección.



Results 3D CMG

En el gráfico 18, vista 3D del patrón de 5 puntos se puede observar que a la misma fecha aún no se ha presentado la conificación del vapor de agua, mostrando el beneficio de tener los perforados de los pozos inyectores en la parte superior de la grilla.

3.2.3.2 Calidad del vapor.

Tabla 20. Resultados de las simulaciones con calidad 80%

Patrón	Calidad 80%			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	14.14	1809.4	128	61.93
5 puntos	14.38	1432.2	100	62.99
7 puntos	14.8	815.8	55.13	64.82
9 puntos	14.8	636.35	44.2	63.03
Líneas alternas	12.23	432.4	35.36	53.57

Tabla 21. Resultados de las simulaciones con calidad 85%

Patrón	Calidad 85%			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	14.14	1809.7	128	61.92
5 puntos	14.34	1439	100.3	62.82
7 puntos	14.8	816	55.14	64.81
9 puntos	14.39	636	44.18	63.04
Líneas alternas	12.13	424.1	35	53.13

Tabla 22. Resultados de las simulaciones con calidad 90%

Patrón	Calidad 90%			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	14.13	1810.64	128.1	61.9
5 puntos	14.3	1449.9	101.33	62.67
7 puntos	14.76	821.96	55.67	64.67
9 puntos	14.39	635.82	44.19	63.02
Líneas alternas	12.03	418.62	34.8	52.7

Los resultados muestran que al manejar una baja calidad ayuda al yacimiento a obtener un pequeño incremento en la producción acumulada, con menor inyección de vapor de agua, debido a que el vapor llevar mayor porcentaje de su calidad en fase líquida genera que esta agua al ser más liviana que el agua (el API del agua es 10, el API del aceite es 9.3) genere un empuje por capa de agua y un arrastre más efectivo del aceite.

3.2.3.3 Caudal de inyección (Tonelada de vapor).

Se define como 100 toneladas de vapor, igual a 628 barriles de agua equivalente por día.

Tabla 23. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 500 toneladas de vapor.

Patrón	Rata de inyección 500 ton			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	8.49	200	23.6	37.17
5 puntos	7.35	185	25.18	32.2
7 puntos	8.69	121.3	13.96	38.05
9 puntos	7.5	84.25	11.23	32.86
Líneas alternas	6.26	95.66	15.3	27.4

Tabla 24. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 1000 toneladas de vapor.

Patrón	Rata de inyección 1000 ton			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	10.41	392.07	37.63	45.62
5 puntos	9.25	360.79	38.98	40.53
7 puntos	10.89	230.88	21.19	47.73
9 puntos	9.65	158.6	16.43	42.3
Líneas alternas	8.23	179.99	16.61	36.02

Tabla 25. Resultados de las simulaciones con rata de inyección de 2000 toneladas de vapor.

Patrón	Rata de inyección 2000 ton			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	12.6	762.28	60.5	55.19
5 puntos	11.87	692	58.3	52
7 puntos	13.47	430.61	31.97	59
9 puntos	12.11	297.22	24.54	53.04
Líneas alternas	11.09	313.91	28.3	48.57

Tabla 26. Resultados de las simulaciones con tasa de inyección de 3000 toneladas de vapor.

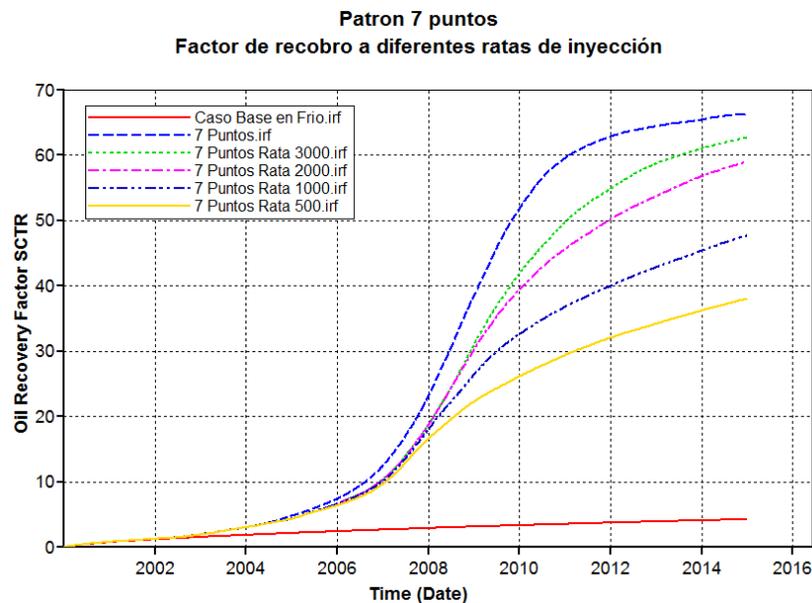
Patrón	Rata de inyección 3000 ton			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	13.55	1117	82.45	59.35
5 puntos	13.72	995.33	72.54	60.08
7 puntos	14.32	601.03	41.98	62.7
9 puntos	13.31	421.25	31.64	58.31
Líneas alternas	11.9	182.7	28.85	52.13

El control de la inyección de vapor 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 rata de inyección de 3000 toneladas de vapor, debido a que aunque el caso de 500 toneladas es el que presenta menor cantidad de agua y CSOR 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.

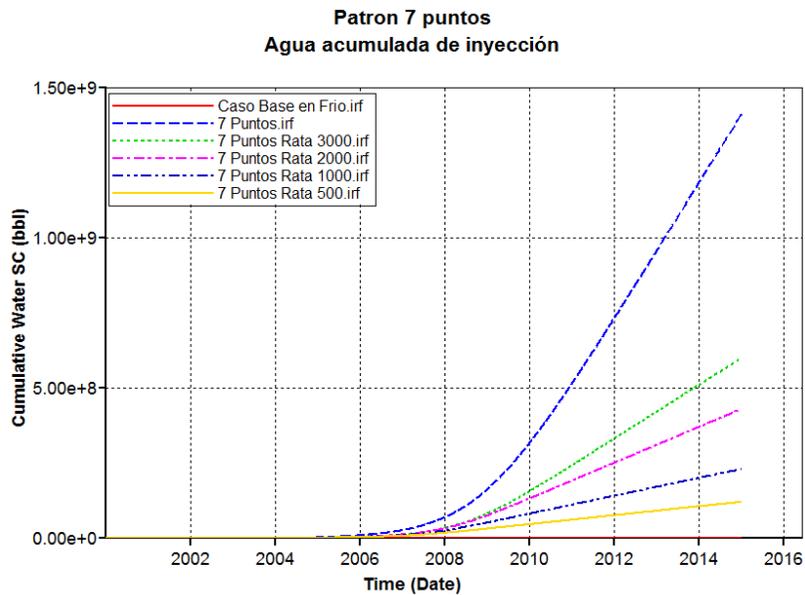
En el gráfico 19 se puede ver el efecto que realiza las diferentes ratas de inyección, en el factor de recobro.

Gráfica 19. Factor de recobro patrón 7 puntos a diferentes ratas de inyección.



Result s Graph CMG

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



Results Graph CMG

3.2.3.4 Temperatura de inyección.

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

Tabla 27. Resultados de las simulaciones con temperatura de 560°F @ 1131 psi.

Temperatura de inyección 560°F @ Presión de inyección 1131 psi				
Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	11.32	578	51.07	49.59
5 puntos	9.23	354	38.37	40.43
7 puntos	3.07	18.4	6.02	13.43
9 puntos	2.97	9.57	3.23	12.99
Líneas alternas	1.6	4.14	2.57	7.033

Tabla 28. Resultados de las simulaciones con temperatura de 600°F @ 1510 psi.

Temperatura de inyección 600°F @ Presión de inyección 1530 psi				
Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	13.55	1117	82.45	59.35
5 puntos	13.72	995.33	72.54	60.08
7 puntos	14.32	601.03	41.98	62.7
9 puntos	13.31	421.25	31.64	58.31
Líneas alternas	11.9	182.7	28.85	52.13

Tabla 29. Resultados de las simulaciones con temperatura de 640°F @ 2050 psi.

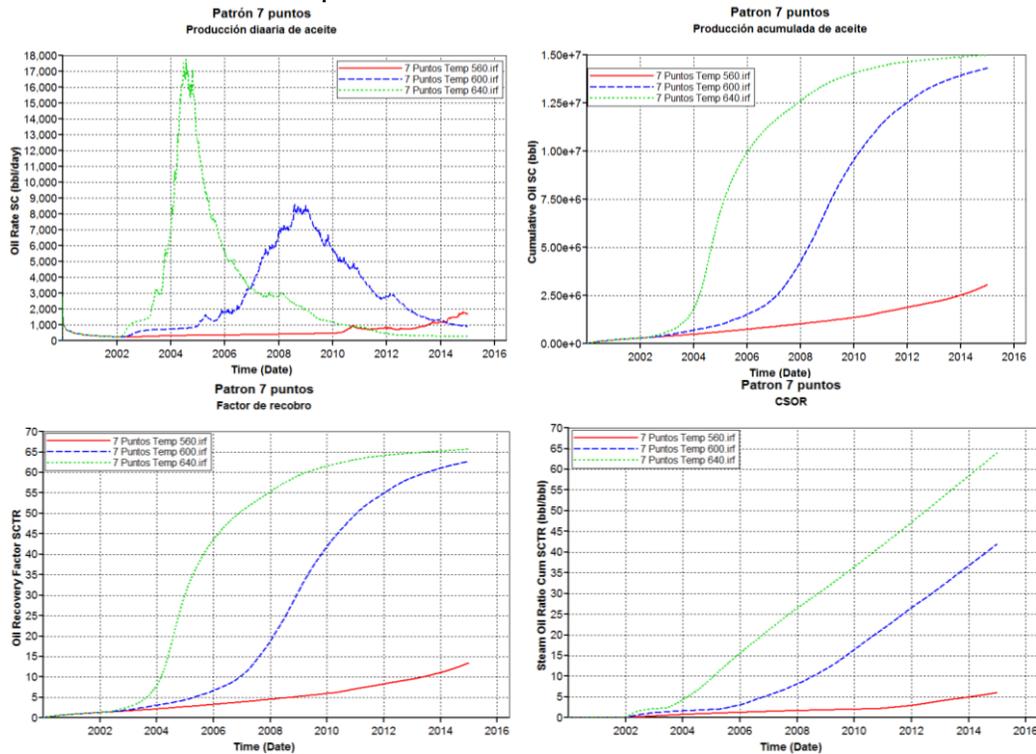
Temperatura de inyección 640°F @ Presión de inyección 2050 psi				
Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	13.85	1287.9	93	60.64
5 puntos	14.11	1200	85	61.82
7 puntos	14.99	959	64	65.66
9 puntos	14.65	655.38	44.75	64.14
Líneas alternas	13.74	813	59.18	60.17

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, por eso en el caso de la temperatura a 560°F y presión de 1131 psi, se observa que la presión de inyección no es lo suficientemente alta, como para generar que el avance de vapor sea eficiente. Como se observa en la gráfica 21.

En este caso solo a finales del proceso de inyección, se empieza a observar la llegada del frente de avance del vapor a los pozos productores, y el incremento en la producción.

Gráfica 21. Comportamiento del recobro, CSOR, factor de recobro producción de aceite a diferentes temperaturas.



Result s Graph CMG

Comparando los casos de temperaturas a 600°F y 640°F, se observa que en el escenario de 640°F, se puede obtener el mismo factor recobro que en el caso a 600°F al año 2011. La cantidad de vapor de agua inyectada y el CSOR del caso a 640°F, al año 2011 es igual a los valores de estas variables al 2015 del caso a 600°F, mostrando una clara diferencia, con lo cual el proyecto de inyección de vapor podría trabajarse en el caso de 640°F hasta el 2011, haciendo este proyecto más económicamente viable.

Se observa en el caso a 640°F que la producción de aceite al 2011 se encuentra ya en un valor muy bajo por lo cual reducir el tiempo del proyecto sería viable técnica y económicamente.

3.2.3.5 Controlando las caudales de producción.

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

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

Se referencia que la relación óptima permitida, vapor producido y líquido producido es, que por cada 500 barriles de líquido producido se produzca 100bbls de agua equivalente.

Tabla 30. Resultados de las simulaciones con producción máxima 2000 bls de liquido- día y 400 bls de agua equivalente-día.

Caudal de producción 3000 blpd, 600 bewpd				
Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	10.4	105.14	10.11	45.54
5 puntos	9.25	104.514	11.29	40.52
7 puntos	13.27	134.86	10.15	58.16
9 puntos	14.67	203.28	13.85	64.27
Líneas alternas	9.71	99.748	10.27	42.54

Tabla 31. Resultados de las simulaciones con producción máxima 3000 bls de liquido- día y 600 bls de agua equivalente-día.

Caudal de producción 3000 blpd, 600 bewpd				
Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	10.4	105.14	10.11	45.54
5 puntos	9.25	104.514	11.29	40.52
7 puntos	13.27	134.86	10.15	58.16
9 puntos	14.67	203.28	13.85	64.27
Líneas alternas	9.71	99.748	10.27	42.54

Tabla 32. Resultados de las simulaciones con producción máxima 4000 bls de liquido- día y 800 bls de agua equivalente-día.

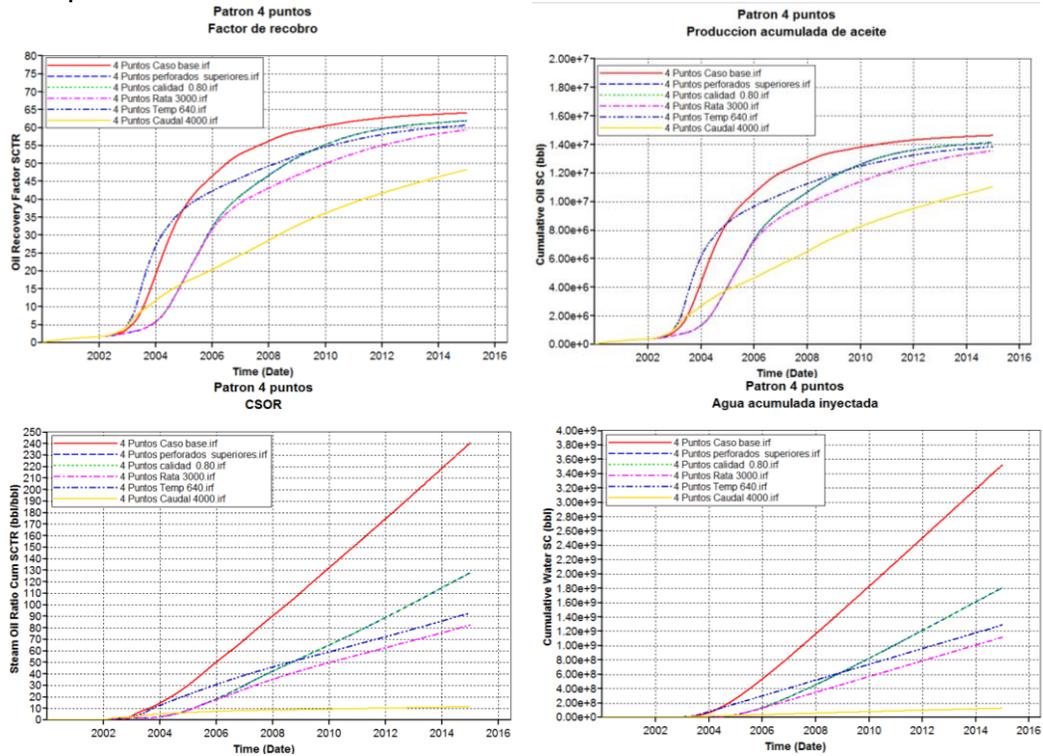
Caudal de producción 4000 blpd, 800 bewpd				
Patrón	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
4 puntos	11.03	124.448	11.28	48.32
5 puntos	9.76	122.008	12.5	42.76
7 puntos	13.82	156.678	11.33	60.53
9 puntos	15.05	242.6	16.11	65.94
Líneas alternas	11.05	133.005	12.04	48.37

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

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

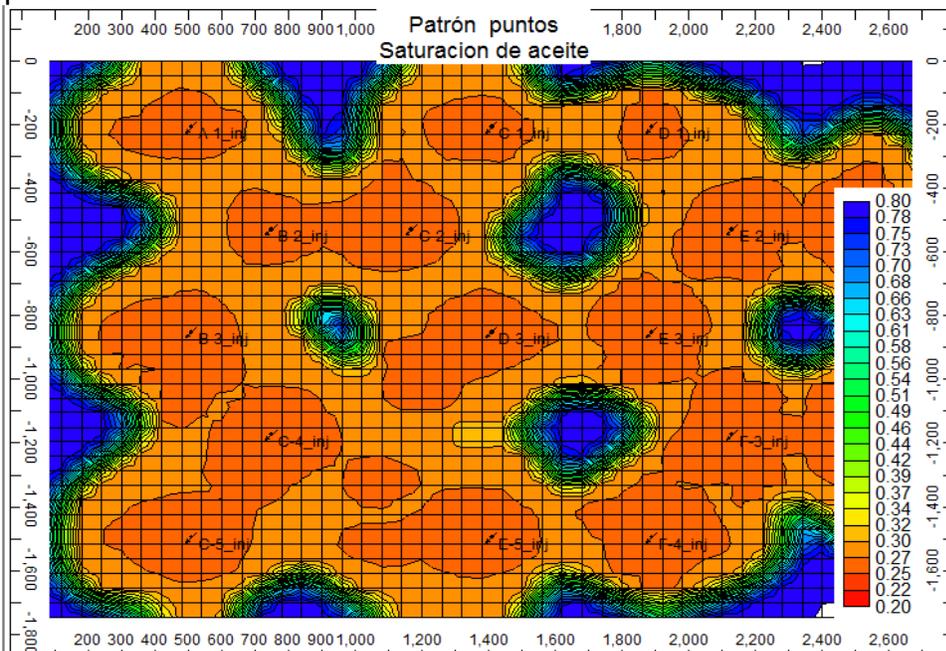
En las siguientes gráficas se ilustra la optimización realizada a cada patrón comparada con el caso base inicial.

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



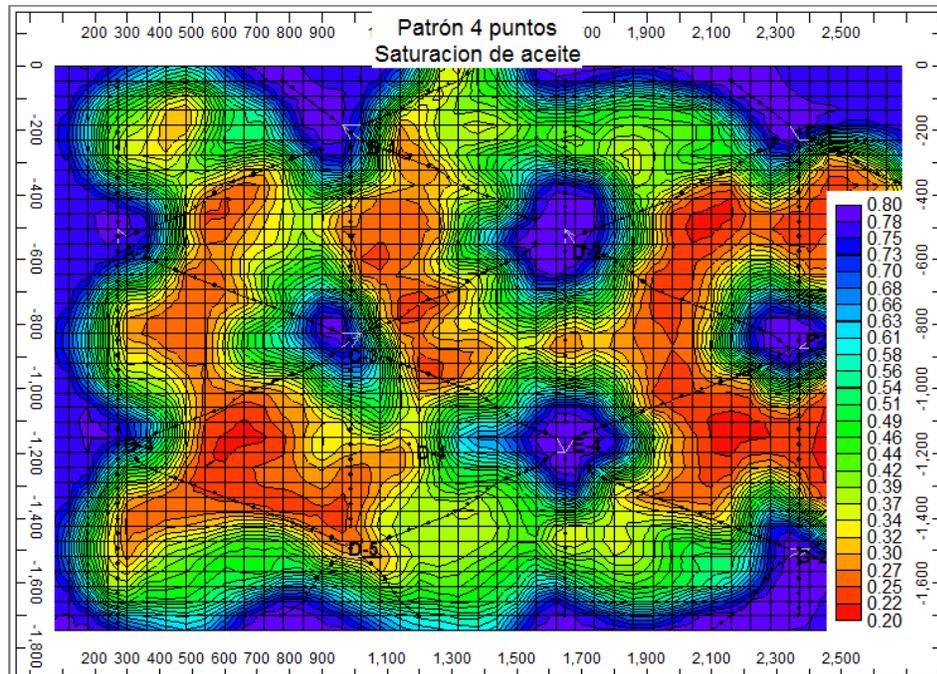
Results Graph CMG

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



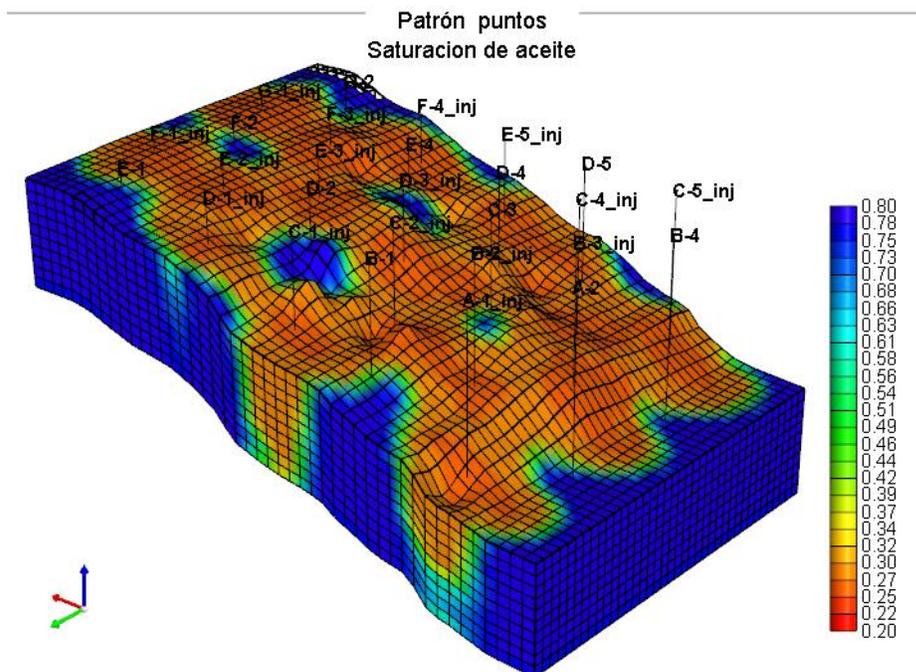
Results 3D CMG

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



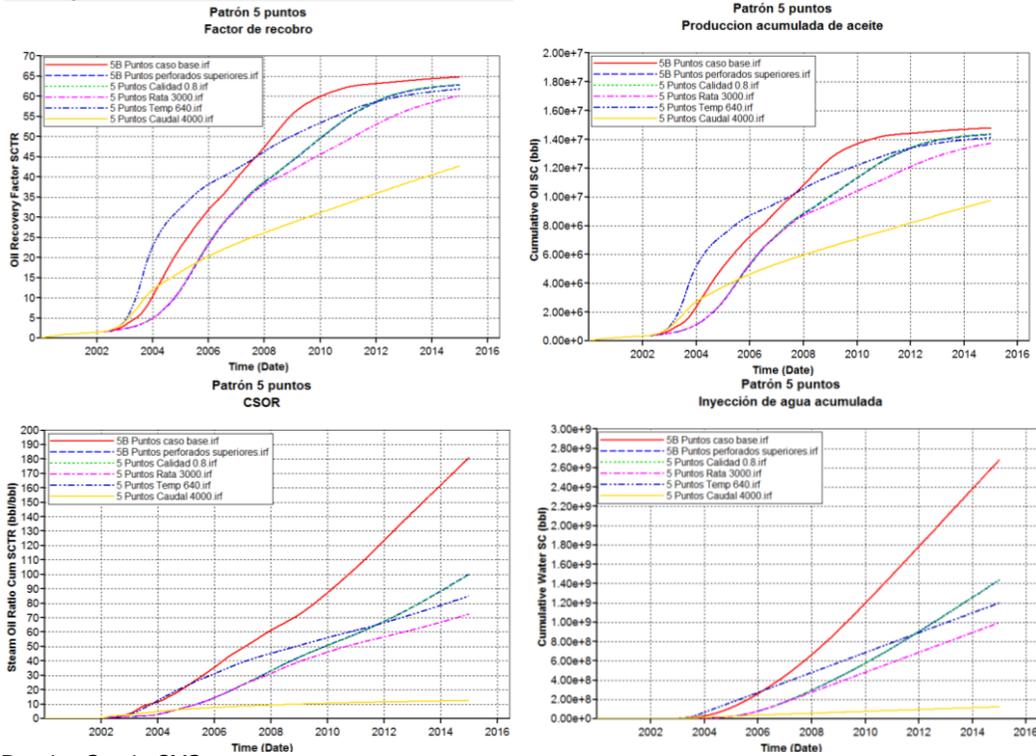
Results 3D CMG

Gráfica 25. Vista 3D patrón de 4 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.



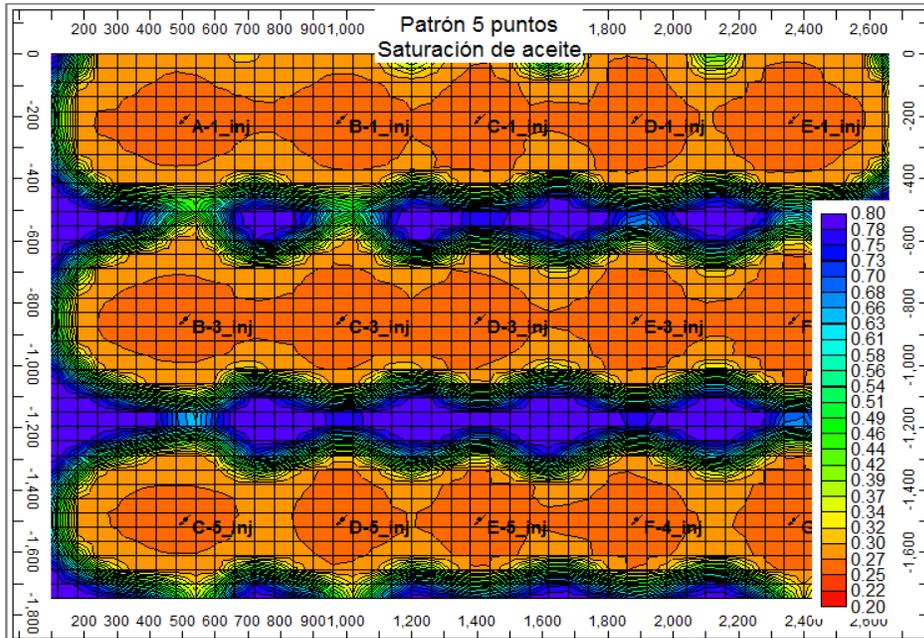
Results 3D CMG

Gráfica 26. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 5 puntos.



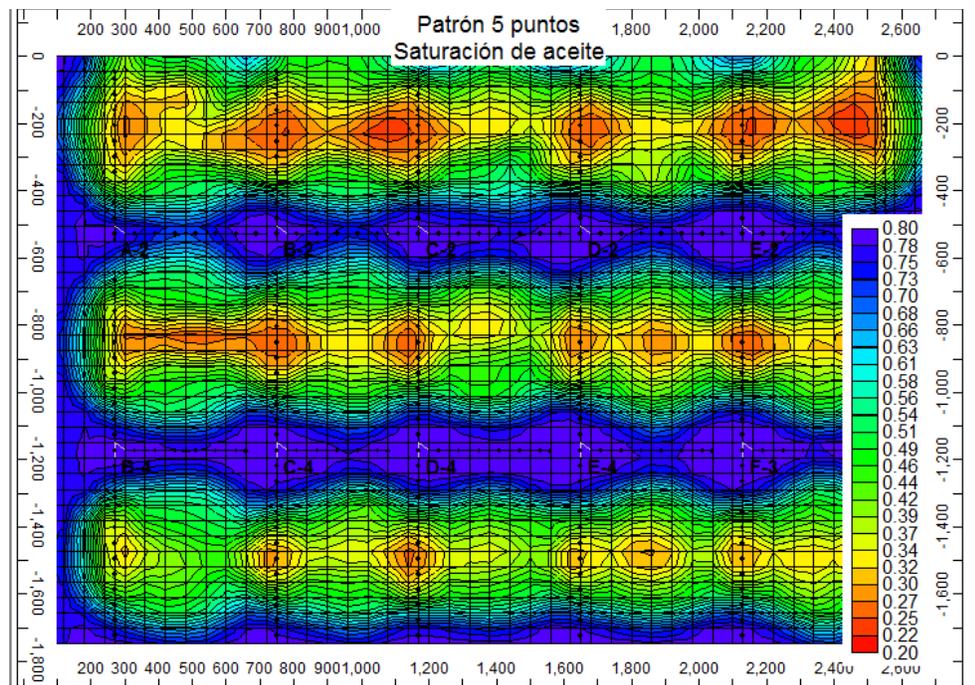
Results Graph CMG

Gráfica 27. Vista 2D patrón 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.

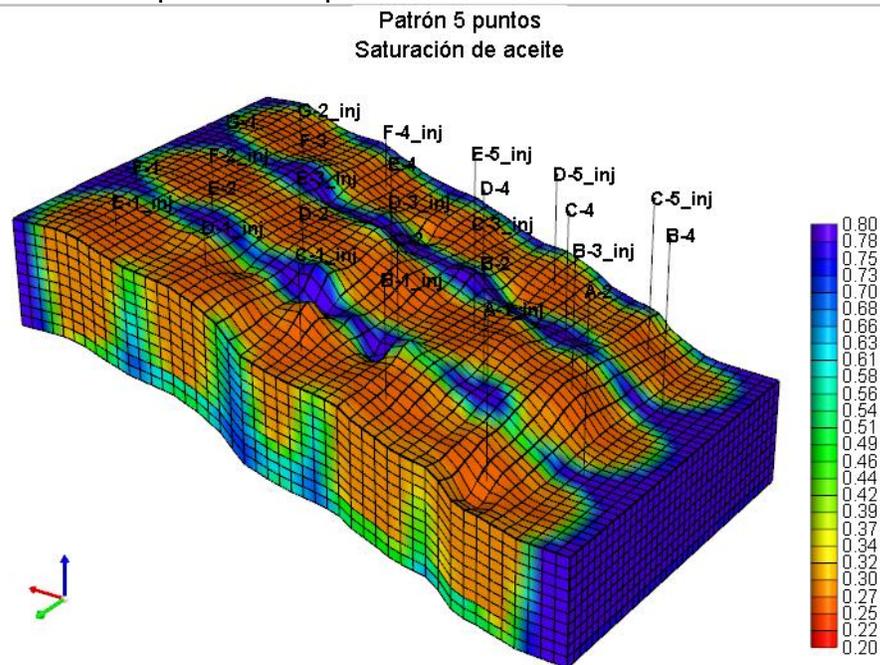


Results 3D CMG

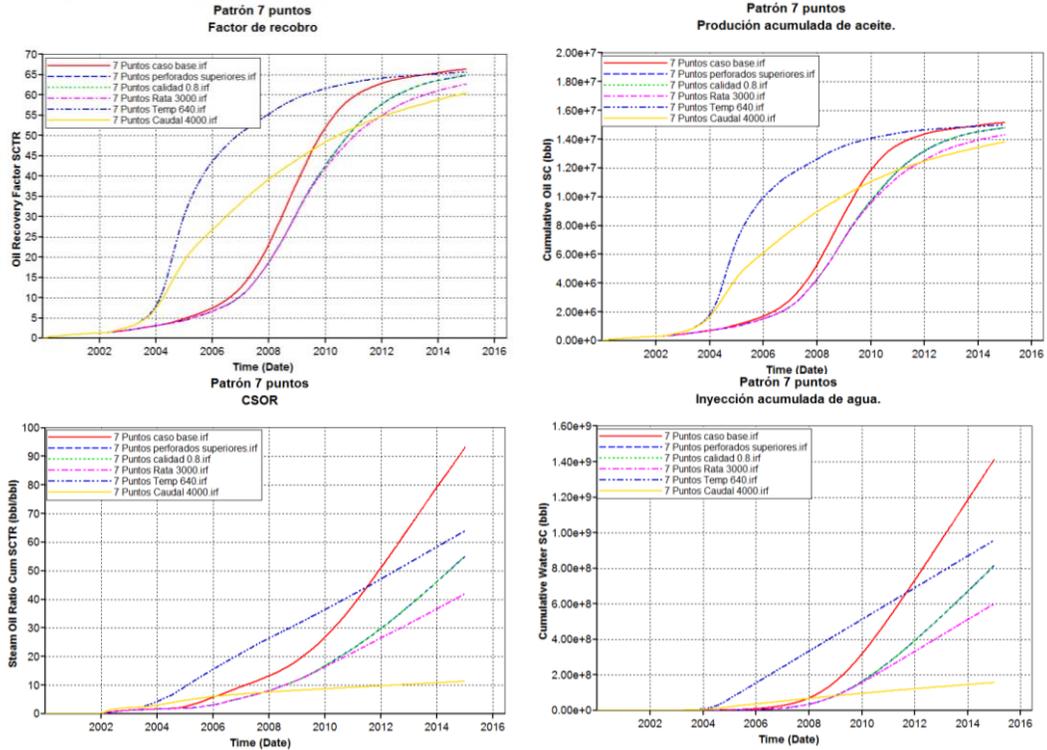
Gráfica 28. Vista 2D patrón 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior



Gráfica 29. Vista 3D patrón de 5 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.

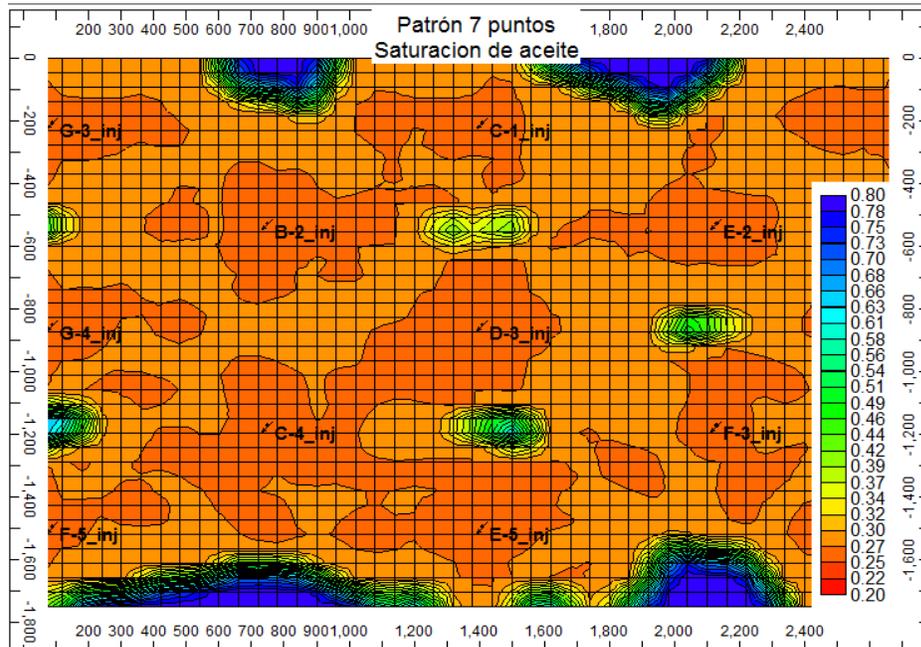


Gráfica 30. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 7 puntos.



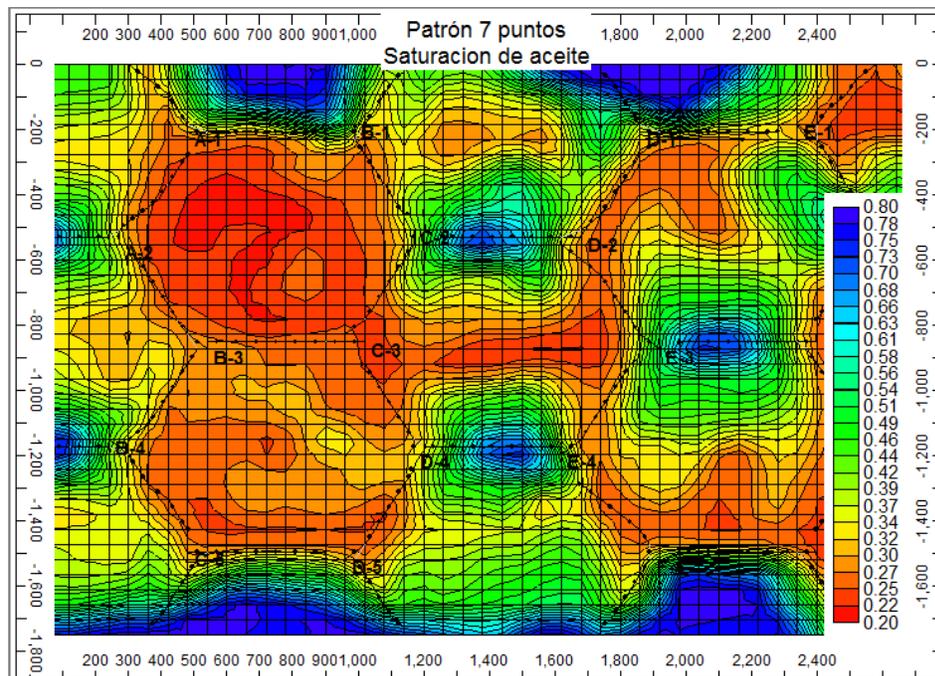
Results Graph CMG

Gráfica 31. Vista 2D patrón 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.



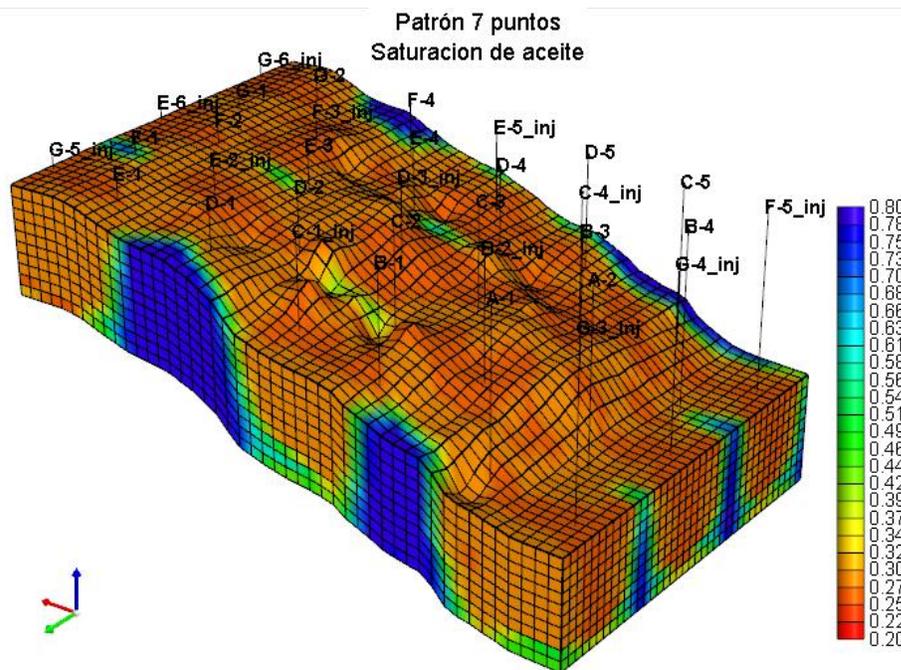
Results 3D CMG

Gráfica 32. Vista 2D patrón 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior



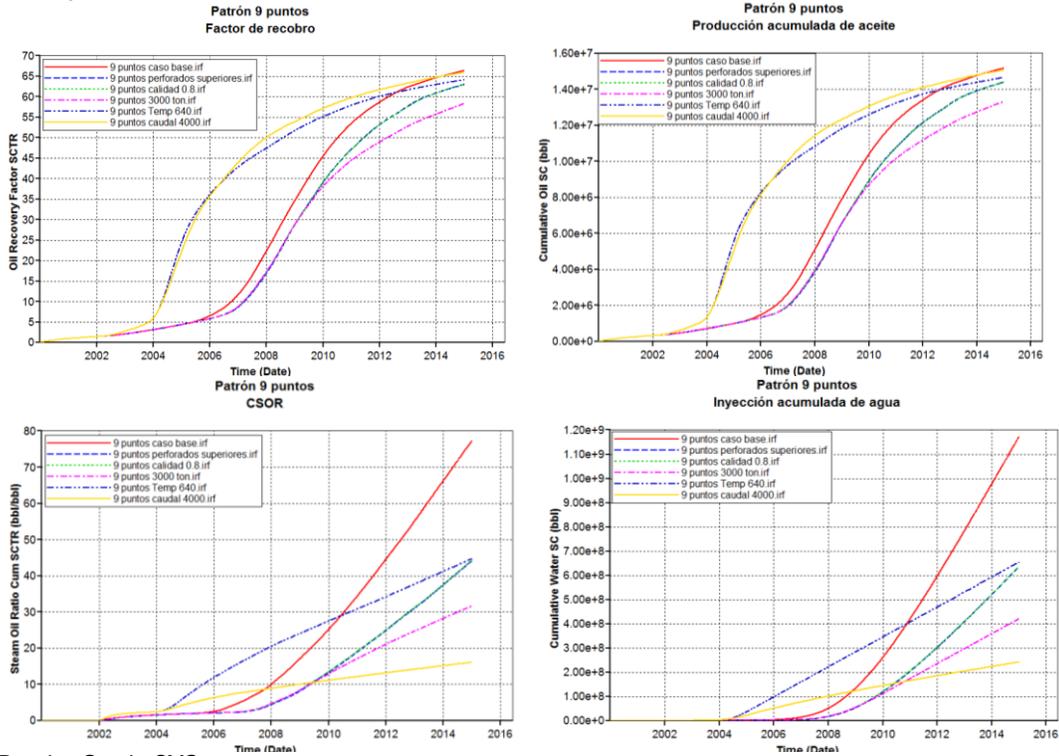
Results 3D CMG

Gráfica 33. Vista 3D patrón de 7 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación.



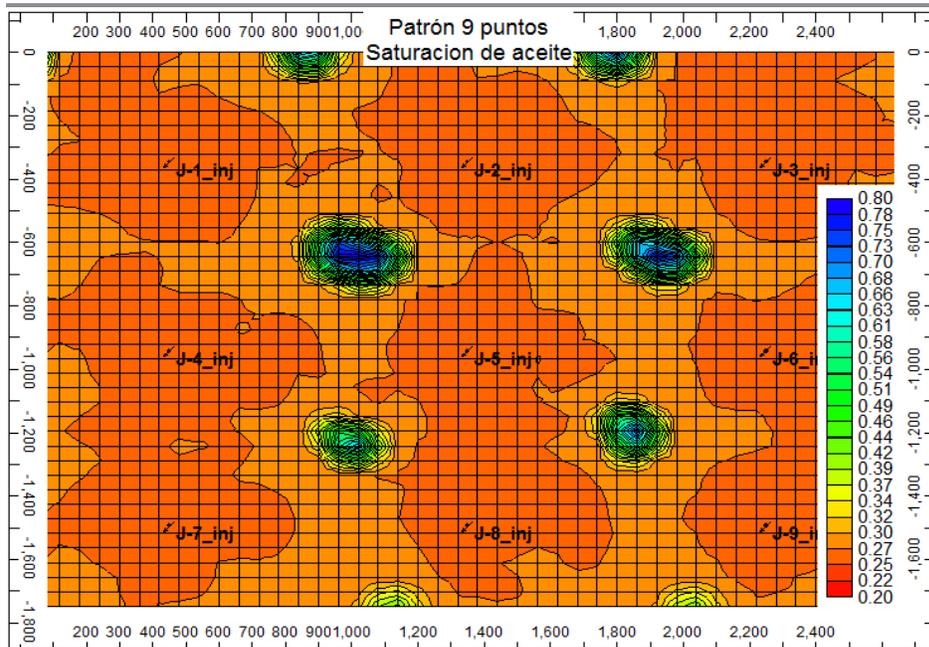
Results 3D CMG

Gráfica 34. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón de 9 puntos.



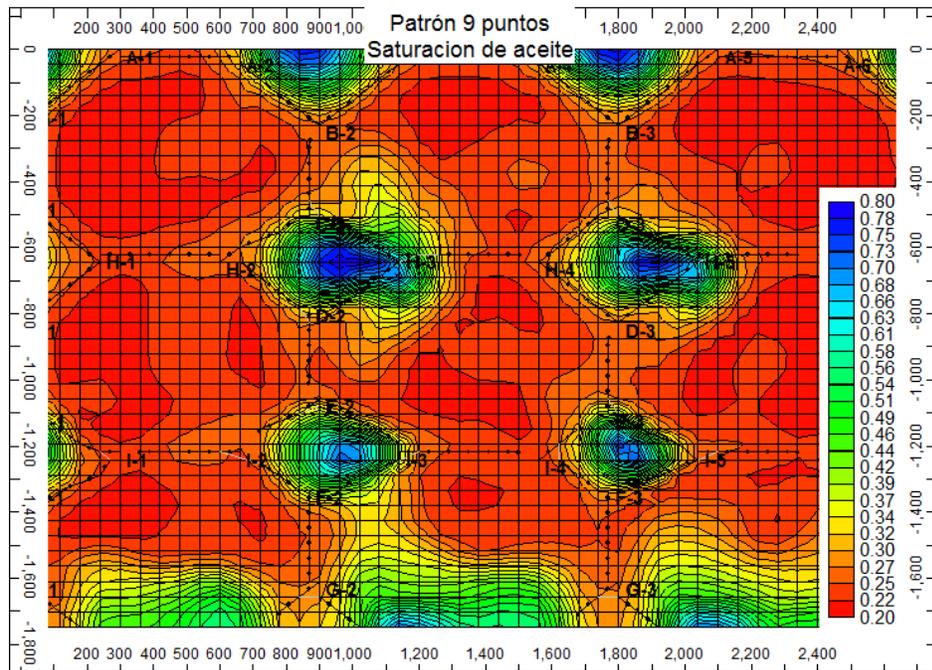
Results Graph CMG

Gráfica 35. Vista 2D patrón 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.

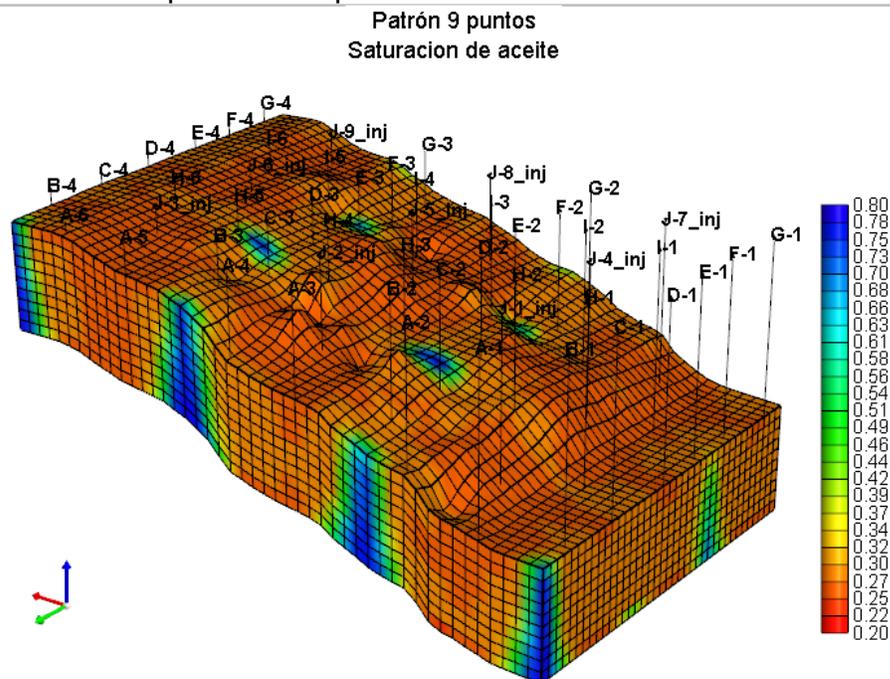


Results 3D CMG

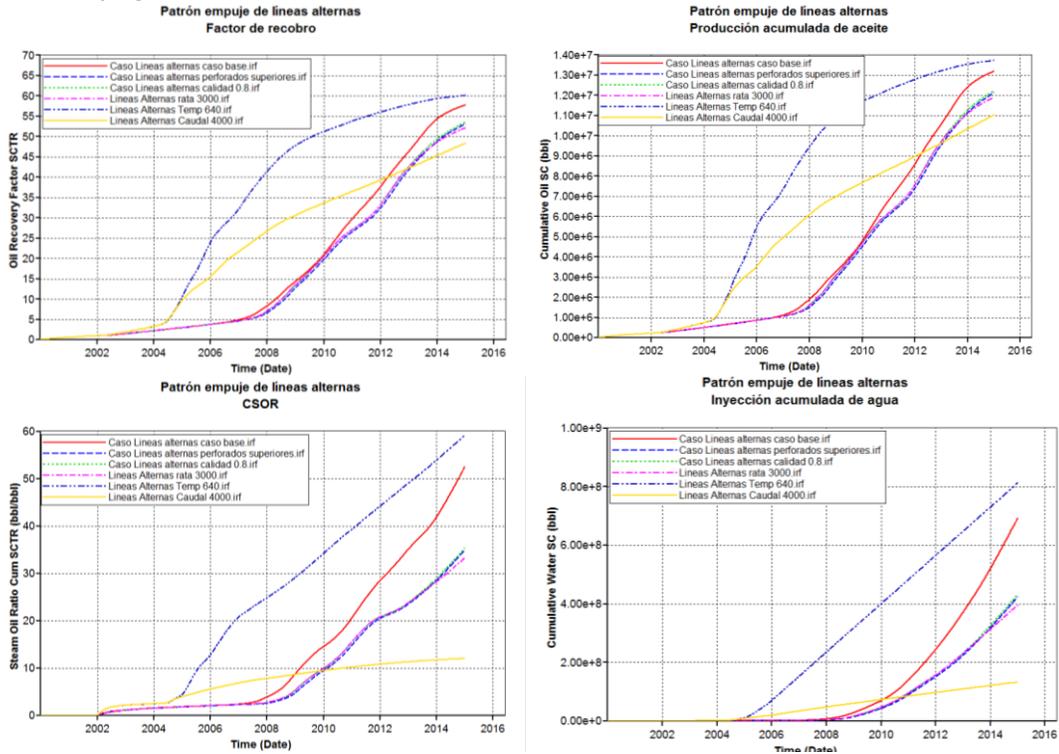
Gráfica 36. Vista 2D patrón 9 puntos. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.



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

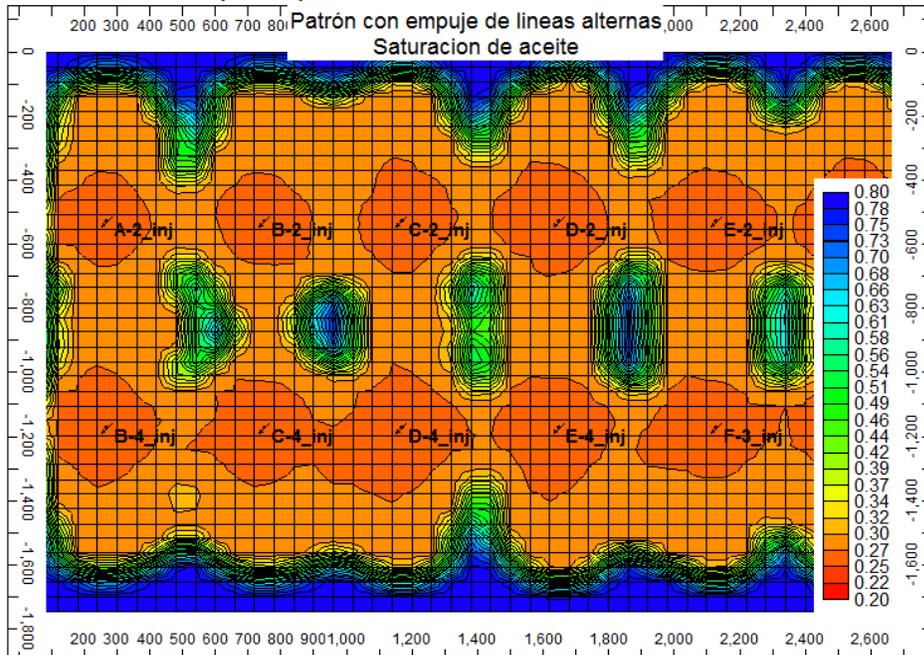


Gráfica 38. Comparación de resultados de todas las optimizaciones en el patrón con empuje de líneas alternas:



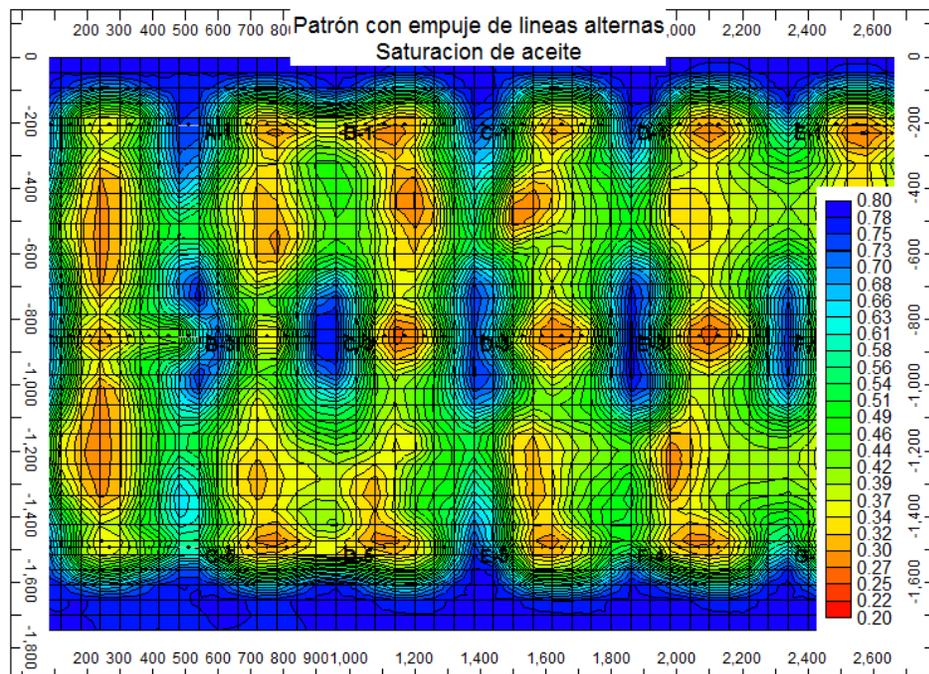
Results Graph CMG

Gráfica 39. Vista 2D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación capa superior.



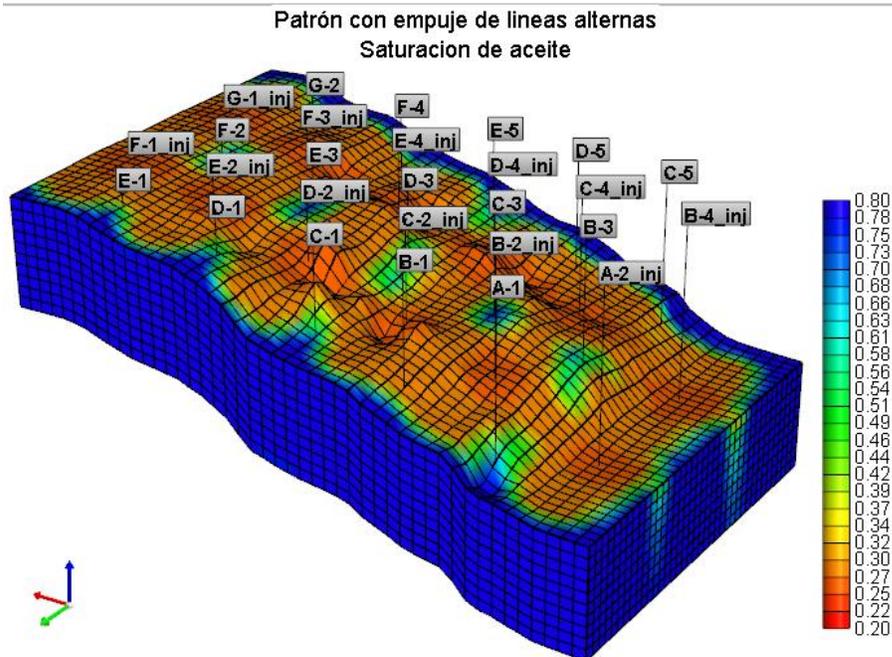
Results 3D CMG

Gráfica 40. Vista 2D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación capa inferior.



Results 3D CMG

Gráfica 41. Vista 3D patrón con empuje de líneas alternas. Barrido de aceite al final de la simulación.



Results 3D CMG

Tabla 33. Resultados finales:

Patrón	Casos optimizados					
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)	NCOPS (MMSTB)	FR neto (%)
4 puntos	11.03	124.448	11.28	48.32	4.8076	19.89
5 puntos	9.76	122.008	12.5	42.76	3.6596	15.14
7 puntos	13.82	156.678	11.33	60.53	5.9861	24.77
9 puntos	15.05	242.6	16.11	65.94	2.92	12.08
Líneas alternas	11.05	133.005	12.04	48.37	4.39975	18.20

Se puede observar que después de la optimización se logra una gran disminución en el CSOR, pero aun así los resultados muestran que los proyectos no son viables económicamente. Se realizó un estudio más a fondo realizado al patrón de 7 puntos, ya que este mostró mayor eficiencia y el más bajo CSOR.

3.2.4 Optimización del mejor patrón.

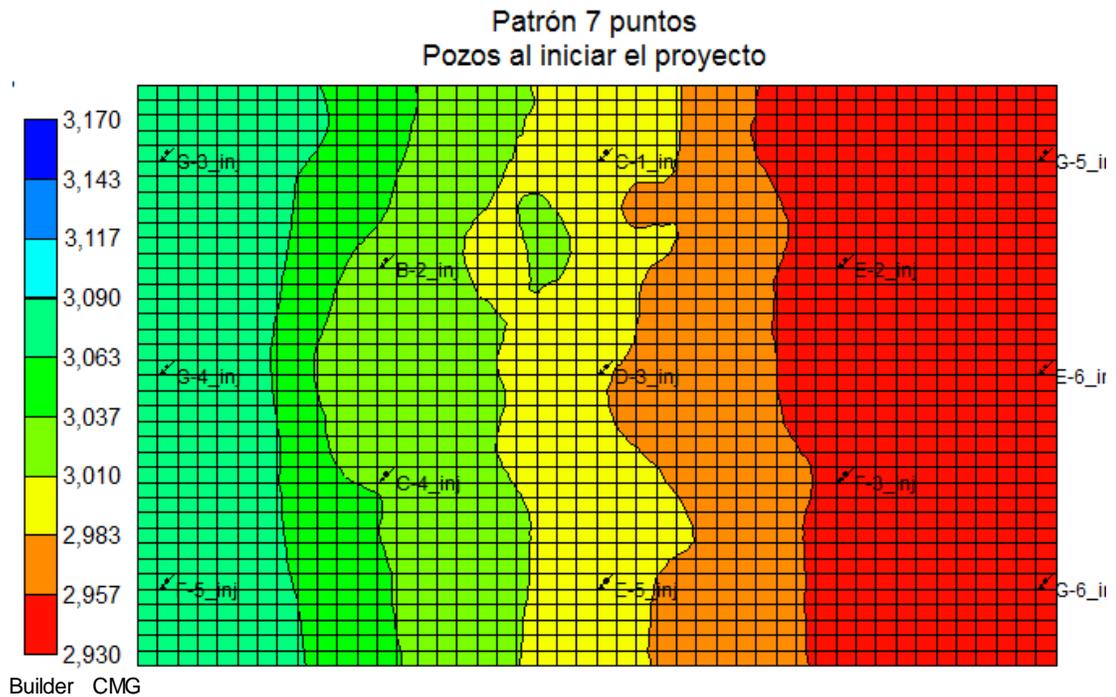
3.2.4.1 Adición y cierre de pozos.

Ya definido como mejor patrón de inyección de vapor el de 7 puntos, se decidió por estrategia de producción agregar 4 pozos nuevos inyectoros, cerrar 4 pozos inyectoros que ya habían generado un barrido eficiente.

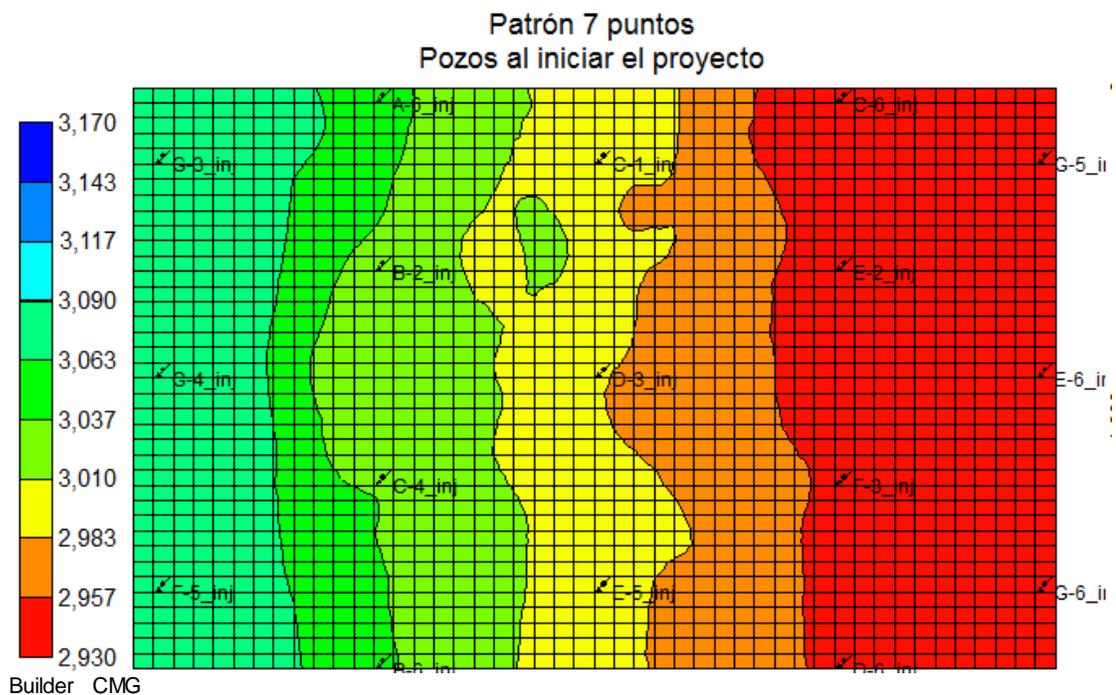
- A la fecha 2010-01-01 se perforaron 4 nuevos pozos inyectoros.
- A la fecha 2012-01-01 se cerraron 4 pozos inyectoros.

Se puede observar de forma ilustrada en las gráficas 42 y 43.

Gráfica 42. Esquema inicial del proyecto a la fecha 2000-01-01



Gráfica 43. Esquema final del proyecto a la fecha 2010-01-01



Con esta optimización se logro drenar las áreas que por diseño del patrón habían quedado sin efecto de barrido de pozos inyectores.

El cierre temprano de algunos pozos inyectoros mostraba disminución en el agua equivalente acumulada de inyección lo que generaba una disminución en el CSOR.

Los resultados pueden ser ilustrados en las siguientes gráficas.

Gráfica 44. Comparación del patrón de 7 puntos con optimización debido a adición y cierre de pozos.

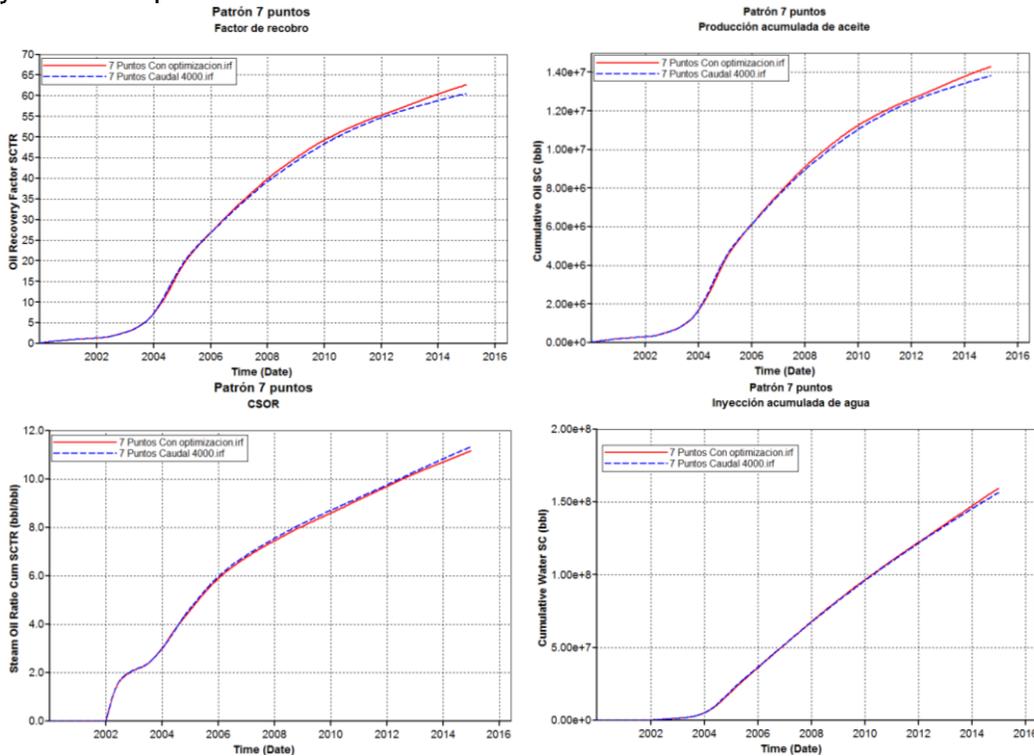


Tabla 34. Comparación entre el patrón y la optimización debido a la adición y cierre de pozos.

Patrón	Adición y cierre de pozos.			
	N_{po} (MMSTB)	N_{iw} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
7 puntos	13.82	156.678	11.33	60.53
7 puntos Adición y cierre de pozos	14.307	159.6	11.16	62.66

Se observa una disminución en el CSOR pero aun, no es la suficiente para hacer el proyecto rentable.

3.2.4.2 Inyección cíclica de vapor.

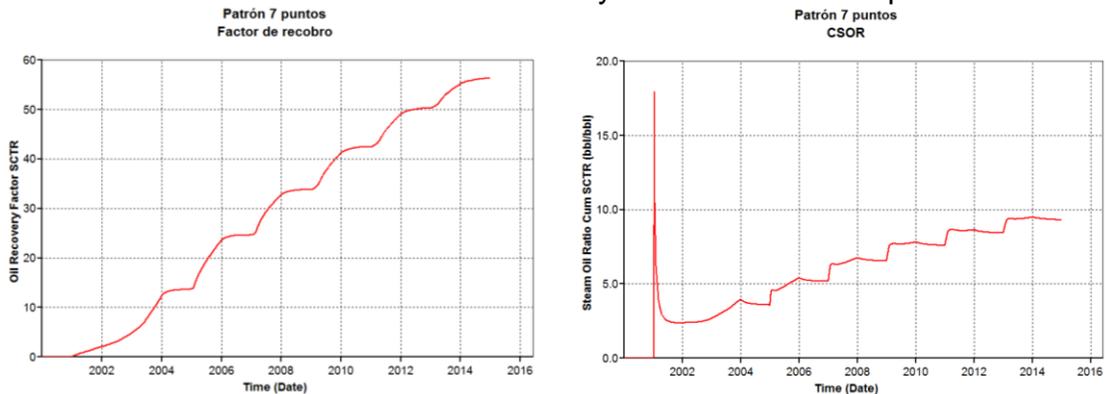
Debido a que el yacimiento está necesitando gran cantidad de inyección de vapor, se genero un caso de inyección cíclica con precalentamiento del yacimiento, para observar si esto generaba alguna disminución en el CSOR. El caso se llevo bajo inyección alternada donde los inyectores, trabajaban año de por medio. Se dejo un año de inyección de precalentamiento.

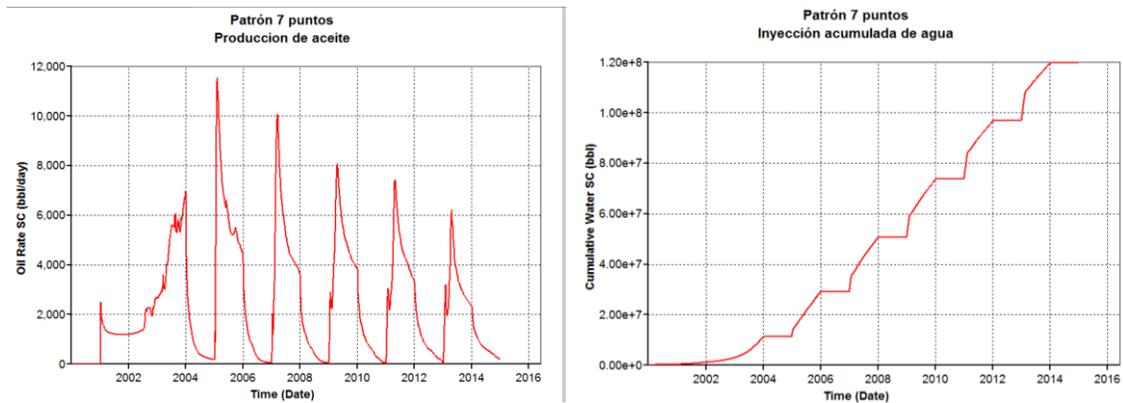
Tabla 35. Comparación entre el patrón y la optimización debido a la inyección cíclica de vapor.

Patrón	Inyección cíclica			
	N_{po} (MMSTB)	N^{W} (MMSTB)	CSOR	FR (%)
7 puntos	13.82	156.678	11.33	60.53
7 puntos Inyección cíclica	12.87	119.89	9.31	56.37

Los resultados muestran, un comportamiento similar al caso de puntos inyección continua, debido a periodos de cierre de inyección de vapor disminuye el CSOR, pero a cambio también se pierde en factor recobro.

Gráfica 45. Comparación del patrón de 7 puntos con optimización debido a inyección cíclica de vapor.

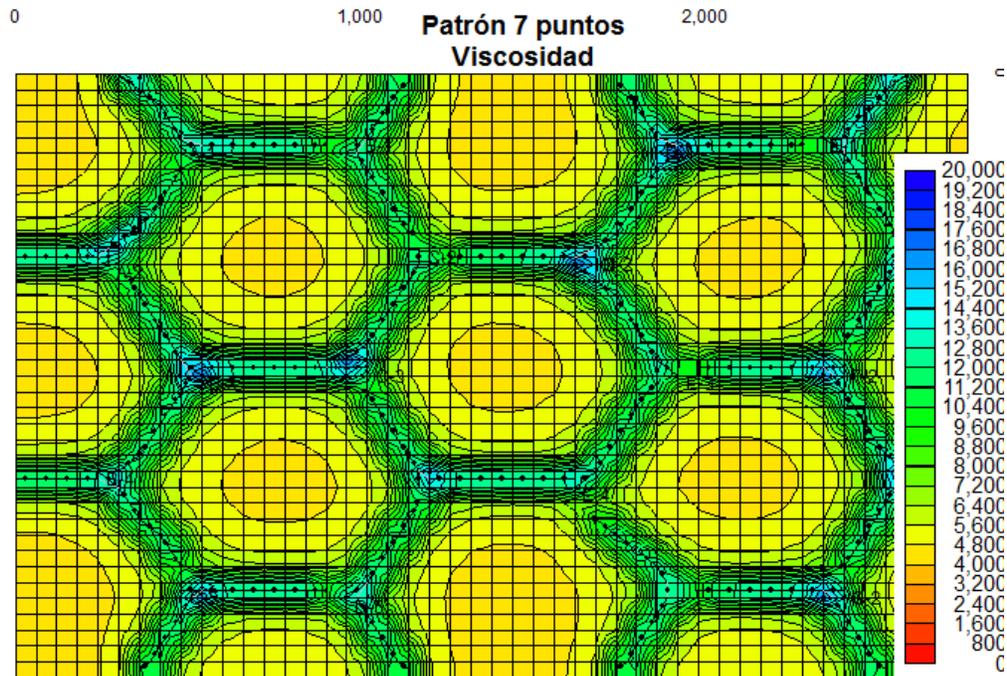




De acuerdo a los resultados obtenidos, y a varios análisis, se puede ver que el CSOR presenta un alto valor debido al efecto de las heterogeneidades en el yacimiento, debido a estas heterogeneidades, el vapor adquiere caminos preferenciales, se presentan cambios anormales en la viscosidad, y quedan zonas en la cual no es eficiente el barrido de aceite por el vapor.

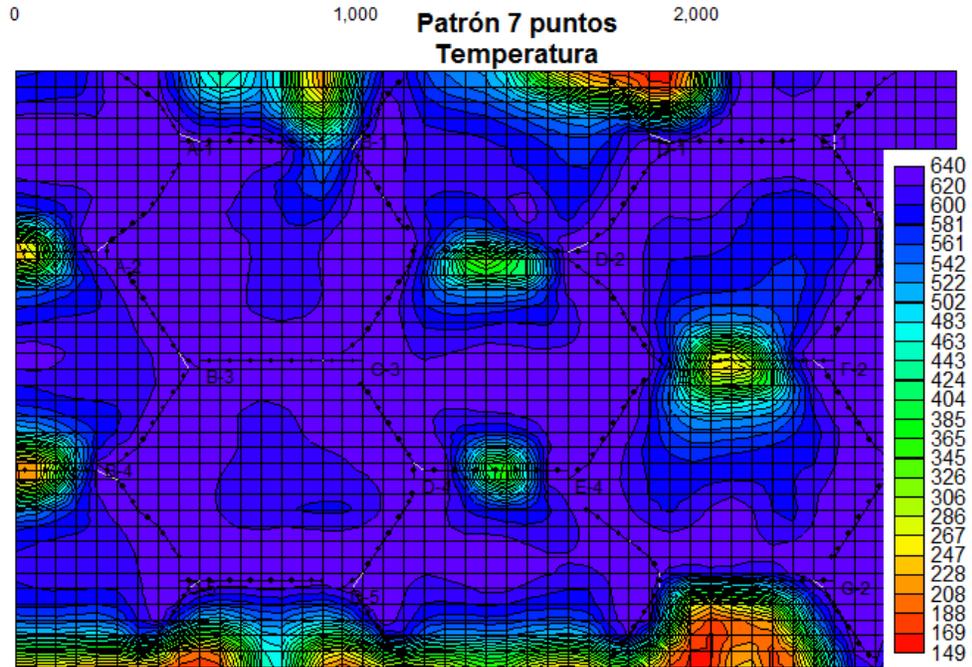
Se puede tener mayor soporte en las siguientes gráficas.

Gráfica 46. Efecto de la producción inicial sobre la viscosidad.



Se observa que la producción inicial en frío genera, que la viscosidad cerca a los pozos se incrementa a valore de hasta 20,000 cps, generando en estas zonas, que la movilidad sea nula, dificultando el proceso de inyección, generando que se necesite mayor cantidad de vapor para poder soportar estas zonas.

Gráfica 47. Efecto de la viscosidad, sobre la temperatura final del proceso.

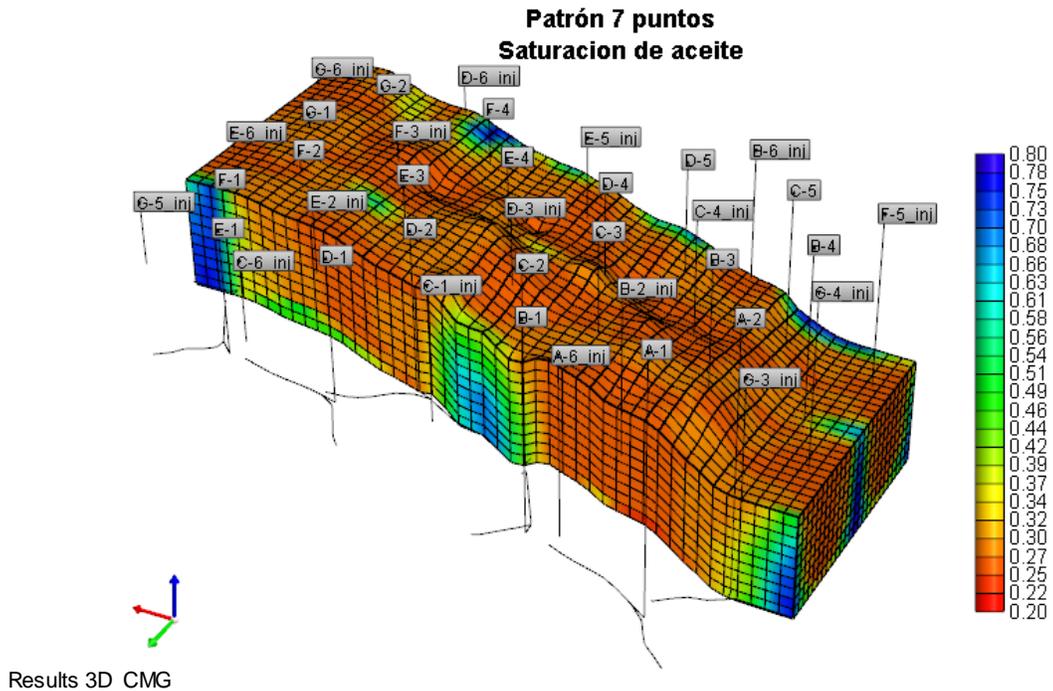


Results 3D CMG

Se observa que al final de la simulación quedan zonas en la cual el vapor no pudo calentar, en la cual su viscosidad es muy alta y el fluido no es capaz de producirse. Los partes observadas de baja temperatura son los puntos más críticos del yacimiento, y se presentan siempre en las zonas donde la viscosidad alcanzo los valores más altos.

Debido a este comportamiento de la viscosidad, el vapor busca el camino preferencial a nivel vertical, donde se encuentre la menor viscosidad, por esta razón se observa que la saturación de aceite presenta planos verticales similares. Ver gráfica 48.

Gráfica 48. Saturación de aceite.



De acuerdo a todas estas variables se definió, que las heterogeneidades implicarían que un proyecto de inyección de vapor no fuera viable económicamente. Cabe recalcar que se el estudio se baso bajo un caso pesimista.

Se propone la solución de mejorar el manejo en superficie del tratamiento del vapor, debido a que se está perdiendo grandes cantidades de vapor en el proceso, generar un gasto inicial en equipos, con los cuales se pueda aprovechar el vapor que se produce, para recircularlo y calentar el vapor a inyectar, y con esto reducir costos de inyección de vapor y aumentar la cantidad de barriles de vapor que se pueden generar a la hora de quemar un barril de petróleo.

CONCLUSIONES

- Se determinó en base a los datos obtenidos, que es más eficiente la inyección de vapor en la parte superior del yacimiento, cuando se trabaja con pozos productores horizontales, ya que esta configuración evita la pronta irrupción del vapor en los pozos productores, además combinado con bajos valores de calidad de vapor, cuando el API del aceite es menor que 10, genera un leve incremento en el factor de recobro, ya que el mayor porcentaje de agua líquida genera un empuje extra y mejor arrastre del aceite, por esta razón es importante tener en cuenta, la relación que existe entre la gravedad API del agua, con respecto a la del aceite.
- Se demostró que la temperatura de inyección, al igual que la presión de inyección, tiene una relación directa con el factor de recobro a medida que estas variables son mayores. La mayor limitante de estas variables son 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 y vapor en los pozos productores, es determinante para controlar de manera eficiente la inyección excesiva de vapor.
- Las heterogeneidades del yacimiento afectan de manera significativa, podrían hacer que proyectos evaluados con propiedades homogéneas, a la hora de agregar heterogeneidades, se volvieran antieconómicos y se necesitara de optimización de procesos en superficie.
- Se determinó que bajo las condiciones evaluadas el patrón de 7 puntos presenta mejor eficiencia, a la hora de trabajar proyectos de inyección de vapor. Teniendo el mejor factor de recobro con bajas tasas de inyección. Es importante además manejar una estrategia de producción de cierre y aperturas de pozos, que pueden ayudar de manera eficiente a reducir la cantidad de inyección de vapor.

RECOMENDACIONES

- Para una evaluación completa del proyecto de inyección de vapor, incorporar las pérdidas de calor en la tubería de superficie, en las facilidades y en los alrededores de los pozos productor e inyector para complementar el estudio.
- Hacer un estudio de los efectos de la mecánica de rocas como el estado de los esfuerzos efectivos in-situ y la presión de poro que se presentan en un proceso térmico
- Estudiar los efectos de destilación de vapor y de remoción de asfáltenos del crudo en el modelo del proceso SAGD.
- Es recomendable hacer un estudio con el software CMOST del paquete de CMG, para realizar la optimización de variables de yacimiento y condiciones operacionales de los pozos.
- Realizar un estudio de costos y optimización del manejo de vapor en superficie.
- Tener en cuenta en los proyectos de simulaciones las heterogeneidades del yacimiento, ya que estas afectan directamente todo el comportamiento de flujo de los fluidos.

BIBLIOGRAFIA

- 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.
- MAGO, Alonso Luis. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Asses Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.
- 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.
- SEPÚLVEDA, J. y ESCOBAR, F. Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas. Neiva-Huila. Universidad Surcolombiana, 2005.
- ESCOBAR, F, Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Neiva-Huila, Universidad Surcolombiana, 2006.
- *Peak oil, Wikipedia the free enciclopedia. Marzo 3 del 2011. Disponible en la internet: URL: http://en.wikipedia.org/wiki/Peak_oil*
- *It Work: Heavy Oil. Disponible en la internet: URL: <https://www.rigzone.com/training/heavyoil/>*
- *G.P.A. Estudios y servicios petroleros: URL: S.R.L http://www.oilproduction.net/cms/files/GPA_Nota_Tecnica*
- *ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica Del Petróleo. Caracas 2002*

WILLIHTE G. Paul. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE Textbook Series Vol. 3. Seventh Printing. Richardson TX. 1986. 112 p.