



**ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO
USANDO UN SIMULADOR TERMAL MEDIANTE LA TÉCNICA DE
SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR (SAGD)**

**EDGAR ANDRÉS MURILLO ANDRADE
OSCAR ANDRÉS NIVIA MANRIQUE**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**



**ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO
USANDO UN SIMULADOR TERMAL MEDIANTE LA TÉCNICA DE
SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR (SAGD)**

**EDGAR ANDRÉS MURILLO ANDRADE
OSCAR ANDRÉS NIVIA MANRIQUE**

Trabajo de grado presentado como requisito
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
2009**



Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Noviembre de 2009



DEDICATORIA

A Dios todopoderoso en quien creo y confío, a mis padres Edgar Augusto Nivia y Doris Manrique por su amor, confianza y apoyo incondicional, a mi hermana Vivian Angélica por su apoyo y colaboración, y a toda mi familia, compañeros y amigos que creyeron en mi y colaboraron para que este proyecto se culminara con éxito.

OSCAR ANDRÉS NIVIA MANRIQUE

A Dios Todopoderoso por iluminarme el camino a seguir, a mis padres Elsy y Edgar, pilares fundamentales en mi vida, quienes me han brindado todo el apoyo necesario para alcanzar mis metas y sueños y han estado allí cada día de mi vida, compartiendo los buenos y los malos ratos desde el día en que nací; a mi hermano Fabián, a toda mi familia y a mis amigos por brindarme todo su apoyo, amor, amistad y comprensión.

EDGAR ANDRÉS MURILLO ANDRADE



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.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, Coordinador del Grupo de Investigación de Pruebas de Pozos -GIPP y evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

CARMEN PINZON TORRES, Química y Esp. En Sistemas Dinámicos, Profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, investigadora de Grupo de Comportamiento de Fases - COFA y evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

A nuestros compañeros de estudio especialmente a JOHAN JULIAN ROJAS por su colaboración y apoyo para el desarrollo de esta tesis.



CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
1 ASPECTOS TEÓRICOS.....	20
1.1 YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO.....	20
1.1.1 Viscosidad.....	20
1.1.2 Movilidad.....	21
1.2 MÉTODOS DE RECOBRO.....	22
1.2.1 Características ideales de un proceso de recobro mejorado.....	22
1.2.2 Clasificación de los métodos EOR.....	23
1.2.3 Métodos no convencionales térmicos.....	24
1.3 MÉTODO SAGD.....	25
1.3.1 Criterios de selección para la aplicación de SAGD.....	27
1.3.2 Análisis estadístico.....	30
1.3.3 Simulación del proceso SAGD:.....	32
1.3.3.1 Conclusiones de la simulación.....	34
2 MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL SAGD.....	36
2.1 FORMULACIÓN.....	37
2.1.1 Variables primarias.....	37
2.1.2 Ecuaciones de conservación.....	37
2.1.3 Condición de equilibrio termodinámico.....	38



2.1.4	<i>Fracciones molares totales</i>	40
2.1.5	<i>Flash térmico</i>	40
2.1.6	<i>Volumen de fluidos</i>	41
2.1.7	<i>Flujo entre bloques</i>	42
2.1.8	<i>Flujo en los pozos</i>	43
2.1.9	<i>Conducción de calor</i>	44
2.1.10	<i>Método de solución</i>	44
2.2	PROPIEDADES TÉRMICAS	48
2.2.1	<i>Capacidad calorífica de la roca</i>	48
2.2.2	<i>Conductividad y transmisibilidad termal</i>	48
2.2.3	<i>K-valores</i>	48
2.2.4	<i>Densidad de la fase aceite</i>	49
3	DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS	51
3.1	SIMULADOR	51
3.2	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	51
3.3	MODELAMIENTO PVT	52
3.4	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	54
3.5	DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN	55
3.5.1	<i>Variación de las propiedades del yacimiento</i>	56
3.5.2	<i>Variación de los parámetros operacionales del proceso SAGD</i>	56
3.5.3	<i>Comparación de la producción en frío con el método SAGD</i>	57
3.5.4	<i>Variación de la distancia horizontal entre pozos</i>	58



3.5.5	<i>Producción de un Campo.</i>	58
4	EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.	59
4.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO.	59
4.1.1	<i>Producción acumulada de aceite (Npo).</i>	59
4.1.2	<i>Producción acumulada de agua (Npw).</i>	59
4.1.3	<i>Producción acumulada neta de aceite para venta (NCOPS).</i>	59
4.1.4	<i>Factor de recobro (FR).</i>	60
4.1.5	<i>Factor de recobro neto (FR neto)⁸.</i>	60
4.1.6	<i>Relación de vapor acumulado aceite acumulado (CSOR).</i>	61
4.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.	62
4.2.1	<i>Variación de las propiedades del yacimiento.</i>	62
4.2.1.1	Espesor de la formación.	62
4.2.1.2	Porosidad de la formación	65
4.2.1.3	Saturación inicial de de aceite.	67
4.2.1.4	Permeabilidad horizontal de la formación.	68
4.2.1.5	Presión de yacimiento	71
4.2.2	<i>Variación de los parámetros operacionales del proceso SAGD.</i>	73
4.2.2.1	Distancia vertical entre pozos.	73
4.2.2.2	Caudal de inyección	76
4.2.2.3	Temperatura de inyección	79
4.2.2.4	Calidad del vapor a inyectar.	81
4.2.2.5	Presión de fondo fluyendo del pozo productor.	83



4.2.2.6	Longitud de los pozos.....	85
4.2.3	<i>Comparación de la producción en frío con el método SAGD.....</i>	<i>87</i>
4.2.4	<i>Variación de la distancia horizontal entre pares de pozos.</i>	<i>95</i>
4.2.5	<i>Producción de un campo.....</i>	<i>97</i>
CONCLUSIONES		103
RECOMENDACIONES		106
BIBLIOGRAFÍA		107



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. ...Clasificación de los crudos según el API	20
Tabla 2. Contribución relativa de parámetros de yacimiento y fluidos en la producción acumulada en SAGD. (Modelo. Vinachi).	27
Tabla 3. ...Parámetros para aplicar SAGD en la formación (McMurray)	28
Tabla 4. ...Criterios de selección para aplicar SAGD	30
Tabla 5. ...Análisis estadístico de espesores de proyectos SAGD	30
Tabla 6. Análisis estadístico de saturación inicial de petróleo de proyectos SAGD	31
Tabla 7. ...Análisis estadístico de porosidad de proyectos SAGD	31
Tabla 8. Análisis estadístico de la permeabilidad horizontal de proyectos SAGD	31
Tabla 9. ...Condiciones iniciales del sistema de simulación	33
Tabla 10. Sensibilidad de separación entre pozos (ft)	33
Tabla 11. Sensibilidad de rata de inyección de vapor (tonelada métrica por día)	33
Tabla 12. Sensibilidad de presión de pozo fluyendo	34
Tabla 13. Sensibilidad de longitud horizontal (ft)	34
Tabla 14. Producción acumulada de petróleo por cada fase del proceso de optimización	34
Tabla 15. Composición y propiedades físicas del crudo del Campo Hamaca	52
Tabla 16. Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.	53
Tabla 17. Definición de componentes usados en la simulación	53



Tabla 18.	Propiedades del yacimiento base	54
Tabla 19.	Parámetros operacionales del proceso SAGD.	55
Tabla 20.	Propiedades y rangos de yacimientos analizados.	56
Tabla 21.	Parámetro de operación y rangos analizados.	57
Tabla 22.	Descripción de los casos simulados.	57
Tabla 23.	Distancia horizontal entre pares de pozos.	58
Tabla 24.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el espesor de la formación.	62
Tabla 25.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la porosidad de la formación.	65
Tabla 26.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la saturación inicial de aceite.	67
Tabla 27.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando las permeabilidades de la formación.	68
Tabla 28.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión del yacimiento.	71
Tabla 29.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia vertical entre los pozos.	73
Tabla 30.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el caudal de inyección.	76
Tabla 31.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la temperatura de inyección del vapor.	79
Tabla 32.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la calidad del vapor a inyectar.	81
Tabla 33.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.	83
Tabla 34.	Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la longitud de los pozos.	85



Tabla 35. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD en los casos simulados.	87
Tabla 36. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.	95
Tabla 37. Propiedades del Campo de estudio.	97
Tabla 38. Parámetros operacionales del proceso SAGD.	97
Tabla 39. Parámetros de evaluación del proceso SAGD en la producción de un campo.	98
Tabla 40. Rangos de los parámetros de yacimiento obtenidos	104
Tabla 41. Rangos de los parámetros de operación del proceso SAGD obtenidos.	104
Tabla 42. Incremento de la producción acumulada con la optimización de los parámetros operacionales del proceso SAGD.	105



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de fases de un yacimiento de aceite negro	21
Figura 2. Clasificación de los métodos EOR	24
Figura 3. Sección transversal de la cámara de vapor de SAGD (Modelo. Vinachi)	26
Figura 4. Vista 3D del modelo simulado.	51
Figura 5. Vista trasversal del modelo simulado	52
Figura 6. Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.	53
Figura 7. Diagrama de fases PVT	54
Figura 8. Vista frontal X,Z, variando espesores	63
Figura 9. Vista frontal X, Z, variando porosidad.	66
Figura 10. Vista transversal Y, Z, variando permeabilidad.	69
Figura 11. Vista transversal Y, Z, variando presión de yacimiento.	72
Figura 12. Vista transversal Y, Z, variando la distancia vertical entre los pozos.	74
Figura 13. Vista transversal Y, Z, variando caudal de inyección.	77
Figura 14. Vista frontal X, Z, variando la temperatura de inyección del vapor.	80
Figura 15. Vista frontal X, Z, variando calidad del vapor a inyectar.	82
Figura 16. Vista frontal X, Z, variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.	84
Figura 17. Vista transversal Y, Z, variando la longitud de los pozos.	86



- Figura 18. Vista frontal X, Z, variando producción en frío y pre-calentamiento. 88
- Figura 19. Vista frontal X, Z, variando la distancia horizontal entre los pares de pozos. 96
- Figura 20. Vista 3D del campo simulado con cortes para observar el crecimiento de la cámara de vapor 98



LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Histograma de espesores de proyectos SAGD.	30
Gráfica 2. Histograma de saturación inicial de petróleo de proyectos SAGD	31
Gráfica 3. Histograma de porosidad de proyectos SAGD	31
Gráfica 4. Histograma de permeabilidad horizontal de proyectos de SAGD	31
Gráfica 5. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el espesor de la formación.	63
Gráfica 6. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la porosidad de la formación.	65
Gráfica 7. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la saturación inicial de aceite.	67
Gráfica 8. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando las permeabilidades de la formación.	69
Gráfica 9. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión del yacimiento.	71
Gráfica 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia vertical entre los pozos.	74
Gráfica 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el caudal de inyección.	77
Gráfica 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la temperatura de inyección del vapor.	79
Gráfica 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la calidad del vapor a inyectar.	81
Gráfica 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.	83



Gráfica 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la longitud de los pozos.	85
Gráfica 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD en los casos simulados.	88
Gráfica 17. Comportamiento de la viscosidad en los casos simulados en el bloque (13, 5, 16).	89
Gráfica 18. Comportamiento de la temperatura en los casos simulados en el bloque (13, 5, 16).	90
Gráfica 19. Comportamiento de la producción acumulada de aceite (STB) en los casos simulados.	90
Gráfica 20. Comportamiento de la producción de aceite (STB/Día) en los casos simulados.	92
Gráfica 21. Comportamiento de la producción acumulada de aceite (STB) en los casos simulados.	92
Gráfica 22. Comportamiento del factor de recobro (%) en los casos simulados.	93
Gráfica 23. Comportamiento del CSOR en los casos simulados.	94
Gráfica 24. Comportamiento de la presión (Psi) en los casos simulados.	94
Gráfica 25. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.	95
Gráfica 26. Comportamiento de la temperatura y viscosidad en el campo simulado.	100
Gráfica 27. Comportamiento de la producción de aceite y presión promedio del yacimiento simulado	101
Gráfica 28. Comportamiento de la producción acumulada de aceite y de agua en el campo simulado	102
Gráfica 29. Comportamiento del CSOR y el factor de recobro del campo simulado.	102



RESUMEN

Este documento describe el análisis, evaluación y optimización del proceso SAGD, por sus siglas en inglés (“Steam Assisted Gravity Drainage”), que traduce “Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor”, usando un simulador termal, teniendo en cuenta que este proceso es de recuperación térmica, usado en crudos pesados y por tanto es necesario analizar variables termodinámicas. Debido a la complejidad y cantidad de variables involucradas en el proceso, el SAGD presenta múltiples desafíos en la fase de implementación, que hace necesario dividir el estudio de estas variables en parámetros de yacimiento y en condiciones de operación.

La primera parte del estudio tiene como objetivo de investigación el análisis del impacto de algunas características importantes de los yacimientos de crudos pesados en el factor de recobro tales como espesor, porosidad, saturación inicial de aceite, permeabilidades y presión de yacimiento, con el fin de verificar los rangos de estos parámetros reportados en la literatura de proyectos SAGD exitosos, y obtener las condiciones ideales de yacimiento para la implementación del proceso SAGD.

La segunda parte consiste en el estudio de las condiciones operacionales del proceso SAGD en un yacimiento definido, con el fin de ilustrar la forma como se pueden optimizar los proyectos de implementación del proceso SAGD. Los parámetros analizados en esta parte fueron la distancia vertical entre pozos, caudal de inyección del vapor, temperatura de inyección del vapor, calidad del vapor a inyectar, presión de fondo fluyendo del pozo productor y la longitud horizontal de los pozos.

También se comparó el comportamiento de la producción del yacimiento de crudo pesado en producción en frío, con el mismo yacimiento aplicándole el proceso SAGD, adicionándole precalentamiento, tiempo de remojo, con cierre de pozos para visualizar la importancia del proceso SAGD en la recuperación de reservas de crudos pesados.

Otra condición de operación estudiada fue la distancia horizontal entre pares de pozos, realizada para analizar la interacción de dos pares de pozos y así pasar al desarrollo de un arreglo de varios pares de pozos simulando la implementación del proceso SAGD en un campo.



ABSTRACT

This paper describes the analysis, evaluation and optimization process of a steam-assisted gravity drainage (SAGD) project using a thermal simulator, keeping in mind that this process is of thermal recovery, used in heavy oil and therefore is necessary to analyze thermodynamic variables. Due to the complexity and amount of variables involved in the process, SAGD presents multiple challenges from the design phase to its implementation, which does necessary divide the study of these variables in reservoir parameters and in conditions of operation.

The first part has as objective of investigation, it analyzes the impact of some key characteristics of the reservoirs of heavy oils, such as thickness, porosity, initial saturation of oil, permeabilities and reservoir pressure; with the purpose of verify the ranks of these parameters, reported in the literature of successful projects of the SAGD process and obtain the ideal conditions of reservoir for the implementation of the SAGD process.

The second part consists in the study of the operational conditions of the SAGD process in a defined reservoir, with the purpose to illustrate the form as to can optimized the projects of implementation of the SAGD process. The parameters analyzed in this part were the vertical distance between wells, injection rate of the steam, temperature of injection of the steam, quality of the steam to inject, bottom pressure flowing of the producing well and the longitude of the wells.

Also compared the behavior of the production of the reservoir of heavy oil in production in cold, with the same reservoir by applying you the SAGD process, adding him warm-up, time of soaking, with closing of wells to visualize the importance of the SAGD process in the recovery of reserves of heavy oil.

Other operation condition studied was the horizontal distance between pair of wells, carried out to analyze the interaction of two pair of wells and so it goes in the development of an arrangement of several pairs of wells by simulating the implementation of the SAGD process in a field.



INTRODUCCION

Con alrededor de siete (7) trillones de barriles de reservas y el reciente aumento en la demanda de aceite, no hay ninguna duda que en las próximas décadas se realicen tremendos esfuerzos en el desarrollo de yacimientos de aceite pesado/bitumen (HO-B: Heavy Oil - Bitumen). Todavía la recuperación de HO-B in-situ no es un proceso simple y hay muchos desafíos técnicos acompañados con él.

Las dos clases de técnicas principales, termales y miscibles, han sido consideradas en el desarrollo de HO-B, junto con otros métodos auxiliares (el químico, gas, el calentamiento electromagnético, etc.) y el Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD: Steam Assisted Gravity Drainage) siendo éste el más popular.

El método SAGD propuesto hace más de 30 años por Roger Butler y sus colegas (1970), mediante dos pozos horizontales, uno inyector y el otro productor, es un proceso que no sólo ha tenido éxito desde el punto de vista técnico, sino que también desde el punto de vista económico. A lo largo de este tiempo, esta técnica se ha comercializado con éxito, lo cual lleva a pensar en ella para ser una técnica estándar en la recuperación de HO-B. Obviamente, ésta tiene algunas restricciones como el requisito de permeabilidad vertical alta y consumo alto de energía.

En cualquier caso, SAGD en específico, para la recuperación de HO-B, es una opción prometedora para el desarrollo de yacimientos de crudos pesados si se reúnen los requisitos principales para su aplicabilidad.

Aunque es una técnica muy exitosa, muchas incertidumbres y preguntas sin contestar todavía existen y ellas deben clarificarse para la expansión del método a las amplias aplicaciones mundiales. Para lograr esto, existe la necesidad de compilar y analizar las sensibilidades de este proceso con un simulador termal, con el fin de determinar las condiciones óptimas de operación y diseño de pozos que permitan incrementar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado.

Para el desarrollo de este proyecto se realizó inicialmente una revisión bibliográfica, con el fin de elaborar el estado del arte y el marco teórico, seguido por el modelo matemático usado por el simulador escogido, para diseñar los modelos a simular, obteniendo los resultados del comportamiento del proceso simulado, con la variación de las sensibilidades planteadas, para finalizar con el análisis y las conclusiones del proyecto.



1 ASPECTOS TEÓRICOS

1.1 YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

En los últimos años, el constante aumento en el precio del petróleo y la disminución de las reservas de crudo convencional, ha generado que yacimientos que no eran económicamente atractivos de explotar, se constituyan en una alternativa para mantener el suministro mundial de combustibles.

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extra pesado, de acuerdo a su medición de gravedad API (ver tabla 1).

Tabla 1. Clasificación de los crudos según el API

Tipo de Crudo	Gravedad API
Liviano	Mayor a 31,1
Mediano	Entre 22.3 y 31.1
Pesado	Entre 10 y 22.3
Extra pesado	Menor a 10

Los yacimientos de crudo pesado de alta viscosidad, se caracterizan principalmente por presentar una alta resistencia al flujo, lo cual dificulta en forma apreciable su producción. Puesto que la viscosidad del crudo es una propiedad que se ve afectada considerablemente por los cambios de temperatura, las técnicas de recuperación térmica se han convertido con el correr de los años en la principal herramienta para la recuperación de este tipo de fluidos.

1.1.1 Viscosidad

La viscosidad es la medida de la resistencia de un líquido a fluir. La medida métrica común de la viscosidad absoluta es el poise (P), que es definido como la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela, a la velocidad de 1 cm/segundo, con las superficies separadas por una película lubricante de 1 cm de espesor. La viscosidad varía inversamente proporcional con la temperatura. Por eso su valor no tiene utilidad si no se relaciona con la temperatura a la que el resultado es reportado.

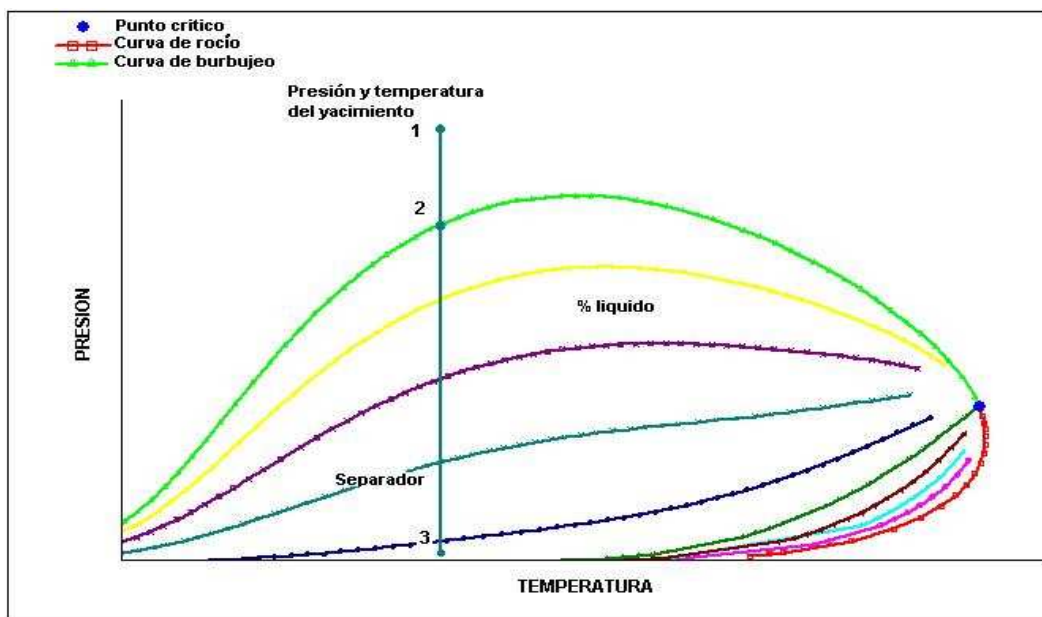


1.1.2 Movilidad

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la viscosidad del fluido.

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \quad (1)$$

Figura 1. Diagrama de fases de un yacimiento de aceite negro¹



(Fuente: PVTi un programa del paquete GeoQuest Schlumberger)

La figura 1 es un diagrama de fases típico de P-T para un aceite negro. Cuando el yacimiento produce bajo condiciones subsaturadas, el fluido en el yacimiento existe como una sola fase líquida con gas en solución, y cuando se alcanza las condiciones de saturación tanto el fluido producido como el remanente en el yacimiento tienen composición variable.

¹ CHARRY, Miguel Andrés y ROJAS, Melquisedec – “Simulación de yacimientos de gas condensado usando un simulador composicional”. UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA. 2005



1.2 MÉTODOS DE RECOBRO

El primer paso o etapa inicial del procesamiento del petróleo comienza con el descubrimiento del yacimiento, utilizando los recursos que la naturaleza provee para la extracción del crudo a la superficie. Al disminuir dicha energía, la producción declina y se ingresa en la etapa secundaria donde la energía adicional es administrada al reservorio por inyección de agua y/o gas. Cuando la etapa secundaria deja de ser efectiva se inicia la etapa de tratamiento terciario o proceso de recuperación mejorada de petróleo EOR (Enhanced Oil Recovery).

Los procesos EOR (recobro mejorado) se han utilizado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria, los cuales se refieren a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento, del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consiste en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica.

Actualmente se están implementando dichos procesos en la etapa inicial del desarrollo del campo; éste se conoce como IOR (Improved Oil Recovery), es decir la misma recuperación mejorada, pero aplicada desde el inicio de la explotación, incrementando las reservas recuperables en un menor tiempo.

1.2.1 Características ideales de un proceso de recobro mejorado.

La eficiencia de desplazamiento total de cualquier proceso de recobro de petróleo se considera que es igual al producto de las eficiencias microscópicas y macroscópicas de desplazamiento. Ésto, expresado en forma de ecuación, es:

$$r = ED \times EV \quad (2)$$

Donde r es el factor de recobro (petróleo recobrado por proceso/petróleo in situ al comienzo del proceso) ; ED es la eficiencia de desplazamiento microscópica expresada en fracción y se relaciona con el desplazamiento o movilización del petróleo a escala de poros, y es una medida de la efectividad del fluido desplazante para mover el petróleo en aquellos lugares de la roca donde dicho fluido contacta el petróleo, es decir, refleja la magnitud de la saturación del petróleo residual, S_{or} , en las regiones contactadas por el fluido desplazante.

$$ED = \frac{S_{oi} - S_o}{S_{oi}} \quad (3)$$

S_{oi} = Saturación de aceite inicial.

S_o = Saturación de aceite actual.



EV, es la eficiencia de desplazamiento macroscópica en fracción, denominada también eficiencia de barrido volumétrico, se relaciona con la efectividad del fluido desplazante para contactar el yacimiento volumétricamente, es decir, es una medida de la efectividad del fluido desplazante para barrer, areal y verticalmente, el volumen de un yacimiento y para mover el petróleo desplazado hacia los pozos productores.

A menudo se utiliza EV como el producto de las eficiencias de desplazamiento areal y vertical, que refleja la magnitud de una saturación residual promedio, debido a que se basa en el petróleo residual que queda en las zonas barridas y no barridas del yacimiento.

$$EV = E_a \times E_t \quad (4)$$

E_a=Eficiencia del área barrida.

E_t= Eficiencia de desplazamiento vertical.

Es deseable en los procesos de recobro mejorado que los valores de ED y EV y, consecuentemente r , se aproximen a 1. Un proceso de recobro mejorado ideal podría ser uno donde el primer tapón desplazante remueva todo el petróleo de los poros contactados por el fluido, en el cual el fluido desplazante contacte el volumen total del yacimiento y desplace el petróleo hacia los pozos productores. Un segundo tapón de fluido usado para desplazar el primer tapón podría comportarse en una forma similar, desplazando el primer tapón eficientemente, tanto macroscópica como microscópicamente. El desarrollo de un fluido desplazante mágico o de fluidos con propiedades que proporcionen estos resultados y que sean económicos, es un objetivo muy difícil de alcanzar.

Muchas reacciones entre el fluido desplazante y el petróleo conducen a un desplazamiento eficiente (bajo S_{or}). Las mismas incluyen: miscibilidad entre los fluidos, disminución de la tensión interfacial entre los fluidos, expansión volumétrica del petróleo y la reducción de la viscosidad del petróleo.

1.2.2 Clasificación de los métodos EOR.

Una posible clasificación de estos métodos de alta tecnología la presentan Farouq Ali² y la dividen en dos grandes grupos: térmicos y no térmicos. Los

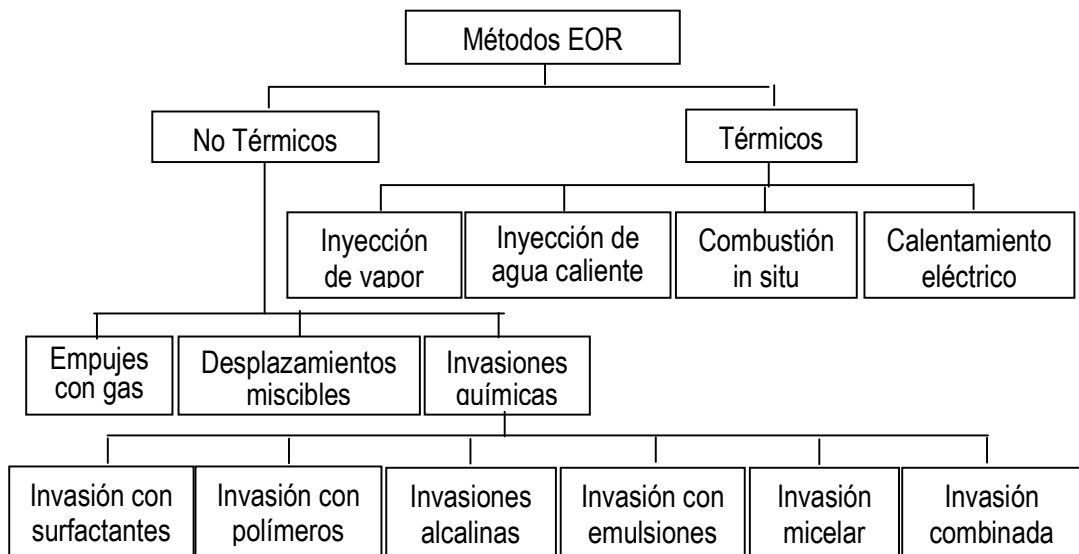
² MÁRQUEZ, Claudio et al. Objetivos de la aplicación de los métodos EOR [online]. Monografias.com. Marzo 2007. Disponible en la Internet: URL:<http://www.monografias.com/trabajos44/polimeros/polimeros.shtml>

FAROUQ ALI, S.M. y JONES, J.A. Practical Heavy Oil Recovery. Universidad de Alberta (Canadá). 1997.



primeros se usan con preferencia para los crudos pesados y los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos, aunque pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo (ver figura 2).

Figura 2. Clasificación de los métodos EOR



Fuente: “objetivos de la aplicación de los métodos EOR”, <http://www.monografias.com/trabajos44/polimeros/polimeros.shtml>. 19/08/09

1.2.3 Métodos no convencionales térmicos

El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente utilizados para petróleos viscosos (5-15° API), aunque también se usan en petróleos de hasta 45° API. Otros beneficios con los métodos térmicos son la reducción de saturación de petróleo residual como consecuencia de la expansión térmica, el aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón de movilidad. Algunos de estos métodos son la destilación con vapor, craqueo térmico entre otros.

En general se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, en dos modalidades, cíclicos y continuos y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento.



- Inyección de fluidos calientes.** En general, los fluidos inyectados son calentados en la superficie, aunque en ocasiones se han utilizado calentadores de pozos. Los fluidos van desde los más comunes tales como agua (líquido y vapor) aire, y otros como el gas natural, el dióxido de carbono, gases de escape, e incluso solventes.
- Combustión In-Situ.** El oxígeno es inyectado dentro de un yacimiento, el crudo en el yacimiento se enciende, y parte de ese crudo es quemado en la formación para generar calor.
- VAPEX:** Se usa un par de pozos horizontales uno encima del otro y también desplazados horizontalmente. Este proceso utiliza un solvente hidrocarburo liviano en el rango de propano y butano (o alguna combinación de hidrocarburos livianos) inyectados en el pozo horizontal superior.
- THAI.** Se trata de un proceso de combustión que combina un pozo vertical de inyección de aire con un pozo horizontal de producción. Durante el proceso se crea un frente de combustión donde parte del petróleo en el yacimiento se quema, generando calor, lo que reduce la viscosidad del crudo permitiéndole que fluya por gravedad al pozo horizontal de producción.
- 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 MÉTODO SAGD.

La segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés), es un mecanismo de recuperación térmica desarrollado por Roger Butler³ que combina las bondades de la teoría de segregación gravitacional con la inyección de vapor. Tuvo su origen en Canadá por la necesidad de explotar sus yacimientos de crudo extra-pesado (hasta 3 millones de cP), petróleo que por otros mecanismos es prácticamente imposible de extraer.

3 VINACHI Michael. Criterios para la aplicación exitosa de SAGD (Parte I). [Online]. Enero 2008. Disponible en la Internet: URL: <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>

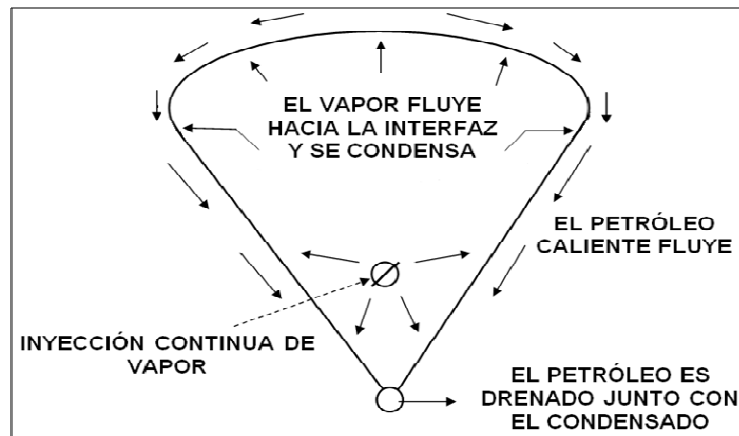
BUTLER, Roger. M. Distinguished Author Series: SAGD Comes of AGE! JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM TECHNOLOGY, (1998). 37(7), 9-12.



Este método consiste en un par de pozos horizontales, donde el pozo inyector está cercano y verticalmente sobre el pozo productor. El vapor inyectado se segrega gravitacionalmente y forma una cámara de vapor. El crudo calentado drena hacia abajo del pozo productor.

La idea básica del proceso es la inyección de vapor cerca del fondo del yacimiento; este vapor tiende a subir y el condensado junto con el petróleo cae al fondo debido a la gravedad, estos fluidos son producidos, mientras el petróleo es drenado, el espacio poroso que inicialmente estaba saturado con petróleo es ocupado por el vapor, el diagrama de la sección transversal de los pozos se muestra en la Figura 3.

Figura 3. Sección transversal de la cámara de vapor de SAGD (Modelo. Vinachi)



(Fuente: Criterios para la aplicación exitosa de SAGD (Parte I), <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>) 19/08/09.

En SAGD, la transferencia de energía a la formación y al petróleo ocurre por la condensación del vapor en la periferia de la cámara de vapor. El calor latente liberado por el vapor se transfiere a la formación principalmente por conducción, por tal motivo el flujo de vapor condensado (agua caliente) y petróleo ocurre en dirección perpendicular a la dirección del flujo de calor por conducción.

Es importante conocer la contribución relativa de los parámetros de yacimiento sobre la decisión final de aplicar o no la tecnología en un área en específico; un



estudio previo considerando esta contribución fue realizado por Llaguno⁴, donde se estudió la contribución relativa de parámetros tanto de fluidos como de yacimiento sobre el petróleo producido acumulado (ver tabla 2).

Tabla 2. Contribución relativa de parámetros de yacimiento y fluidos en la producción acumulada en SAGD. (Modelo. Vinachi).

Propiedad	Peso relativo
Espesor	0.5061
Porosidad	0.2650
Saturación de Petróleo	0.2019
Permeabilidad	0.0162
Viscosidad del Petróleo	0.0035
Presión del yacimiento	0.0032
Gravedad del crudo	0.0020

1.3.1 Criterios de selección para la aplicación de SAGD

El primer proyecto piloto de SAGD fue el de AOSTRA, en el año 1987, en la instalación subterránea de pruebas o UTF. Desde el éxito de la prueba piloto del proyecto, se han propuesto criterios para seleccionar localizaciones en las cuales aplicar SAGD, para identificar propiedades y valores numéricos que forman parte de estos criterios; se emplean diversas fuentes de información, como lo son análisis de simulaciones analíticas, numéricas, experimentos de laboratorio, y estadísticas de proyectos pilotos exitosos.

Según Donnelly⁵ para poder aplicar SAGD, y hacer predicciones analíticas confiables deben tomarse en cuenta para la formación McMurray los parámetros mostrados en la tabla 3.

4 VINACHI Michael. Criterios para la aplicación exitosa de SAGD (Parte I). [Online]. Enero 2008. Disponible en la Internet: URL: <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>

LLAGUNO, P.E; MORENO, F; GARCÍA, Z; MÉNDEZ, Z y ESCOBAR, E. (Junio, 2002) A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications. Artículo (2002-124) presentado en Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary AB 11-13.

5 DONNELLY, J.K. y CHMILAR, M.J (Junio, 1995). The Commercial Potential of Steam Assisted Gravity Drainage. Paper SPE 30278-MS. SPE International Heavy Oil Symposium. Calgary, Canada



Idealmente el yacimiento debe ser homogéneo verticalmente para aplicar el modelo analítico. Aunque simulaciones numéricas muestran que poca variación vertical puede mejorar el desempeño del proceso SAGD.

Tabla 3. *Parámetros para aplicar SAGD en la formación (McMurray)*

Parámetro	Valor	Condición
Espesor de arena	> 17.5 m con	Menos de 1.5 m continuos de lutita en la formación
		Menos de 1.5 m de la formación con $S_w > 97\%$
		Menos de 5 m de la formación con $3\% < S_o < 6\%$

Kasraie, sugiere que para aplicar SAGD de forma rentable, se debe tener un mínimo de 10 metros de arena continua, y un mínimo de 100 md de permeabilidad.

Según Singhal⁶ los criterios para aplicar SAGD, son:

Menos de 10 % de arcillas, debido a que éstas se hinchan al absorber el agua fresca que se condensa del vapor.

Acuíferos: Si la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.

Efecto de la capa de gas: la presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor a supradyacencia del yacimiento, debido a la baja conductividad térmica de la capa de gas. Por tal motivo, una capa delgada de vapor puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.

Fracturas: fracturas a pequeña escala puede ser de beneficio al distribuir el vapor en el petróleo viscoso, y agregar una transferencia de calor y de masa.

Adicionalmente Singhal presenta prospectos para los cuales aplicar o no SAGD.

Prospecto atractivo

Arena fluvial que presenta una secuencia de afinamiento hacia arriba. Este afinamiento hacia arriba es importante para confinar el vapor inyectado dentro de la cámara de vapor.

6 SINGHAL, A.K; DAS, S.K; LEGGITT, S.M; KASRAIE, M; y ITO, Y. (Noviembre, 1996). Screening of Reservoirs for Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex. Paper SPE 37144. International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Canadá



La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.

Unidades de flujo amplias y continuas.

Arenas con altas razones de permeabilidad (kh/kv)

Prospecto no atractivo.

Con la tecnología actual no es posible explotar los siguientes yacimientos:

Espesores de arena menores a 5 m
Regiones con grandes capas de gas o agua de fondo.

Arenas con intercalaciones múltiples de lutitas.

Regiones con cambios significantes y no predecibles de facies entre arena y lutita.

Regiones con fracturas comunicadas, fallas.

Zonas donde el confinamiento controlado de la cámara de vapor sea difícil.

Otras simulaciones realizadas sugieren los siguientes criterios para un proyecto exitoso:

Espesor de arena mayor a 10 metros

Capa de Gas/Agua de fondo menor a 1m. Si el espesor de arena es mayor a 20 metros se pueden aceptar mayor espesor de capa de gas o agua de fondo.
Permeabilidad mayor a 1 Darcy.

El contenido de petróleo móvil por unidad de volumen debe ser mayor de 500 bbl/acre ft.

A pesar de que este proceso puede ser efectivo en una amplia gama de viscosidades, una menor viscosidad conlleva a mayor tasa de producción. Alberta Research Council, propuso como criterios de selección en el simulador analítico Prize los datos mostrados en la tabla 4.



Tabla 4. Criterios de selección para aplicar SAGD

Profundidad	<4593 pies
Presión Actual	<1530 psi
Viscosidad del Petróleo vivo	>2000 cp
Permeabilidad horizontal	>1000 mD
Permeabilidad Vertical	>100 mD
Capa de Gas	<=Baja
Contenido de Arcilla	<=Baja
Fracturamiento	Ninguno
Relación Agua Petróleo	<10 ft ³ /ft ³
Espesor de Arena	>49 ft
Porosidad	>0.26

1.3.2 Análisis estadístico⁷

Con base a la información obtenida tanto de pruebas piloto como proyectos comerciales en curso, Michael Vinachi realizó un análisis estadístico de los parámetros que según Llaguno tienen mayor influencia sobre la producción acumulada de petróleo (ver Gráficas, 1, 2, 3 y 4), (ver tablas 5, 6, 7 y 8)

Gráfica 1. Histograma de espesores de proyectos SAGD.

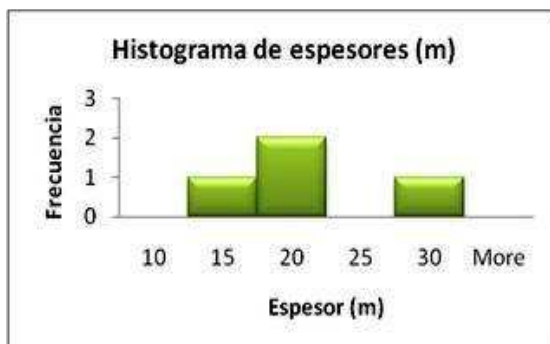


Tabla 5. Análisis estadístico de espesores de proyectos SAGD

Espesores (m)	
Media	19.75
Desviación Estándar	6.130524719
Mínimo	12
Máximo	27
Número de datos	4

⁷ VINACHI Michael. Criterios para la aplicación exitosa de SAGD (Parte II). [Online]. Enero 2008. Disponible en la Internet: URL: http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de_26.html



Gráfica 2. Histograma de saturación inicial de petróleo de proyectos SAGD

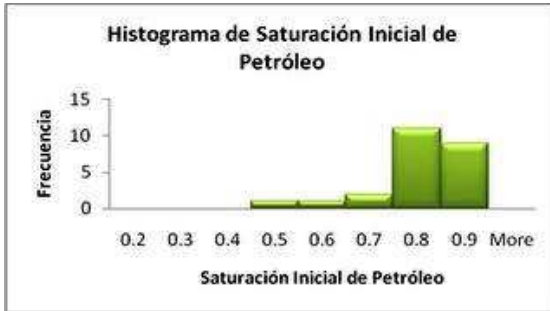


Tabla 6. Análisis estadístico de saturación inicial de petróleo de proyectos SAGD

Saturación Inicial de Petróleo	
Media	0.775875
Desviación Estándar	0.107851
Mínimo	0.42
Máximo	0.89
Número de datos	24

Gráfica 3. Histograma de porosidad de proyectos SAGD

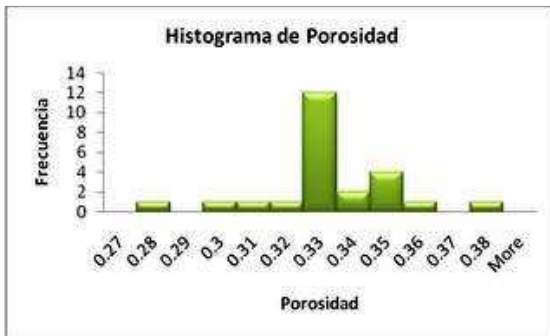


Tabla 7. Análisis estadístico de porosidad de proyectos SAGD

Porosidad	
Media	0.3325
Desviación Estándar	0.019111
Mínimo	0.28
Máximo	0.375
Número de datos	24

Gráfica 4. Histograma de permeabilidad horizontal de proyectos de SAGD

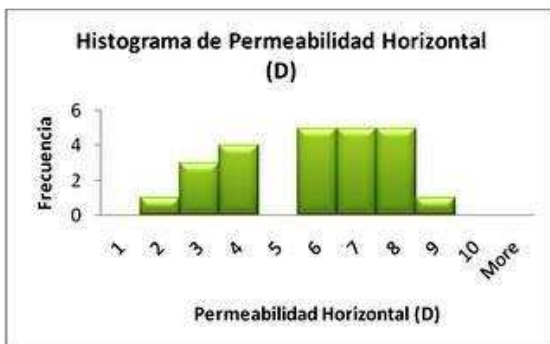


Tabla 8. Análisis estadístico de la permeabilidad horizontal de proyectos SAGD

Permeabilidad Horizontal (D)	
Media	5.658333333
Desviación Estándar	2.032329284
Mínimo	2
Máximo	9
Número de datos	24



El éxito de un proyecto piloto está relacionado principalmente con el cumplimiento del objetivo inicial, el cual puede ser efecto de un parámetro en la producción de petróleo. El éxito de las pruebas piloto identificadas está relacionado con la rentabilidad del proyecto, que a su vez relaciona la tasa de producción de petróleo con la cantidad de vapor inyectado, usualmente se determina un valor máximo de relación vapor inyectado-petróleo producido (SOR) como límite económico.

Es importante recordar que las propiedades de la roca y fluidos intervienen en conjunto en la tasa de producción de petróleo, la deficiencia en una propiedad puede ser compensada por los atributos de otras, por esto deben realizarse estudios de sensibilidad de cada parámetro de yacimiento y fluidos en la rentabilidad de un proyecto de SAGD, los valores de los parámetros identificados en los proyectos pilotos no deben ser usados como restricción, más bien como guía.

1.3.3 Simulación del proceso SAGD:

Dentro de la revisión bibliográfica que se realizó del proceso SAGD, se encontró un estudio de las variables operacionales del proceso en reservorios del oriente de Venezuela, el cual se llevó a cabo con el simulador comercial Eclipse Termal versión 2006.2, “**Applicability of SAGD in Eastern Venezuela reservoirs**”⁸, realizado por Piña José Antonio, Bashbush José Luis y Fernández Edgar Alexander, de la compañía Schlumberger.

Ellos plantearon el estudio de estas sensibilidades por medio de un proceso de optimización, en donde al analizar una sensibilidad se toma el mejor resultado de ésta para realizar el estudio de la siguiente. Para escoger el mejor dato se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

Producción acumulada de petróleo en los diez años simulados.

Producción acumulada de agua en los diez años simulados.

Relación de vapor inyectado acumulado sobre petróleo producido acumulado.

Inician con un caso base para analizar la sensibilidad de separación de los pozos (ver tabla 9).

8 PIÑA, José; BASHBUSH, Jos. y FERNANDEZ, Edgar. Applicability of SAGD in Eastern Venezuela reservoirs (PDF 460). Presentation in the World Heavy Oil Congress 2008



Tabla 9. Condiciones iniciales del sistema de simulación

Parámetros	Valor
Espaciamiento entre pozos (ft)	20
Rata de Inyección de Vapor (ton/d)	100
Presión de Pozo Fluyendo (psi)	700
Longitud Horizontal (ft)	1500
Presión Inicial de Reservorio (psi)	1100
Permeabilidad Promedio (mD)	440
Temperatura de Inyección de Vapor (°F)	500
Calidad de Vapor %	75

A continuación se presentan los resultados de este estudio en donde se resalta el que se considera el mejor valor. (Ver tabla 10)

Tabla 10. Sensibilidad de separación entre pozos (ft)

Caso	Petróleo acumulado a 10 años, MSTB	Agua acumulada a 10 años, MMSTB	Relación vapor/petróleo acumulada
20'	641	2.81	3.75
40'	864	2.77	2.65
60'	972	2.74	2.35
80'	1.002	2.78	2.28

Haciendo el análisis respectivo se determinó el mejor modelo, para posteriormente con este retroalimentar el caso base y realizar la evaluación de la siguiente sensibilidad. Este proceso se repite para las otras sensibilidades, hasta obtener las condiciones óptimas de operación de este proceso en dicha área (ver tablas 11, 12, 13 y 14).

Tabla 11. Sensibilidad de rata de inyección de vapor (tonelada métrica por día)

Caso	Petróleo acumulado a 10 años, MMSTB	Agua acumulada a 10 años, MMSTB	Relación vapor/petróleo acumulada
200	1.64	4.69	2.79
300	2.20	7.04	3.13
400	2.34	9.38	3.91
500	2.44	11.73	4.69



Tabla 12. Sensibilidad de presión de pozo fluyendo

Presión de pozo fluyendo	Producción de petróleo acumulada a 10 años, MMSTB	Producción de agua acumulada a 10 años, MMSTB	Relación vapor/petróleo acumulada
300	1.72	10.09	5.31
500	1.89	10.02	4.84
900	2.65	9.60	3.45
1000	2.58	9.39	3.54

Tabla 13. Sensibilidad de longitud horizontal (ft)

Longitud horizontal del par de pozos	Producción de petróleo acumulada a 10 años, MMSTB	Producción de agua acumulada a 10 años, MMSTB	Relación vapor/petróleo acumulada
1700	2.76	9.61	3.32
2000	3.06	9.70	2.99
2200	2.79	9.53	3.28
2500	1.93	9.47	4.74

Tabla 14. Producción acumulada de petróleo por cada fase del proceso de optimización

Caso Simulado	Producción de petróleo acumulada mejor caso, MMSTB	Acumulación incremental de petróleo, MMSTB
Distancia vertical	0.97	
Rata de inyección de vapor	2.34	1.37
Presión de pozo fluyendo	2.65	0.31
Longitud horizontal	3.06	0.41

1.3.3.1 Conclusiones de la simulación

1. El espaciado vertical de 60 pies generó un buen equilibrio entre la penetración de vapor en el pozo productor y las pérdidas de calor y efectos de producción de vapor. Este conjunto recobró más aceite que los otros.
2. Una caudal de inyección de vapor de 400 toneladas/día proporcionó el SOR acumulado óptimo de 3.91 ($STB_{vapor}/STB_{petróleo}$) para los casos analizados.



3. El ajuste de la presión de pozo fluyendo representó un efecto significativo en la ejecución de SAGD. Una presión diferencial relativamente baja de cerca de 200 psi (P_{wf} de 900 psi) mejoró el recobro de aceite y disminuyó el SOR.
4. El caso con la mejor producción de aceite acumulado y mínimo SOR fue la obtenida por el caso de longitudes horizontales de 2000'.
5. El ángulo de inmersión en una formación juega un importante papel en un proceso de segregación de gravedad requerido para el proceso SAGD.
- 6 La tecnología de SAGD muestra un potencial considerable para aumentar los factores de recuperación de aceite de los depósitos de aceite pesados.



2 MODELAMIENTO MATEMÁTICO DEL SAGD

Los métodos de recuperación térmica se usan típicamente en yacimientos de crudos pesados, donde la viscosidad del aceite es alta a temperatura de yacimiento, pero se reduce con el incremento de temperatura. Varios procesos de recuperación termal pueden simularse en ECLIPSE⁹. Estos incluyen:

- Inyección de vapor, tales como inyección cíclica de vapor (huff and puff), inyección continua de vapor, o Drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD).
- Inyección de fluidos calientes o gas.
- Calentadores de fondo de pozo.
- Combustión in-situ.

El simulador se ha diseñado para ocuparse de condiciones típicas de operación de recuperación termal. Esto incluyen presiones entre 14.7 y 1470 psia (1-100 bar), y temperaturas desde temperatura ambiente hasta 700 °F (370 °C)

Se permiten cuatro fases en la simulación:

- Una fase aceite que contiene solamente componentes hidrocarburos.
- Una fase gas que puede contener hidrocarburos y agua.
- Una fase agua que solamente contiene el componente agua.
- Una fase sólida (para usar con reacciones químicas).

Los aceites espumantes pueden modelarse usando la opción termal. Aunque los aceites espumantes ocurren a las temperaturas del yacimiento, el fenómeno es asociado con los aceites pesados, así que es incluido con la opción termal.

La opción termal puede ser corrida en uno de tres modelos:

- Aceite vivo (live oil), usando los k-valores para definir el equilibrio.

⁹ SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; pagina 903 - 970, 2009.



- Aceite muerto (dead oil), cuando los componentes hidrocarburos no son volátiles.
- Aceite negro (black oil), usando la opción de temperatura.

2.1 Formulación.

Las ecuaciones usadas para describir procesos térmicos, son similares a las usadas en la simulación composicional, pero con tres diferencias importantes: la adición de la variación de energía y una ecuación de energía; la presencia del componente agua en la fase gas, así como en la fase agua; y la dependencia de las propiedades a la temperatura.

El simulador termal no usa una ecuación de estado para determinar las propiedades termodinámicas; en cambio se debe proporcionar los K-valores para determinar equilibrio y densidades, viscosidades y entalpías para cada componente en cada fase.

2.1.1 Variables primarias.

Las variables primarias de la solución, usadas para las celdas en todos los estados de la fase, son:

$$X = (P, m_1, \dots, m_N, m_w, e)$$

Donde “ P ” es la presión, “ m_1, \dots, m_N ” son las densidades molares de cada componente hidrocarburo, “ m_w ” es la densidad molar del componente agua y “ e ” es la densidad total de energía interna.

Las densidades molares de los fluidos son medidas como moles por unidad de volumen del yacimiento, mientras la densidad de energía es medida como energía por unidad de volumen total. El volumen total incluye el volumen de fluidos del yacimiento y el volumen de la roca.

2.1.2 Ecuaciones de conservación.

Las variables primarias son obtenidas para resolver ecuaciones de conservación para cada componente, de energía y de volumen; estas ecuaciones son calculadas usando un esquema totalmente implícito.



El residuo no lineal, “ R_{fl} ”, se deriva de la ecuación de conservación de componente para cada componente fluido (hidrocarburo y agua) en cada bloque de la grilla a cada paso de tiempo:

$$R_{fl} = \frac{d}{dt} (V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (5)$$

Donde “ V_p ” es el volumen poroso, “ F_{fl} ” es la tasa de flujo neta en los bloques adyacentes de la grilla y “ Q_{fl} ” es la tasa de flujo neta en los pozos durante el paso de tiempo.

El residuo no lineal, “ R_e ”, es derivado de la ecuación de conservación de energía en cada bloque de la grilla a cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt} (V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_e = 0 \quad (6)$$

Donde “ V_b ” es el volumen total, “ F_e ” es la tasa de flujo de entalpía en los bloques adyacentes de la grilla, “ C_e ” es la tasa de flujo de energía en los bloques adyacentes de la grilla, “ Q_{HL} ” es la tasa de flujo de energía hacia los bloques circundantes (perdidas de calor) y “ Q_e ” es la tasa de flujo de entalpía en los pozos durante el paso del tiempo.

El residuo no lineal, “ R_v ”, es derivado de la conservación de volumen en cada bloque de la grilla a cada paso de tiempo:

$$R_v = V_p - V_f = 0 \quad (7)$$

Donde “ V_f ” es el volumen de fluidos.

2.1.3 Condición de equilibrio termodinámico.

Las propiedades de las fases usadas en las ecuaciones residuales y la ecuación Jacobiana (estos son los términos de volumen de fluidos y de flujo) pueden ser calculadas de las propiedades, cuando las fracciones molares de cada componente en cada fase, sean determinadas.

El número de moles de cada componente (incluyendo el agua) pueden ser escritas como:



$$m_c = m_t L x_o^c + m_t V x_g^c + m_t W x_w^c \quad (8)$$

Donde “ $m_t L x_o^c$, $m_t V x_g^c$ y $m_t W x_w^c$ ” son los números de moles que hay en las fases aceite, vapor y agua respectivamente, “ m_t ” es la densidad molar total del fluido obtenida por:

$$m_t = \sum_c m_c + m_w \quad (9)$$

“ L , V y W ” son las fracciones molares de aceite, vapor y agua y “ x_p^c ” son las fracciones del componente en la fase.

Se aplican dos condiciones para simplificar, que no hay agua en la fase aceite, y ningún hidrocarburo en la fase agua:

$$x_o^w = 0, \quad x_w^c = 0, \quad c = 1, \dots, N$$

$$x_w^w = 1, \quad \text{si } W > 0$$

También se supone que las tres fases están en equilibrio termodinámico, determinado por el usuario, definido por los K-valores:

$$x_g^c = K^c(P, T) x_o^c \quad (10)$$

$$x_g^w = K^w(P, T) x_w^w \quad (11)$$

Los K-valores son funciones de la presión y de la temperatura solamente.

Usando estas ecuaciones, las fracciones molares de cada componente en cada fase, pueden expresarse en términos de las variables primarias y de cuatro variables flash, “ L , V , W y T ”:

$$x_o^c = \frac{m_c}{m_t} \frac{1}{L + K^c V}, \quad c = 1, \dots, N \quad L > 0 \quad (12)$$

$$x_g^c = \frac{m_c}{m_t} \frac{K^c}{L + K^c V}, \quad c = 1, \dots, N \quad V > 0 \quad (13)$$



$$x_g^w = K^w, \quad L > 0 \quad (14)$$

2.1.4 Fracciones molares totales.

Las fracciones molares totales que se usan en las ecuaciones (11) y (12) son definidas como:

$$z_c = \frac{m_c}{m_T}, \quad z_w = \frac{m_w}{m_T}$$

La ecuación (8) puede ser escrita en términos de las fracciones molares.

$$\sum_c z_c + z_w = 1 \quad (15)$$

Las fracciones molares totales difieren de las fracciones molares de los hidrocarburos:

$$\zeta_c = \frac{m_c}{m_T - m_w} = \frac{z_c}{1 - z_w} \quad (16)$$

Sustituyendo esto en la ecuación (14) dada

$$\sum_c \zeta_c = 1 \quad (17)$$

2.1.5 Flash térmico.

Las cuatro variables flash pueden ser obtenidas de las variables primarias, para resolver las cuatro ecuaciones flash en cada celda:

$$\sum_c x_o^c = 1 \quad \text{si } L > 0 \quad (18)$$

$$\sum_c x_g^c + x_g^w = 1 \quad \text{si } V > 0 \quad (19)$$



$$L + V + W = 1 \quad (20)$$

$$V_b e = V_p m_t (L e_o + V e_g + W e_w) + (V_b - V_p) e_r \quad (21)$$

Donde “ e_o , e_g y e_w ” son energías molares de las fases aceite, gas y agua definidas por el usuario y “ e_r ” es la energía por unidad de volumen de roca definida por el usuario.

2.1.6 Volumen de fluidos.

El volumen específico para cada fase puede ser determinada por las densidades molares para cada fase definidas por el usuario (b_o , b_g , b_w):

$$V_o = \frac{m_t L}{b_o}, \quad V_g = \frac{m_t V}{b_g}, \quad V_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (22)$$

El balance volumétrico ecuación (6) puede entonces ser escrito como:

$$R_v = V_p - V_p (V_o + V_g + V_w) = 0 \quad (23)$$

Las saturaciones de las fases S_o , S_g y S_w son definidas como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_g + V_w}, \quad S_g = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w}, \quad S_w = \frac{V_w}{V_o + V_g + V_w} \quad (24)$$

Como en la ecuación (22), las saturaciones de las fases son iguales a los volúmenes específicos. Por consiguiente:

$$S_o = \frac{m_t L}{b_o}, \quad S_g = \frac{m_t V}{b_g}, \quad S_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (25)$$

Los números de moles para cada componente (ecuación 7) y la densidad de energía (ecuación 20), pueden ahora ser escritas en términos de las saturaciones:

$$m_c = S_o b_o x_o^c + S_g b_g x_g^c + S_w b_w x_w^c \quad (26)$$

$$V_b e = V_p (S_o b_o e_o + S_g b_g e_g + S_w b_w e_w) + (V_b - V_p) e_r \quad (27)$$



Estas dos ecuaciones pueden ser usadas para inicializar la simulación, cuando las variables primarias de la solución necesitan ser calculadas de las saturaciones definidas por el usuario.

2.1.7 Flujo entre bloques.

La tasa de flujo neta de un componente “c” hidrocarburo o agua, de la celda “i” a las celdas vecinas se obtiene por la sumatoria del flujo de los componentes a través de todas las fases “p” y a través de las celdas vecinas “n”.

$$F_{ci} = \sum_n T_{ni} \sum_p M_p^c dP_{pni} \quad (28)$$

La tasa de flujo neta de la celda “i” a las celdas vecinas se obtuvo en forma similar:

$$F_{ei} = \sum_n T_{ni} \sum_p M_p^e dP_{pni} \quad (29)$$

En estas fórmulas “ T_{ni} ” es la transmisibilidad entre las celdas “n” e “i”, “ M_p^c ” es la movilidad del componente “c” en la fase “p”, “ M_p^e ” es la movilidad de la entalpía en la fase “p” y “ dP_{pni} ” es la diferencia de potencial de la fase “p” entre las celdas “n” e “i”.

Las movilidades están dadas por:

$$M_p^c = x_p^c k_{rp} (S_p) \frac{b_p}{\mu_p} \quad (30)$$

$$M_p^e = H_p k_{rp} (S_p) \frac{b_p}{\mu_p} \quad (31)$$

Donde; “ x_p^c ” es la fracción molar del componente “c” en la fase “p”, “ H_p ” es la entalpía molar en la fase “p”, “ K_{rp} ” es la permeabilidad relativa de la fase “p”, “ S_p ” es la saturación de la fase “p”, “ b_p ” es la densidad molar de la fase “p” y “ μ_p ” es la viscosidad de la fase “p”.

Las movilidades de los fluidos son evaluadas en la celda corriente arriba (*upstream*), para cada fase “p” por separado (celda “n” si “ dP_{pni} ” es positivo, celda “i” si “ dP_{pni} ” es negativo). Los cálculos corriente arriba (*upstream*) se aplican separadamente para cada fase (aceite, agua, gas) de manera que, por ejemplo, el



aceite fluya de la celda “*l*” a la celda “*n*”, mientras que el agua fluye de la celda “*n*” a la celda “*l*”.

El diferencial de potencial está compuesto por un término de presión, un término de presión capilar y un término hidrostático.

$$dP_{pni} = P_n - P_i + P_{cpn} - P_{cpi} - \rho_{pni} G(D_n - D_i) \quad (32)$$

Donde; “ P_{cp} ” es la presión capilar de la fase “ p ”, “ ρ_p ” es la densidad másica de la fase “ p ”, “ G ” es la aceleración debida a la gravedad y “ D ” es la profundidad de la celda.

2.1.8 Flujo en los pozos.

La tasa de flujo del componente “ c ” en un pozo productor “ w ” de la celda “ l ” se obtiene sumando el flujo del componente a través de todas las fases “ p ”:

$$Q_{cwi} = -T_{wi} \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{pi} - P_{bh}) M_{pi}^c \quad (33)$$

Similarmente la tasa de flujo de energía en un pozo productor “ w ” de la celda “ l ” es:

$$Q_{ewi} = -T_{wi} \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{pi} - P_{bh}) M_{pi}^e \quad (34)$$

Aquí; “ T_{wi} ” es el factor de conexión de transmisibilidad del pozo, “ H ” es la corrección de la cabeza hidrostática, “ P_{bh} ” es la presión del fondo del pozo, “ M_{pi}^c ” es la movilidad del componente “ c ” en la fase “ p ” y “ M_{pi}^e ” es la movilidad de la entalpía en la fase “ p ”.

En una grilla cartesiana, el ECLIPSE usa la relación:

$$T_{wi} = \frac{c \theta Kh}{\ln(r_o / r_w) + S} \quad (35)$$

Donde, “ c ” es un factor de conversión de unidades (0.001127 en unidades de campo, 0.008527 en unidades métricas, 3.6 en unidades de laboratorio); “ θ ” es el ángulo del segmento conectado con el pozo, en radianes; en una grilla cartesiana este valor es 6.2832 (2π), ya que la conexión se asume en el centro del bloque; “ Kh ” es la permeabilidad efectiva del espesor neto de la conexión; “ r_o ” es el radio



equivalente a la presión del bloque; “ r_w ” es el radio del pozo y “ S ” es el factor de daño de la formación.

Para pozos horizontales penetrando en la dirección “ y ”:

$$Kh = D_y (k_x k_z)^{1/2} \quad (36)$$

El radio equivalente a la presión del bloque es definido como la distancia del pozo en que la presión local es igual a la presión promedio nodal del bloque. En una grilla cartesiana se usa la fórmula de Peaceman, que es aplicable a bloques rectangulares en que la permeabilidad puede tener anisotropía ($k_x \neq k_y \neq k_z$). Se asume que el pozo penetra el bloque, a través de su centro, perpendicularmente a sus dos caras en el plano (X-Z).

$$r_o = 0.28 \frac{\left[D_x^2 \left(\frac{K_z}{K_x} \right)^{1/2} + D_z^2 \left(\frac{K_x}{K_z} \right)^{1/2} \right]^{1/2}}{\left(\frac{K_z}{K_x} \right)^{1/4} + \left(\frac{K_x}{K_z} \right)^{1/4}} \quad (37)$$

Donde, “ D_x ” y “ D_z ” son las dimensiones del bloque en las direcciones “ x ” y “ z ” y “ K_x ” y “ K_z ” son las permeabilidades en estas direcciones.

2.1.9 Conducción de calor.

El término de conducción de calor para cada celda “ i ” está dado por la sumatoria de la conducción de todas las celdas vecinas “ n ”:

$$C_{ei} = - \sum_n \Psi_{ni} \Lambda (T_i - T_n) \quad (38)$$

Donde; “ Ψ_{ni} ” es la transmisibilidad de conducción entre las celdas “ n ” e “ i ” y “ Λ ” es la saturación *upstream* dependiente del multiplicador de conductividad.

2.1.10 Método de solución.

Para cada celda existen “ $N+3$ ” variables (presión, “ N ” componentes hidrocarburos, un componente agua y la energía) y “ $N+3$ ” ecuaciones (“ $N+1$ ” ecuaciones de conservación de componentes, incluyendo la del agua (ecuación 4), la ecuación



de conservación de energía (ecuación 5) y el balance volumétrico (ecuación 6). las ecuaciones pueden ser solucionadas usando un método totalmente implícito (fully implicit), un método implícito en presión y explícito en las propiedades (IMPES) o una combinación de los dos (AIM).

Las ecuaciones de los componentes son escritas como:

$$R_{fl} = \frac{V_p(P_{t+\Delta t})m_{fl}(t + \Delta t) - V(P_t)m_{fl}(t)}{\Delta t} + F_{fl} + Q_{fl} = 0$$

Donde, en un método implícito los términos de flujo y los términos los pozos son evaluados a tiempo nuevo:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t})$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t})$$

Y en un método IMPES los términos de flujo y los términos de los pozos son evaluados usando la nueva presión pero con las propiedades del paso de tiempo anterior:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_t, S_t)$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_t, S_t)$$

La ecuación de conservación de energía está distribuida de forma similar, pero la ecuación de balance volumétrico siempre se evalúa al nuevo paso de tiempo.

La ecuación del residuo no lineal:

$$R(X) = 0$$

Se resuelve iterativamente:

$$X_n = X_{n-1} + \Delta X_{n-1} \quad (39)$$



El incremento de la solución “ ΔX_{n+1} ” se obtiene resolviendo la ecuación de matriz lineal:

$$0 = R(X_{n-1}) + J(\Delta X_{n-1})$$

Donde J es la matriz jacobiana:

$$J = \left(\frac{\partial R}{\partial X} \right)_{X=X_{n-1}}$$

El elemento diagonal jacobiano corresponde a una celda IMPES que tiene una forma simple que puede ser resuelto relativamente fácil.

$$J = \begin{matrix} & P & m_1 & m_2 & \cdots & e \\ \begin{matrix} comp1 \\ comp2 \\ \dots \\ Energía \\ Balance volumétrico \end{matrix} & \begin{bmatrix} x & x & 0 & \cdots & 0 \\ x & 0 & x & \cdots & 0 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ x & 0 & 0 & \cdots & x \\ x & x & x & \cdots & x \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (40)$$

En los modos implícitos en saturación se agregan tres variables primarias extras a la solución: “ X_o , X_g , X_w ”, que representan las saturaciones de la fase.

Para normalizar las ecuaciones residuales, se necesita una condición residual adicional que normalmente es llamada límite del equilibrio de volumen. Esta condición requiere que todas las saturaciones deban sumar la unidad y debe ser escrita como:

$$R_m = PV - FV = 0 \quad (41)$$

Donde “PV” es el volumen poroso y “FV” es el volumen de fluidos, dado por:

$$FV = PV \left(\frac{m_o L}{b_o^m} + \frac{m_g V}{b_g^m} + \frac{m_w}{b_w^m} \right) \quad (42)$$

Con la densidad molar total de hidrocarburos dada por:



$$m_t = \sum_c m_c \quad (43)$$

Donde, “ L y V ” son las fracciones molares de líquido y vapor y “ b_o^m , b_g^m y b_w^m ” son las densidades molares del aceite, el gas y el agua. La forma de la matriz Jacobiana en el caso composicional es entonces:

$$J = \frac{dR_{fl}}{dX}$$

Que puede ser escrita para el método totalmente implícito en términos de las variables de la solución primaria (“ P , S_w , m_c ” para cada componente hidrocarburo) y las ecuaciones residuales “ R_w , R_c y R_m ” como:

$$J = \begin{matrix} & P & S_w & m_1 & \cdots & m_N \\ \text{Agua} & \left[\begin{array}{cccccc} x & x & x & \cdots & x \\ x & x & x & \cdots & x \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ x & x & x & \cdots & x \\ x & x & x & \cdots & x \end{array} \right. & & & & \\ \text{comp1} & & & & & & & & & \\ \cdots & & & & & & & & & \\ \text{Comp } N_c & & & & & & & & & \\ \text{Balance volumétrico} & & & & & & & & & \end{matrix} \quad (44)$$

La ecuación residual $R(X) = 0$, es resuelta para “ X ” usando el método de Newton. En los bloques con dos fases son necesarias las variables de la solución secundaria; éstos son los valores $J_i = \log(K_i)$ para cada componente y la fracción vapor. En términos de estas variables la condición residual de fugacidad puede expresarse como:

$$R_{fu} = J - H_l + H_v \quad (45)$$

Donde:

$$H_l = \ln\left(\frac{f_l}{Px}\right) \quad (46)$$

$$H_v = \ln\left(\frac{f_v}{Py}\right) \quad (47)$$



Una normalización residual (ecuación de Rachford-Rice) existe en el caso composicional,

$$R_n = \sum_i \left(z_i \frac{(K_i - 1)}{1 + V(K_i - 1)} \right) - 1 = 0 \quad (48)$$

Donde “ z_i y K_i ” son las fracciones molares y los k-valores de los componentes respectivamente; estas variables de la solución para el cálculo flash son $X_f = (J_1, \dots, J_N, V)$.

La solución flash “ X_f ” se obtiene para cada iteración resolviendo la condición de equilibrio que.

$$R_{fu}(X_f) = 0 \quad (49)$$

2.2 Propiedades térmicas.

2.2.1 Capacidad calorífica de la roca.

La entalpía por unidad de volumen de roca se obtiene por:

$$H_r = C_{r0}(T - T_{ref}) + \frac{C_{r1}(T - T_{ref})^2}{2} \quad (50)$$

Donde, “ C_{r0} ” es la capacidad calorífica volumétrica, “ C_{r1} ” es el coeficiente de temperatura y “ T_{ref} ” es la temperatura de referencia.

2.2.2 Conductividad y transmisibilidad termal.

Las transmisibilidades son calculadas de manera similar a las transmisibilidades de flujo, con la conductividad termal usándose en lugar de la permeabilidad.

2.2.3 K-valores.

La distribución de los componentes volátiles entre las fases aceite y gas, está determinada por los K-valores. La fracción molar “ y^c ” del componente volátil “ c ” en la fase gas está dada por:



$$y^c = k_{(P,T)}^c \cdot x^c$$

Donde, " x^c " es la fracción molar del componente "c" en la fase aceite y " $K^c(P, T)$ " es el K-valor de equilibrio, que depende de la presión " P " y de la temperatura " T ".

Uno de los métodos disponibles para especificar los K-valores del componente aceite es la correlación de Wilson, donde el K-valor para cada componente del aceite esta dado por:

$$k_{(P,T)} = e^{5.372697(1+A_c)(1-T_{crit}/T)} * \frac{P_{crit}}{P} \quad (51)$$

Donde, " A_c " es el factor acéntrico, " T_{crit} " es la temperatura crítica y " P_{crit} " es la presión crítica.

2.2.4 Densidad de la fase aceite.

La densidad molar " b_o " de la fase aceite está dada por:

$$b_o = \frac{1}{V_{oil}} \quad (52)$$

Donde, el volumen molar específico " V_{oil} " de la fase aceite es calculado usando la ley de volúmenes parciales de Amagat:

$$V_{oil} = \sum_{c=1}^{N_c} x^c V_{oil}^c \quad (53)$$

" x^c " es la fracción molar del componente en la fase aceite y el volumen " V_{oil}^c " del componente en la fase aceite esta dado por:

$$V_{oil}^c = \frac{MW^c}{\rho^c} \quad (54)$$

Donde, " MW^c " es el peso molecular del componente y " ρ^c " la densidad del componente, que está dada por:



$$\rho^c = \frac{\rho_{ref}^c}{[1 + C_{T1}(T - T_{ref})][1 - C_p(P - P_{ref})]} \quad (55)$$

Donde, " ρ_{ref}^c " es la densidad de referencia, " T_{ref} " y " P_{ref} " son la temperatura y presión estándar, " C_{T1} " es el coeficiente de expansión térmico y " C_p " es la compresibilidad isotérmica.



3 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS

3.1 SIMULADOR

Para analizar cada uno de los casos se utilizó un simulador termal, ya que el proceso SAGD es un método de recobro térmico que se usa en yacimientos de crudos pesados, donde la viscosidad es muy alta a temperatura de yacimiento y disminuye con el aumento de la temperatura, por lo que se requiere hacer estudios termodinámicos para analizar este método de recobro mejorado, lo que conlleva a utilizar necesariamente este tipo de simuladores.

3.2 CONTRUCCIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo de las simulaciones se generó una grilla cartesiana de bloques centrados de tres dimensiones, con 25 celdas en la dirección X, 10 en la dirección Y, y 20 en la dirección Z; el tamaño de las celdas en X fue de 10 pies, en la dirección Y de 300 pies y en Z de 5 pies; estos tamaños fueron tomados al detalle en las direcciones X y Z para poder observar el desarrollo de la cámara de vapor, y en la dirección Y se tomo ese tamaño debido a que en esta dirección no se requiere tanto detalle para la interacción entre bloques, ya que en esta dirección están orientados los dos pozos horizontales paralelos, un pozo productor cerca a la base del yacimiento y uno inyector separado de una cierta distancia vertical del productor (ver figuras 4 y 5)

Figura 4. Vista 3D del modelo simulado.

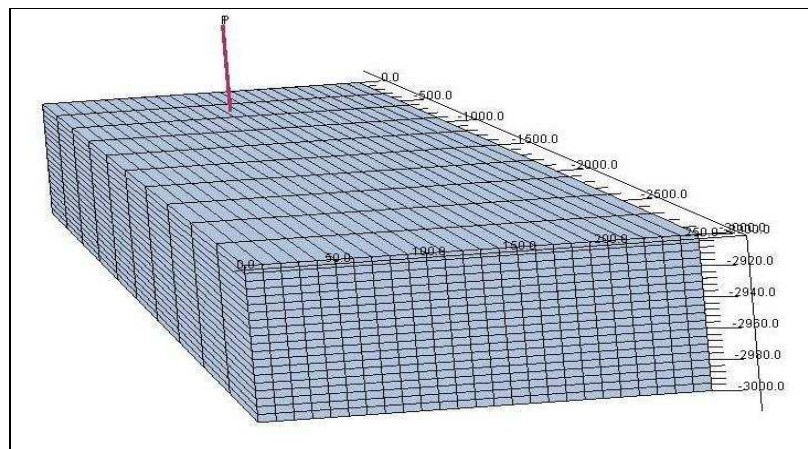
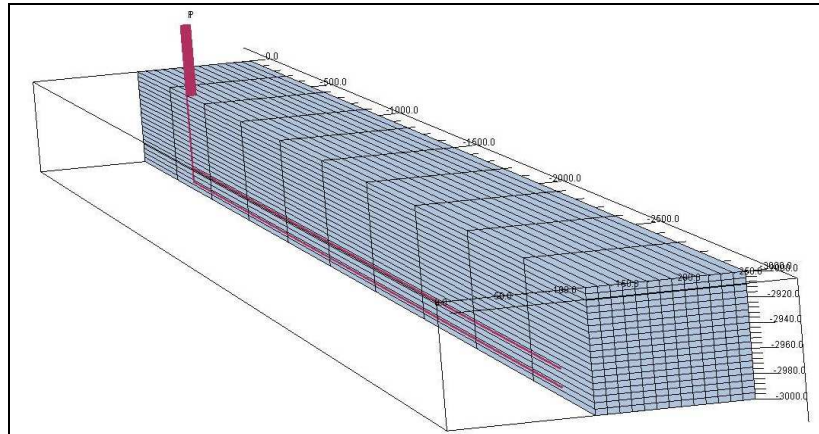




Figura 5. Vista transversal del modelo simulado



3.3 MODELAMIENTO PVT

El PVT que se utilizó en el estudio fue tomado de la tesis “ADEQUATE DESCRIPTION OF HEAVY OIL VISCOSITIES AND A METHOD TO ASSES OPTIMAL STEAM CYCLIC PERIODS FOR THERMAL RESERVOIR SIMULATION”¹⁰ elaborada por ALONSO LUIS MAGO. En donde se estudió la correcta caracterización y la regla de mezclas adecuada, para poder utilizar un PVT de crudo extra pesado en una simulación de recobro térmico. El crudo que se tomo para ese estudio fue un crudo extra pesado del campo Hamaca ubicado en el cinturón de crudos pesados del Orinoco en Venezuela (ver tablas 15 y 16 y la figura 6).

Para poder utilizar este PVT en un simulador el autor planteó una agrupación de componentes, debido a que si se usa el PVT original, el simulador no realiza correctamente los cálculos de viscosidad y de caracterización del crudo. Con este agrupamiento se obtuvieron cuatro pseudo-componentes con sus respectivos pesos moleculares, temperaturas y presiones críticas, factor acéntrico y composición molar (ver tabla 17).

Tabla 15. Composición y propiedades físicas del crudo del Campo Hamaca

¹⁰ 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.



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 Mole %	100.00

Propiedades C10	
Gravedad del Gas (aire=1)	1.008
Peso Molecular	531.886

Propiedades del Fluido	
Peso Molecular	363.48
GOR (SCF/STB)	111.5
Gravedad del Gas (aire=1)	0.6346
Gravedad el Aceite °API	9.3

Tabla 16. Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.

Figura 6. Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.

Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.	
Temperatura (°F)	Viscosidad del aceite (cp)
120	25000
160	6430
210	945
250	245
290	79
320	35
450	3

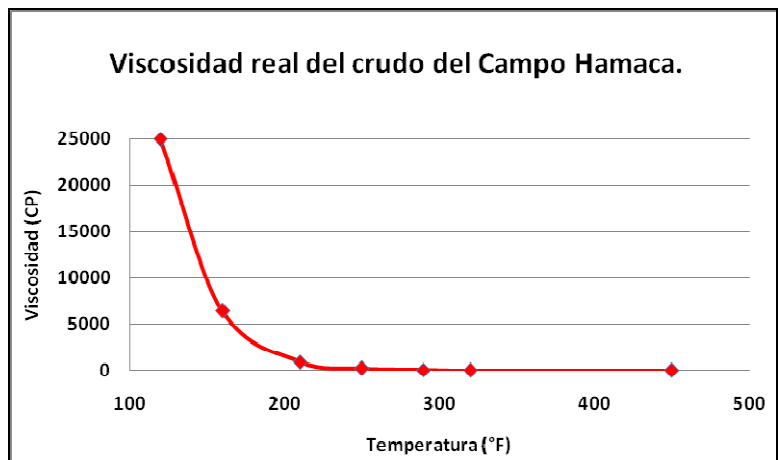


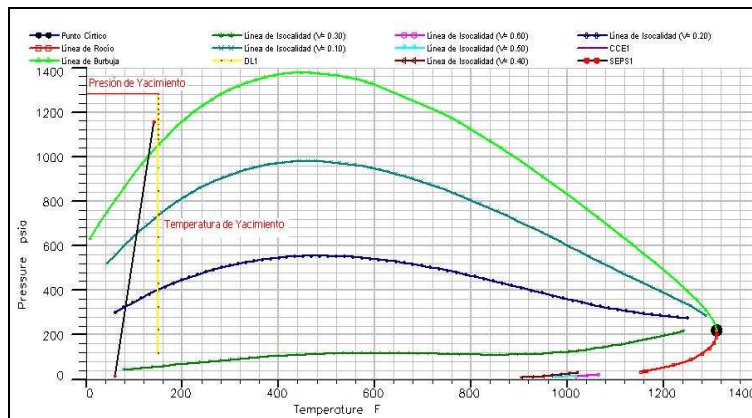
Tabla 17. Definición de componentes usados en la simulación



COMPONENTES				
	C ₁ -C ₃₁	C ₃₂ -C ₄₆	C ₄₇ -C ₆₀	C ₆₁ -C ₈₀
Fracción molar	0.6246	0.1481	0.1091	0.1183
Temperatura crítica (°F)	1296.9	1686.8	1908.6	2149.1
Presión crítica (psi)	285.05	225.14	228.68	236.99
Factor acéntrico	0.4354	1.2614	1.5296	1.7704
Peso molecular	140.34	537.74	741.29	975.41

Para nuestro estudio se tomo como Temperatura de yacimiento inicial 150 °F y una Presión de 1283.7 psia, las cuales son condiciones representativas de yacimientos de crudo pesado (ver figura 7).

Figura 7. Diagrama de fases PVT



(Realizado en el programa PVTi del paquete GeoQuest Schlumberger)

3.4 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Uno de los objetivos del estudio fue analizar variables de yacimiento como espesor de formación, saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad, entre otras; para ello se estableció un yacimiento base, teniendo en cuenta información real de campos de crudo pesado, para progresivamente ir variando estos parámetros (ver tablas 18 y 19).

Tabla 18. Propiedades del yacimiento base



PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación	3000 ft
Longitud horizontal. (X)	250 ft
Longitud horizontal. (Y)	3000 ft
Temperatura	150 Ƒ
Espesor (z)	100 ft
Porosidad	30 %
Saturación inicial de aceite	80 %
Permeabilidad horizontal	0,5 D
Presión	1300 psi

Tabla 19. Parámetros operacionales del proceso SAGD.

PARÁMETRO	VALOR
Distancia vertical entre pozos	15 ft
Caudal de inyección de vapor	2000 BPD
Temperatura de inyección	500 Ƒ
Calidad del vapor	75 %
Pwf pozo productor	700 psi
Longitud horizontal de los pozos	2400 ft
Tiempo de simulación	3652 días (10 Años)

3.5 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.

Las simulaciones fueron realizadas en un yacimiento de crudo pesado con dos pozos horizontales, teniendo en cuenta el caso base expuesto anteriormente.

Inicialmente se carga en el simulador los datos del yacimiento manualmente por medio de los *keywords* (palabras claves) del simulador, y chequeando las diferentes opciones que sugiere el simulador y que son necesarias para representar de manera adecuada el modelo requerido. Dentro de estas opciones se encuentran, la selección de las fases que se escogieron teniendo en cuenta el PVT anteriormente seleccionado, el cual es de aceite vivo, que bajo algunas condiciones puede llegar a liberar gas, por lo que las fases definidas fueron aceite, gas y agua.

Otras opciones seleccionadas fueron: el efecto de drenaje gravitacional, el tipo de solución que utilizó el simulador (*Fully Implicit*, totalmente implícito), los pozos



definidos fueron pozos horizontales, conductividad térmica de la roca (24 Btu $^{\circ}$ F/ft día), capacidad calorífica de la roca (35 Btu $^{\circ}$ F/ft³).

Los pozos fueron especificados en la desviación entre las secciones verticales y horizontales, completados celda a celda, conectando así los pozos al yacimiento. El pozo inyector fue controlado, por el caudal de inyección que para el caso base fue de 2000 BPD, y el productor fue controlado por la presión de fondo fluyendo (Pwf), que para el caso base fue de 700 psia.

Por último se definieron los parámetros a reportar como producciones acumuladas, caudales de aceite gas y agua, presión del yacimiento, petróleo original in-situ, temperaturas, viscosidades de los bloques, condiciones de los pozos, tiempo de corrida, entre otros.

Las simulaciones se dividieron en cinco partes.

3.5.1 Variación de las propiedades del yacimiento.

Teniendo en cuenta casos reales de aplicación de SAGD, se han identificado ciertas propiedades de yacimiento, las cuales tienen que estar dentro de ciertos rangos para que SAGD sea exitoso. Estas propiedades se analizaron una por una, realizando una simulación para cada uno de los valores del rango establecido de cada propiedad, con el fin de obtener lo que sería un yacimiento ideal para la aplicación de SAGD y verificar que el yacimiento que se tomo como caso base está dentro del rango de aplicación exitosa de SAGD (ver tabla 20).

Tabla 20. Propiedades y rangos de yacimientos analizados.

PROPIEDADES	VALOR												
Espesor de la formación (ft)	20	30	40	60	80	100	120						
Porosidad (%)	15	20	25	30	40	50							
Saturación inicial de aceite (%)	40	50	60	70	80	90							
Permeabilidad horizontal (D)	0.10	0.25	0.50	0.75	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Presión de yacimiento (psi)	500	800	1100	1300	1500	1800	2100	2300					

3.5.2 Variación de los parámetros operacionales del proceso SAGD.

Al igual que el caso anterior, basados en casos reales se identificaron los parámetros operacionales más relevantes dentro del proceso SAGD 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 21).

Tabla 21. Parámetro de operación y rangos analizados.

PARAMETROS	VALOR									
Distancia vertical entre pozos (ft)	10	15	20	30	40	50	60	70	80	
Caudal de inyección (BPD)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
Temperatura de inyección (°F)	400	450	500	550	600					
Calidad del vapor (%)	65	70	75	80	85					
Pwf pozo productor (psi)	100	300	500	700	900	1100				
Longitud horizontal de pozos (ft)	900	1200	1500	1800	2100	2400	2700			

3.5.3 Comparación de la producción en frío con el método SAGD

En esta tercera parte, se planteó el análisis de la recuperación incremental de crudo, al desarrollar un proceso SAGD de diferentes formas, comparándolo con la recuperación que se obtendría sin este método; es decir con producción en frío (ver tabla 22).

Tabla 22. Descripción de los casos simulados.

Caso	Descripción Caso
1	Caso base, con producción en frío, con un solo pozo productor.
2	Caso base, con producción en frío, con dos pozos productores.
3	Caso base optimizado, con producción en frío, con un solo pozo productor.
4	Caso base optimizado, con producción en frío, con dos pozos productores.
5	Caso base optimizado, sin pre-calentamiento.
6	Caso base optimizado, con pre-calentamiento (inyectando vapor por los dos pozos durante tres meses) y sin remojo.
7	Caso base optimizado, con pre-calentamiento (inyectando vapor por los dos pozos durante tres meses) y con remojo de tres días, (cerrando el pozo productor).
8	Caso base optimizado, con pre-calentamiento (inyectando vapor por los dos pozos durante tres meses) y con remojo de tres días, (cerrando los dos pozos por tres días).



3.5.4 Variación de la distancia horizontal entre pozos.

En esta cuarta parte el tamaño de la grilla, se modificó a 50 celdas con un tamaño de 20 ft en la dirección (X), con el fin de añadir otro par de pozos de manera que se permitiera hacer variaciones entre la distancia horizontal entre los pares de pozos, con facilidad para observar los efectos y la interacción que puede ocurrir en el yacimiento con este arreglo (ver tabla 23)

Tabla 23. Distancia horizontal entre pares de pozos.

Distancia horizontal entre pares de pozos (ft)	60	140	180	220	2600	300
---	----	-----	-----	-----	------	-----

3.5.5 Producción de un Campo.

Teniendo en cuenta los resultados de la optimización logrados con las simulaciones anteriores, se diseñó un arreglo de varios pares de pozos en la grilla modificada previamente, con el fin de verificar la viabilidad tanto técnica como económica de un proceso SAGD en un campo modelado.



4 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

4.1 EVALUACIÓN DEL PROCESO.

Todos los estudios del proceso SAGD fueron evaluados para un periodo de 10 años. Los criterios de evaluación para medir la eficiencia y éxito de las variables analizadas, se basaron en la producción acumulada de aceite, la producción acumulada de agua, factor de recobro, factor de recobro neto y la relación vapor inyectado acumulado petróleo producido acumulado CSOR.

4.1.1 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 10 años simulados.

4.1.2 Producción acumulada de agua (*N_{pw}*).

La producción acumulada de agua (MMSTB) se obtuvo de los reportes que arroja la simulación. Este valor es la producción total de agua del campo en los 10 años simulados.

4.1.3 Producción acumulada neta de aceite para venta (*NCOPS*)¹¹.

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 (ecuación 56). Se asume que todo el gas producido es usado en otro propósito y que únicamente se usa aceite para generar el vapor.

$$NCOPS = N_{po} - N_{osg} \quad (56)$$

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

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

¹¹GONZALEZ, 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.



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

La liberación de energía durante la combustión de este aceite pesado es aproximadamente equivalente a 5.94 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), y la temperatura y presión de salida del generador de vapor fue de 600 °F y 1400 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 fue del 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. La calidad del vapor inyectado a la cabeza el pozo fue aumentada al 100%, considerando la inclusión de la trampa de agua justo antes del cabezal del pozo.

Con un barril de aceite quemado, 15.5 barriles equivalentes de agua son convertidos para generar vapor considerando, la eficiencia del generador (90%) y una calidad de salida del generador de 90%.

4.1.4 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).

$$FR = \frac{Noi - No}{Noi} \times 100\% = \frac{Npo}{Noi} \times 100\% \quad (57)$$

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).

4.1.5 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.

$$FR_{NETO} = \frac{Noi - No - Nosg}{Noi} \times 100\% = \frac{Npo - Nosg}{Noi} \times 100\% \quad (58)$$

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).

Nosg = Volumen equivalente de aceite necesario para generar el vapor (MMSTB).

4.1.6 Relación de vapor acumulado aceite acumulado (CSOR)¹².

El CSOR es la relación entre los barriles equivalentes acumulados de agua inyectados como vapor, por cada barril acumulado de aceite producido (ecuación 59). Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$CSOR = \frac{Nw_{inj}}{Npo} \quad (59)$$

Nw_{inj} = Volumen equivalente de agua acumulada en forma de vapor.

Npo = 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 supuso el precio de un barril de petróleo pesado en US\$ 30, el precio de un barril equivalente de vapor a inyectar en US\$ 5, la utilidad mínima del proyecto 20%. El $CSOR_{EL}$ fue hallado mediante las siguientes fórmulas:

$$CSOR_{EL} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{\text{precio neto de petróleo (US\$)}}{\text{precio vapor (US\$)}} \quad (60)$$

$$\text{precio neto de petróleo (US\$)} = \text{precio petróleo (US\$)} * (100 - \text{utilidad} (\%)) \quad (61)$$

¹² 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.



Reemplazando se obtuvo:

$$\begin{aligned} \text{precio neto de petróleo (US\$)} &= 30 * (100 - 20) \\ \text{precio neto de petróleo (US\$)} &= \text{US\$}24 \end{aligned} \quad (62)$$

$$CSOR_{EL} = \frac{24}{5} = 4.8$$

Este valor de $CSOR_{EL}$ de 4.8 fue tomado como referencia para comparar y así evaluar los resultados conseguidos con las simulaciones.

4.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

Los resultados obtenidos fueron tabulados y graficados en el orden definido en el capítulo 3, "Descripción de los casos simulados".

4.2.1 Variación de las propiedades del yacimiento.

4.2.1.1 Espesor de la formación.

Tabla 24. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el espesor de la formación.

Espesor (ft)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
20	1.109	7.616	0.638	6.59	98.88	56.85
30	1.420	7.404	0.949	5.14	84.47	56.43
40	1.552	7.266	1.081	4.70	69.31	48.27
60	1.830	7.263	1.358	3.99	54.54	40.50
80	1.857	7.255	1.386	3.93	41.58	31.04
100	1.855	7.316	1.384	3.93	33.28	24.83
120	2.050	7.314	1.579	3.56	30.69	23.64



Gráfica 5. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el espesor de la formación.

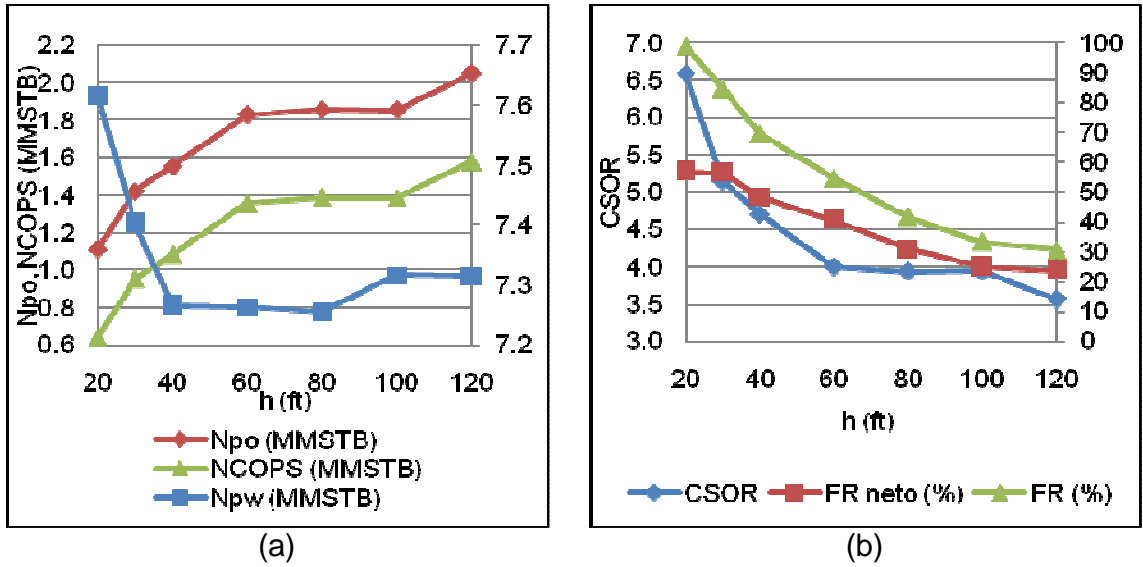
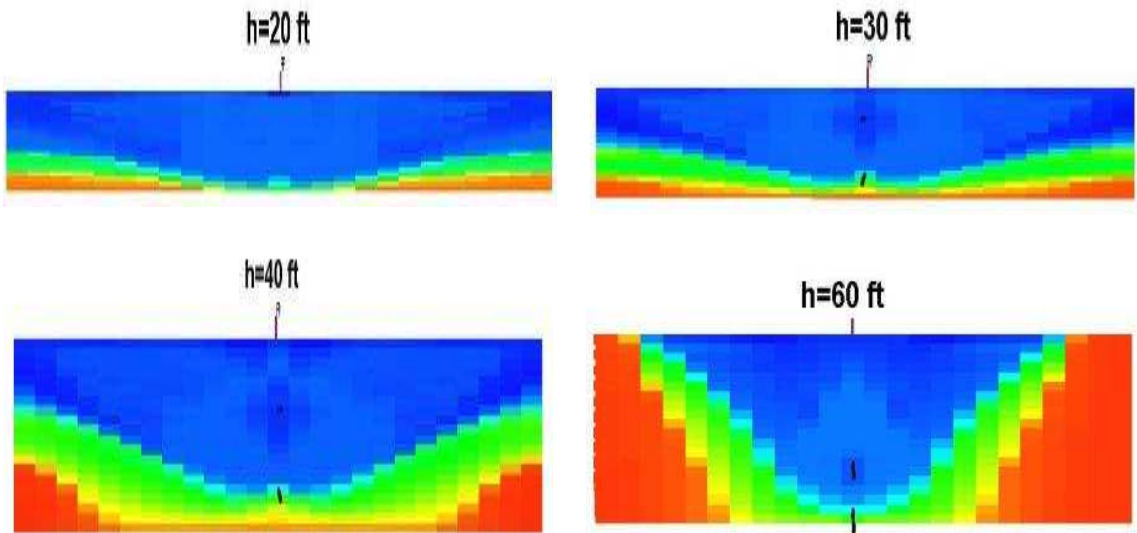
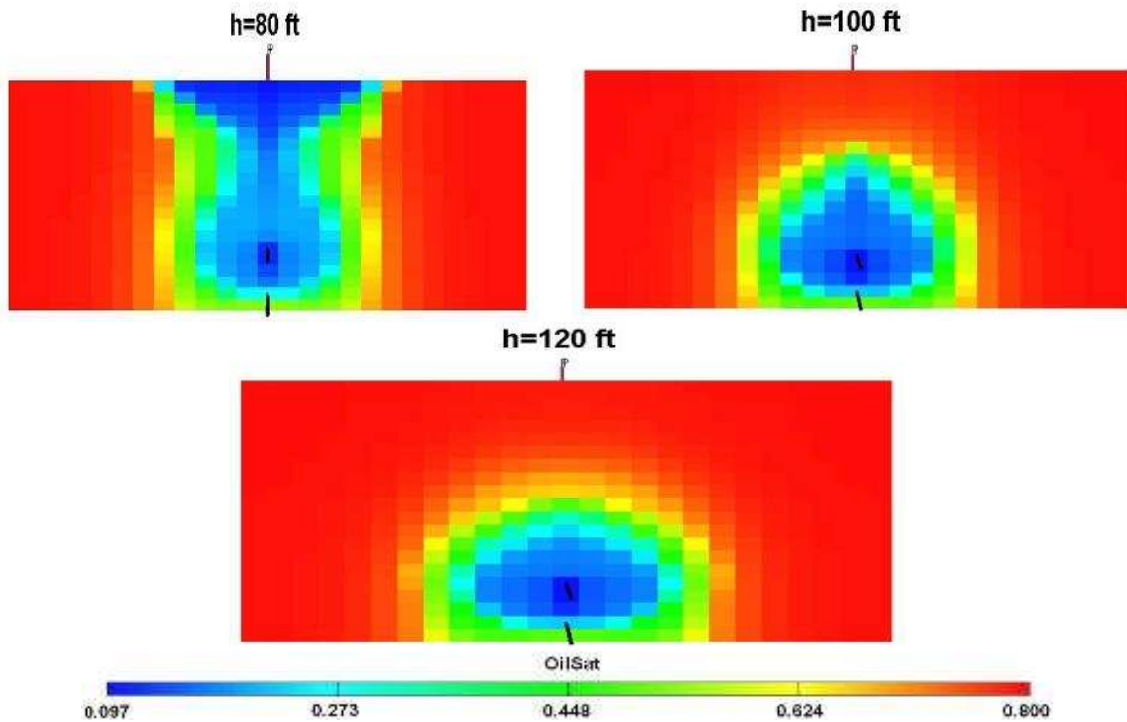


Figura 8. Vista frontal X,Z, variando espesores





En esta sensibilidad se encontró que el espesor límite mínimo del yacimiento para aplicar SAGD exitosamente es de 40 ft, ya que en este punto el CSOR está cerca al límite que se tomo como referencia, y por debajo de este valor de espesor de formación el CSOR sobrepasa el límite de 4.8, haciendo antieconómico un proyecto de SAGD. Además del CSOR, la producción de aceite es baja debido a que la cantidad de petróleo original in-situ para recuperar es mínima, mostrando valores de factores de recobro altos.

El caso base (100 ft), se encuentra dentro del rango de propiedades óptimas para aplicar SAGD. El mejor espesor fue el de 120 ft puesto que fue el que menor CSOR obtuvo y el que mayor volumen de petróleo produjo.



4.2.1.2 Porosidad de la formación

Tabla 25. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la porosidad de la formación.

Porosidad (%)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
15	1.231	7.244	0.760	5.93	44.17	27.27
20	1.455	7.258	0.984	5.02	39.16	26.49
25	1.671	7.291	1.200	4.37	35.97	25.84
30	1.855	7.316	1.384	3.93	33.28	24.83
40	2.164	7.357	1.693	3.37	29.12	22.79
50	2.222	7.358	1.751	3.28	23.92	18.85

Gráfica 6. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la porosidad de la formación.

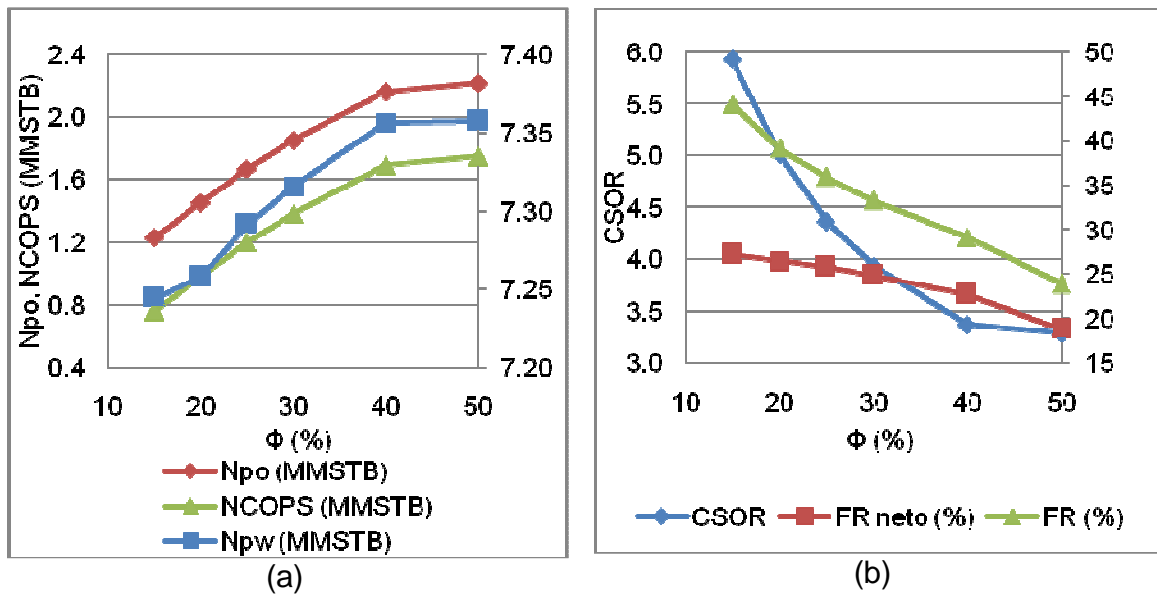
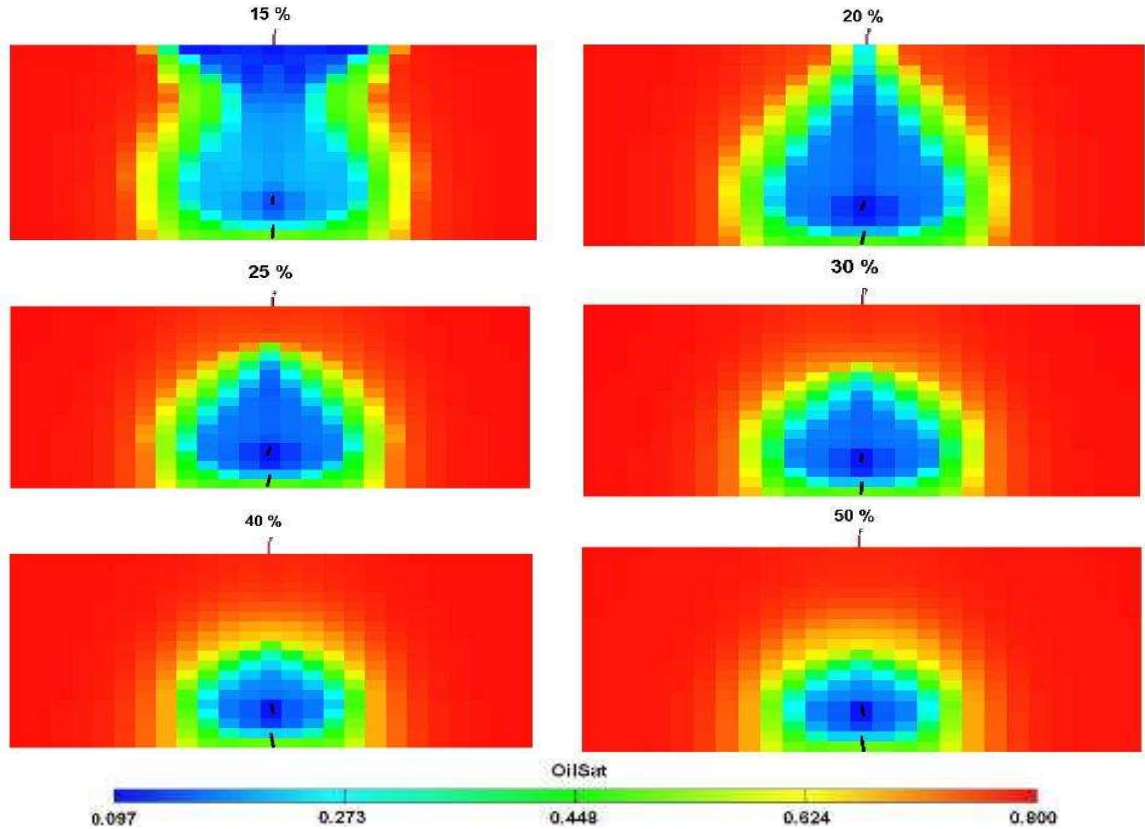




Figura 9. Vista frontal X, Z, variando porosidad.



El límite mínimo de porosidad para los casos estudiados fue de 25%, debido a que en este punto el CSOR fue 4.37, para valores de porosidad menores al 25% se observó que el barrido de la cámara de vapor fue mayor, por lo que existe menos volumen de fluidos para barrer, lo cual se ve representado en poca producción de aceite y hace que el proceso sea antieconómico. Para porosidades mayores a este valor, el proceso es aplicable, ya que a mayor porosidad existe más volumen poroso y por tanto mayor petróleo será recuperado. A la vez que el recobro será menor a medida que la porosidad aumenta, debido a la cantidad de volumen in-situ a recuperar.

El caso base planteado de (30%) de porosidad se encuentra por encima del límite mínimo obtenido, y dentro de los casos evaluados se encontró que 50% de porosidad es la porosidad más exitosa para la aplicación del proceso.

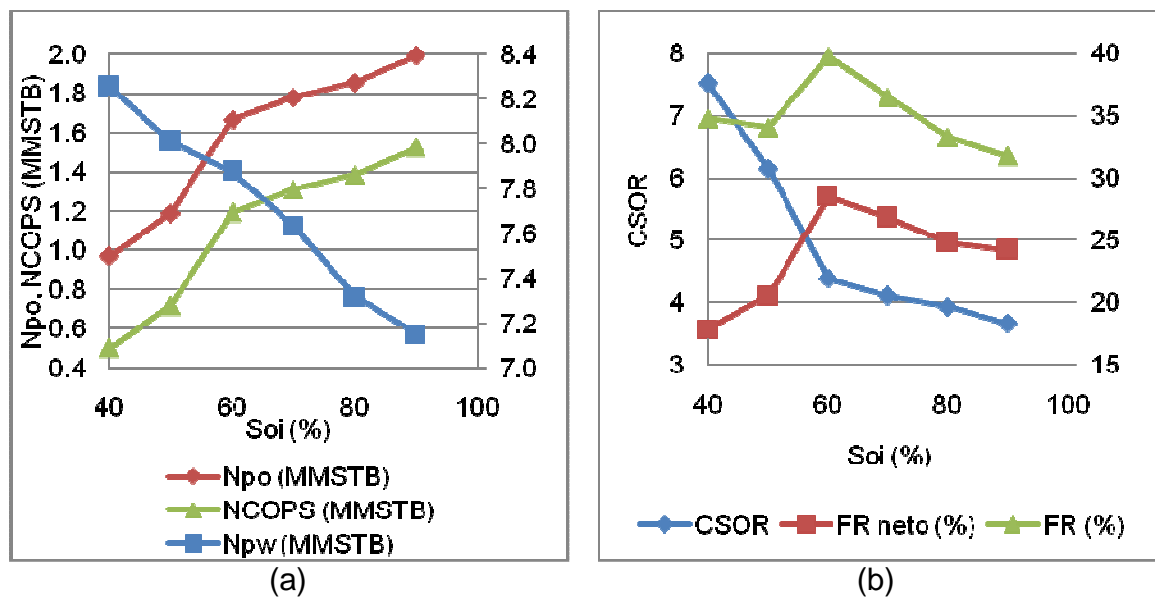


4.2.1.3 Saturación inicial de aceite.

Tabla 26. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la saturación inicial de aceite.

Soi (%)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
40	0.970	8.253	0.499	7.53	34.79	17.89
50	1.188	8.008	0.717	6.15	34.09	20.57
60	1.663	7.875	1.192	4.39	39.78	28.52
70	1.779	7.634	1.308	4.10	36.47	26.81
80	1.855	7.316	1.384	3.93	33.28	24.83
90	1.991	7.150	1.520	3.67	31.75	24.24

Gráfica 7. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la saturación inicial de aceite.



El límite mínimo de saturación inicial de aceite que se obtuvo dentro de lo evaluado fue de 60%, debido a que valores de saturaciones menores a este el CSOR es mayor, y este se debe a que la movilidad del agua es mayor al estar en mayor cantidad dentro del yacimiento, lo que genera cortes de agua altos y producciones de aceite bajas disminuyendo así el recobro final.



El caso base evaluado (80%) estuvo dentro del rango encontrado y el caso óptimo fue el de mayor saturación (90%), ya que en este existe mayor cantidad del volumen recuperable, debido a que la transferencia de calor por el fluido inyectado será casi en su totalidad al aceite y poca temperatura se perderá calentando el agua del yacimiento.

4.2.1.4 Permeabilidad horizontal de la formación.

Tabla 27. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando las permeabilidades de la formación.

Permeabilidad horizontal (D)	N_{po} (MMSTB)	N_{pw} (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
0.1	1.284	7.237	0.816	5.65	23.04	14.63
0.25	1.543	7.313	1.072	4.73	27.68	19.24
0.5	1.855	7.316	1.384	3.93	33.28	24.83
0.75	2.159	7.274	1.688	3.38	38.73	30.28
1	2.551	7.299	2.080	2.86	45.77	37.32
2	3.985	7.419	3.514	1.83	71.50	63.05
3	1.008	7.444	0.537	7.25	18.08	9.63
4	1.070	7.454	0.599	6.83	19.20	10.74
5	1.126	7.477	0.654	6.49	20.20	11.74
6	1.185	7.495	0.714	6.16	21.26	12.80
7	1.265	7.515	0.794	5.77	22.70	14.24
8	2.582	7.542	2.111	2.82	46.32	37.89
9	2.338	7.524	1.870	3.10	41.96	33.56



Gráfica 8. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando las permeabilidades de la formación.

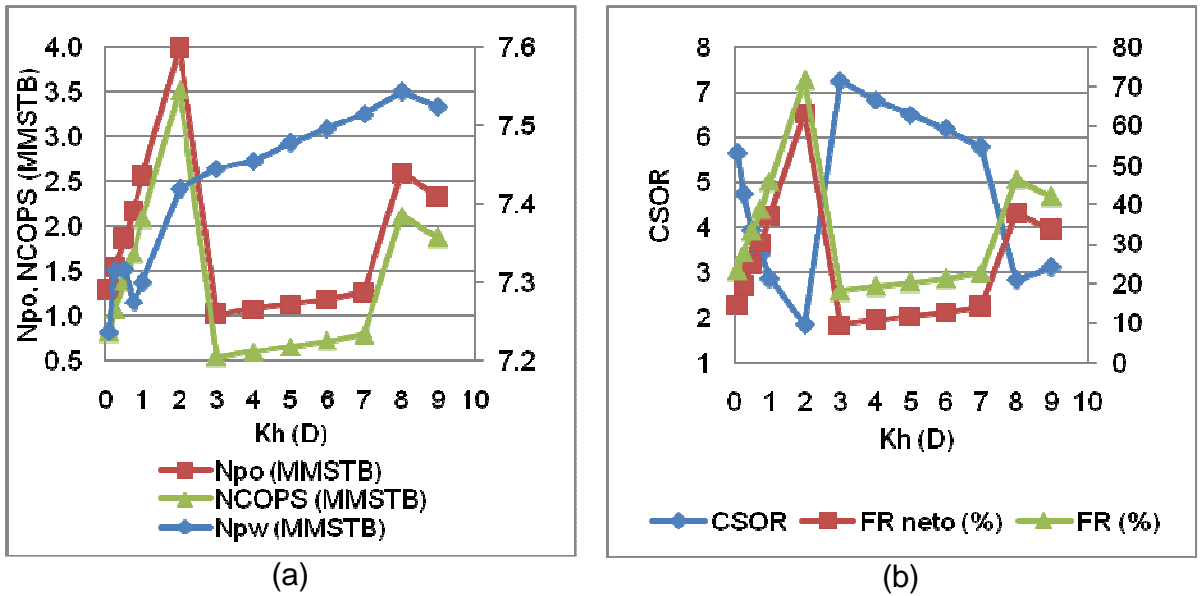
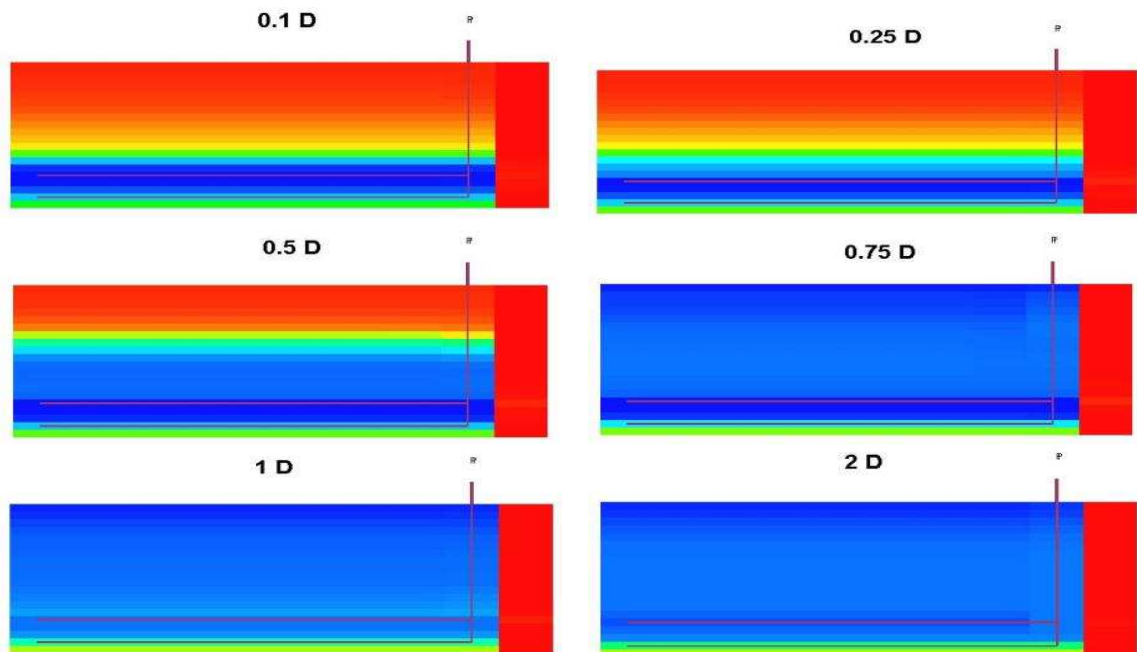
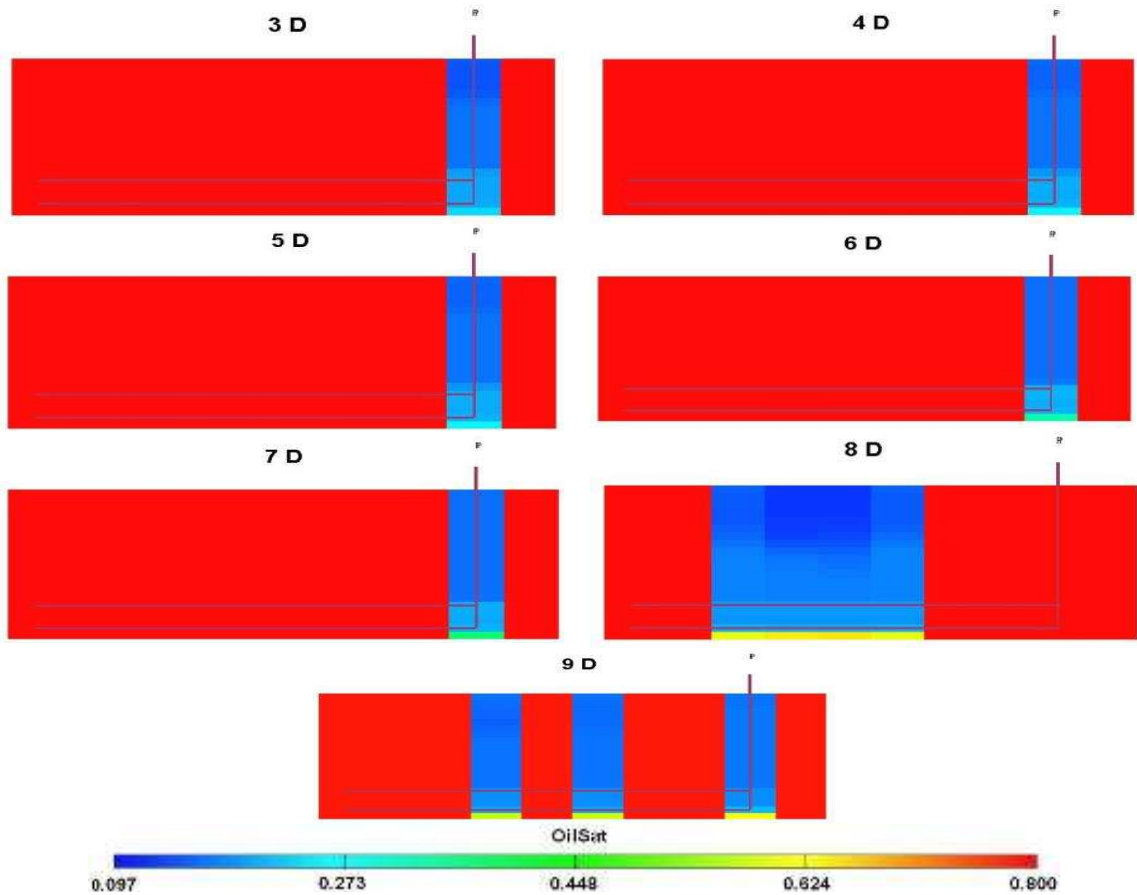


Figura 10. Vista transversal Y, Z, variando permeabilidad.





En esta sensibilidad se obtuvo como límite mínimo $0.25D$, ya que a permeabilidades menores por más que se disminuya la viscosidad de los fluidos, no se logra aumentar la movilidad. El límite superior que se obtuvo fue de $2D$, debido a que para valores superiores a este, la cámara de vapor no se logra formar de manera uniforme al eje paralelo a los pozos, generando un anillo de drenaje vertical en el primer tramo de la sección horizontal. Este fenómeno se presenta por que el fluido inyectado tiende a canalizarse hacia el pozo productor en la cercanía de la desviación y genera que el vapor barra solo la parte cercana a la desviación y el resto del yacimiento se queda sin drenar. A permeabilidades muy altas como $8D$ y $9D$, el frente de avance de la cámara de vapor fue muy heterogéneo, debido a la canalización de zonas al azar que mostraron un barrido adecuado aumentando la producción, el recobro y disminuyendo el CSOR.

El caso base ($0.5D$) quedó dentro del rango encontrado, y el caso óptimo fue de $2D$ por que fue donde se obtuvo mayor producción de aceite, NCOPS, factor de recobro bruto y neto y menor CSOR.



4.2.1.5 Presión de yacimiento

Tabla 28. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión del yacimiento.

Presión Yacimiento (psi)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
500	0.938	7.146	0.467	7.79	24.67	12.28
800	1.251	7.316	0.780	5.84	28.41	17.71
1100	1.571	7.462	1.100	4.65	30.96	21.68
1300	1.783	7.536	1.312	4.09	31.99	23.54
1500	1.950	7.609	1.479	3.74	31.94	24.23
1800	0.752	7.402	0.282	9.69	10.80	4.05
2100	0.854	7.429	0.384	8.53	10.81	4.86
2300	0.914	7.441	0.445	7.95	10.68	5.20

Gráfica 9. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión del yacimiento.

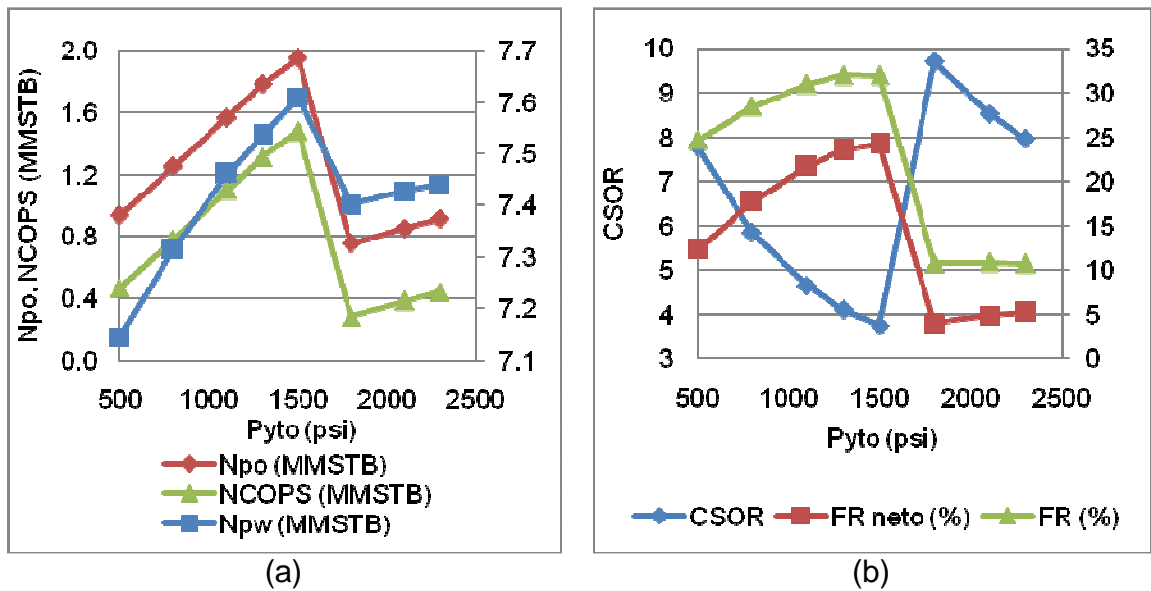
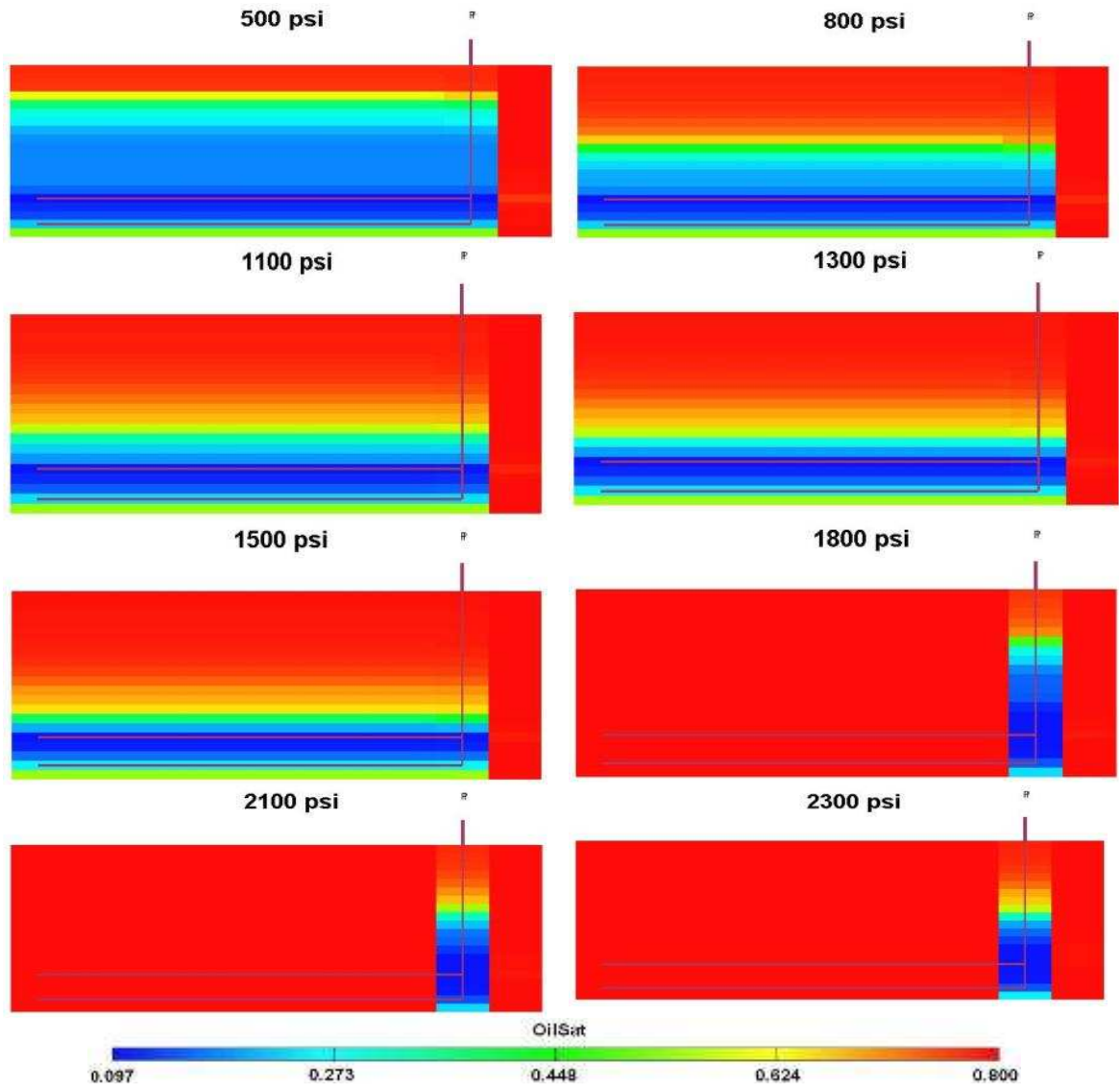




Figura 11. Vista transversal Y, Z, variando presión de yacimiento.



Para esta sensibilidad la P_{wf} fue cambiada a 300 psi, para hacer una caída de presión a favor para yacimientos de baja presión.

La presión de yacimiento límite mínimo fue de 1100 psi ya que el CSOR fue de 4.65, que está por debajo del lo establecido. Para presiones de yacimiento menores a este valor, el proceso no aplica por que la energía del yacimiento no es suficiente para producir un buen caudal y hacer el proceso rentable.



El límite superior fue de 1500 psi siendo este el que generó mayores valores de producción de aceite, NCOPS, factores de recobro y menor valor de CSOR; esto se debe a que a esta presión de yacimiento se genera una caída de presión adecuada, para la buena producción de fluidos. Para valores superiores a esta presión ocurrió lo mismo que cuando se tenían permeabilidades altas, el frente de crecimiento de la cámara de vapor al principio no fue homogéneo y el vapor inyectado se canalizó en la zona cercana a la desviación del pozo, barriando solo esta parte.

4.2.2 Variación de los parámetros operacionales del proceso SAGD.

Para esta segunda parte de la simulación, se tomaron las propiedades del yacimiento del caso base, debido a que estos valores estuvieron dentro de los rangos planteados para el estudio de la primera parte de la simulación.

La evaluación de las sensibilidades de condiciones de operación, se realizó para optimizar lo que sería la implementación de un proceso de SAGD en un yacimiento determinado.

4.2.2.1 Distancia vertical entre pozos.

Tabla 29. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia vertical entre los pozos.

Distancia vertical entre pozos (ft)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
10	1.618	7.358	1.147	4.51	29.02	20.57
15	1.855	7.316	1.384	3.93	33.28	24.83
20	2.072	7.316	1.601	3.52	37.18	28.73
30	2.425	7.206	1.954	3.01	43.51	35.06
40	2.063	7.268	1.592	3.54	37.01	28.56
50	1.577	7.348	1.106	4.63	28.30	19.85
60	1.203	7.375	0.732	6.07	21.59	13.14
70	1.280	7.488	0.809	5.70	22.97	14.52
80	1.189	7.331	0.718	6.14	21.34	12.89



Gráfica 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia vertical entre los pozos.

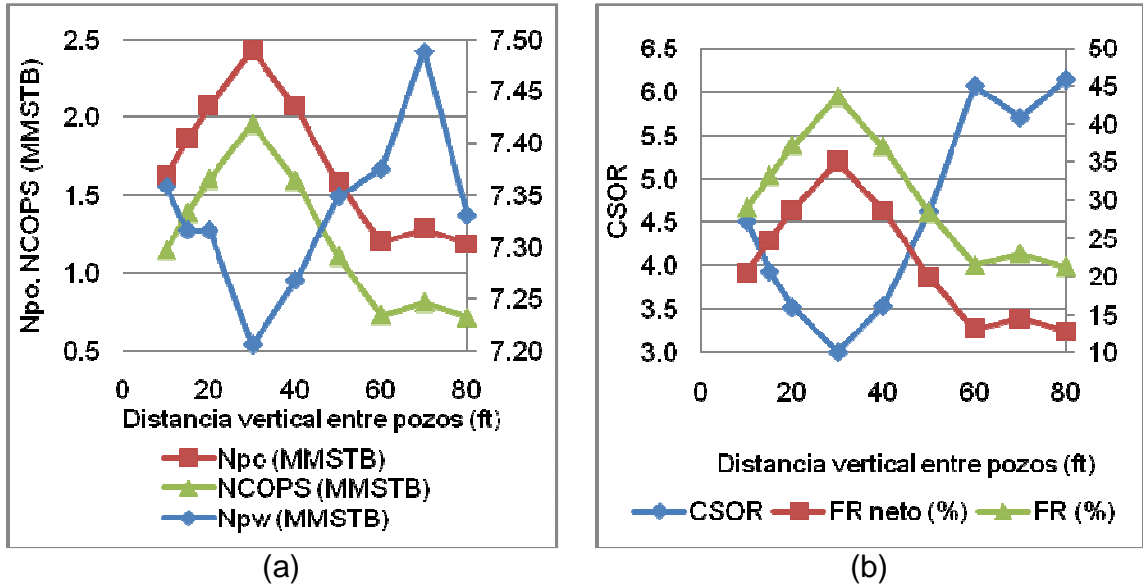
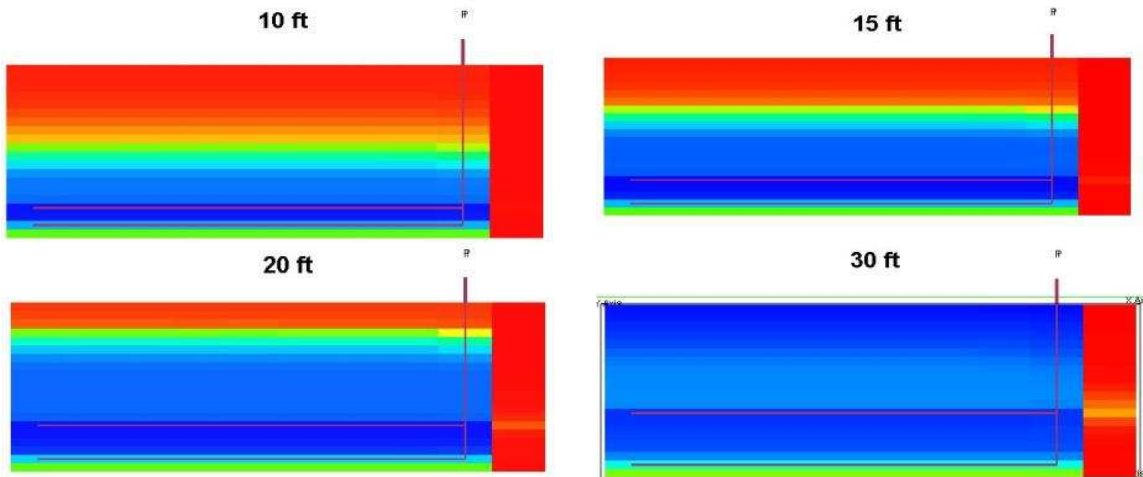
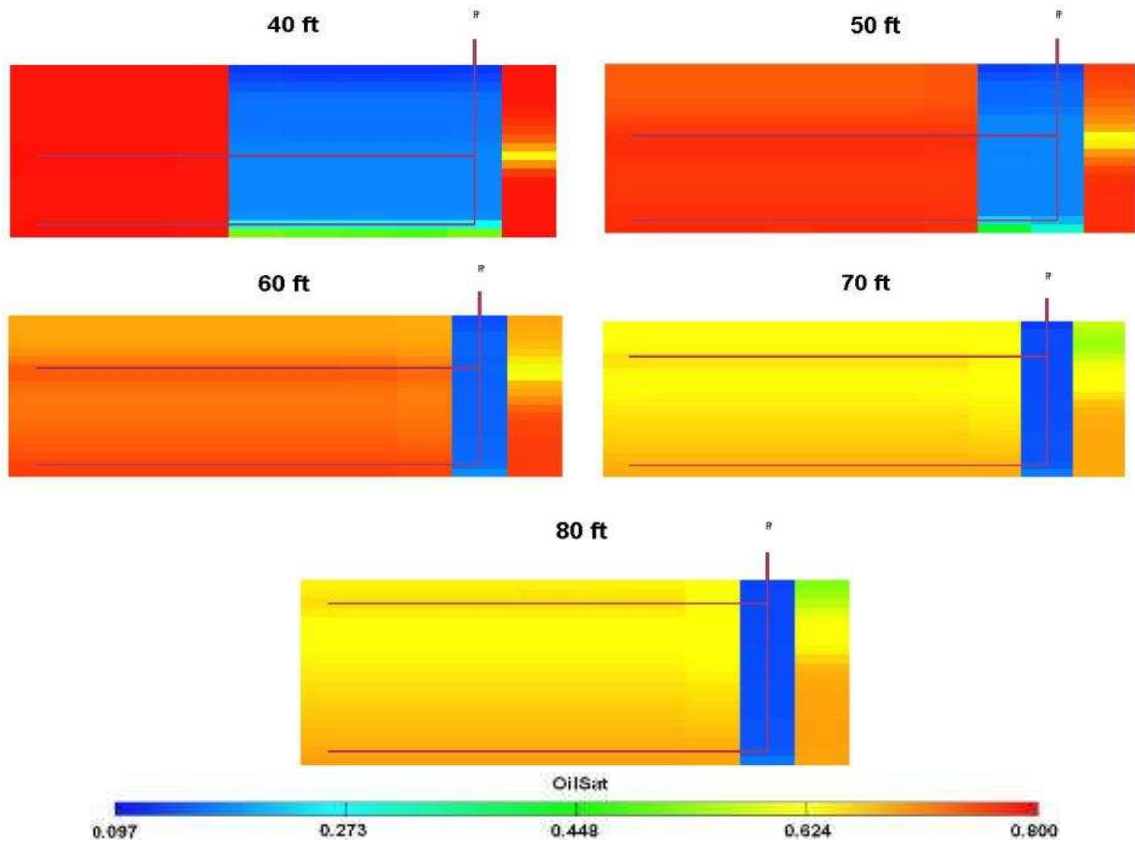


Figura 12. Vista transversal Y, Z, variando la distancia vertical entre los pozos.





En el análisis de esta variable se determinó que el límite mínimo de espaciado vertical entre pozos, para el caso base fue de 10 ft ya que el CSOR fue de 4.51. Este resultado se presentó debido a la baja permeabilidad con la cual se evaluó, (0.5 D), ya que si esta permeabilidad fuera mayor, con este arreglo se hubiese presentado canalización en la zona cercana a la desviación de los pozos.

EL límite máximo de operación encontrado fue de 50 ft de separación vertical entre pozos, en donde el CSOR fue de 4.63, y la separación óptima de operación determinada fue de 30 ft, teniendo en cuenta que fue la que menor CSOR obtuvo (3.01) y mayor producción de aceite, y recobro, a la vez que tuvo un menor corte de agua. También se puede observar, que con este arreglo se generó un barrido casi completo del yacimiento.

En esta sensibilidad se observó que para distancias menores a 30 ft, se presenta un aumento en la producción de agua y una disminución en la producción de aceite, debido a que al estar los pozos tan cerca, el fluido inyectado alcanza rápidamente el área de drenaje del pozo productor, y para distancia mayores a 30 ft



también se observa un aumento considerable de la producción de agua, debido a que se presenta un fenómeno de acuñamiento en la formación de la cámara de vapor, paralela a los pozos, apreciable cuando el frente vertical del vapor alcanza el pozo productor en la cercanía a la desviación de los pozos, canalizando el vapor hacia el pozo productor, ya que la movilidad del vapor es mayor que la del crudo pesado.

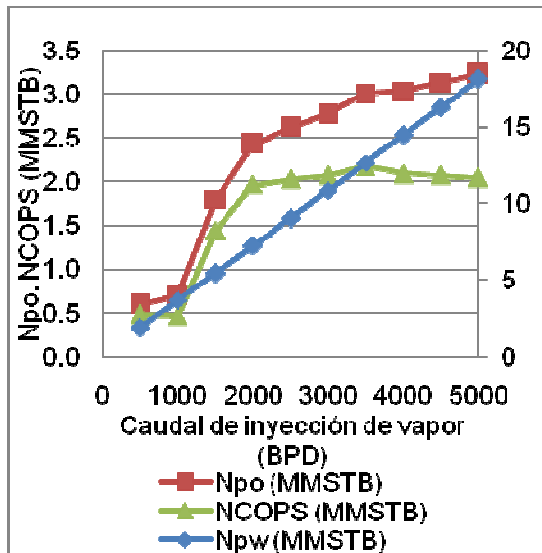
4.2.2.2 Caudal de inyección

Tabla 30. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el caudal de inyección.

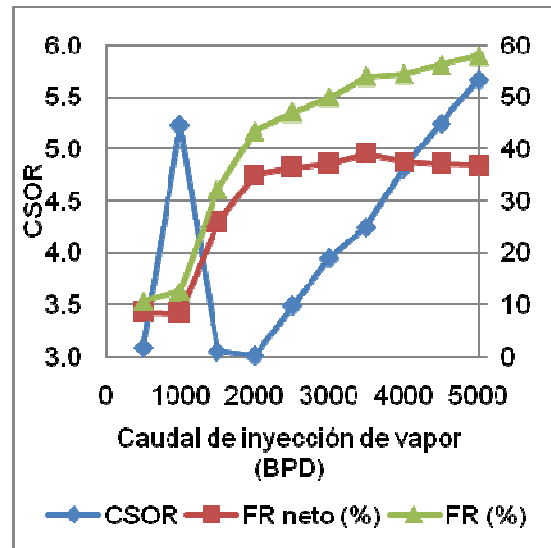
Caudal inyección (BPD)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
500	0.592	1.861	0.474	3.08	10.62	8.51
1000	0.698	3.683	0.462	5.23	12.52	8.30
1500	1.795	5.433	1.442	3.05	32.20	25.86
2000	2.425	7.206	1.954	3.01	43.51	35.06
2500	2.615	9.012	2.027	3.49	46.92	36.36
3000	2.777	10.830	2.071	3.94	49.83	37.16
3500	3.001	12.620	2.177	4.25	53.85	39.06
4000	3.031	14.462	2.090	4.81	54.39	37.49
4500	3.130	16.278	2.070	5.25	56.15	37.15
5000	3.222	18.094	2.045	5.66	57.80	36.69



Gráfica 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando el caudal de inyección.

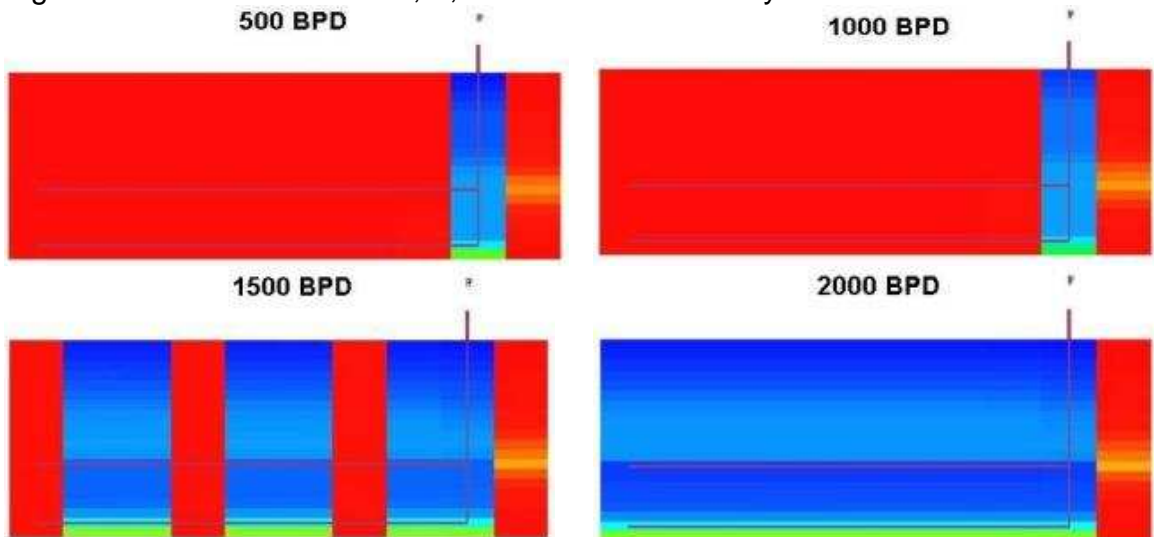


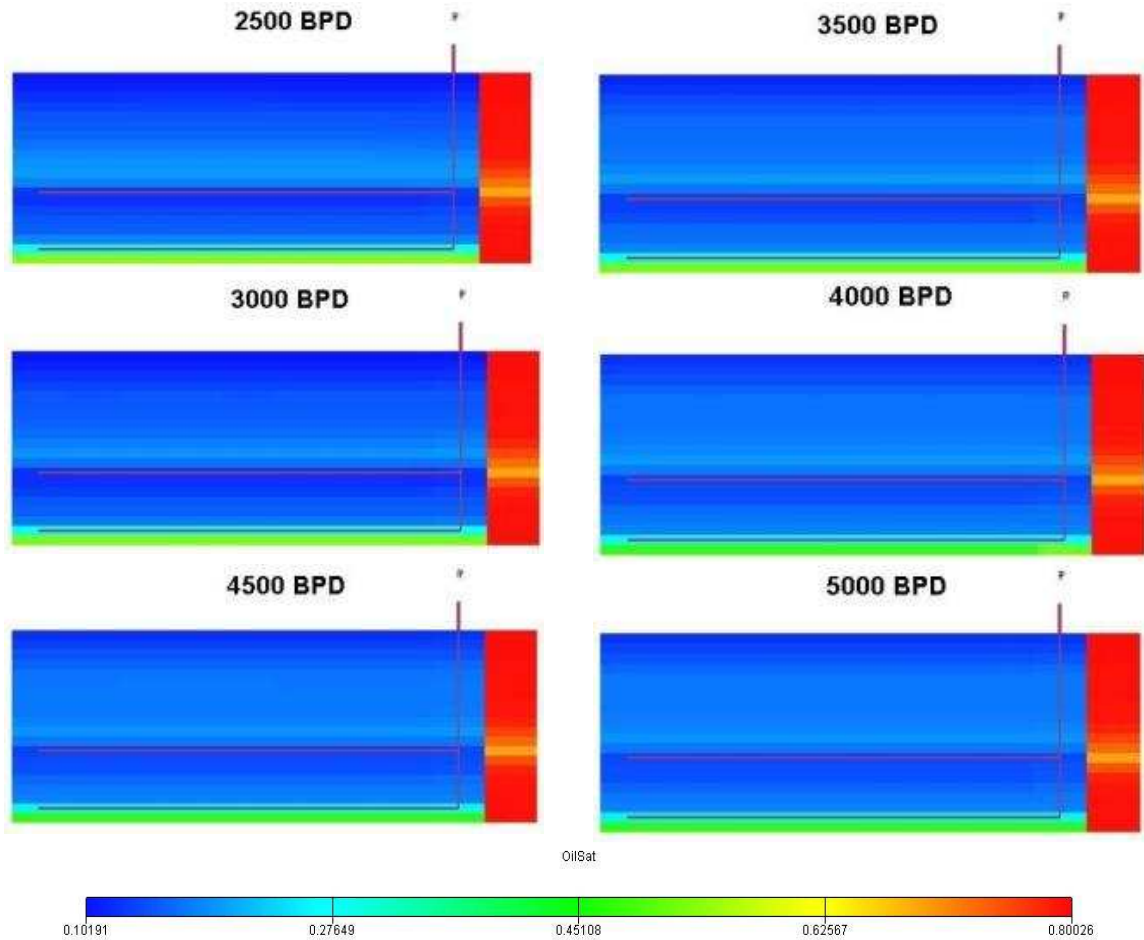
(a)



(b)

Figura 13. Vista transversal Y, Z, variando caudal de inyección.





En el análisis del caudal de inyección se identificó el límite mínimo 1500 BPD, siendo este caudal el que genera un CSOR de 3.05, comparado con el de 1000 BPD que fue de 5.23, siendo el caudal de inyección de vapor de 1500 BPD una cantidad insuficiente para hacer un barrido adecuado. Se encontró un límite máximo de 4000 BPD, el cual fue determinado por el CSOR de 4.81; Esto se presenta debido a que valores mayores a este caudal (4000 BPD) el proceso es antieconómico, por la cantidad de vapor que se tiene que generar.

Entre más caudal se inyecte, mayor producción y recobro de aceite se obtiene, pero observando la producción neta y el factor neto se puede inferir que el caudal ideal para este caso es 2000 BPD, ya que a valores mayores de caudal de inyección, el NCOPS y el FR neto, no aumentan considerablemente, mientras que el CSOR se incrementa abruptamente, aumentando los costos del proceso por el aumento del caudal de aceite que consume la caldera, para producir el vapor a inyectar.

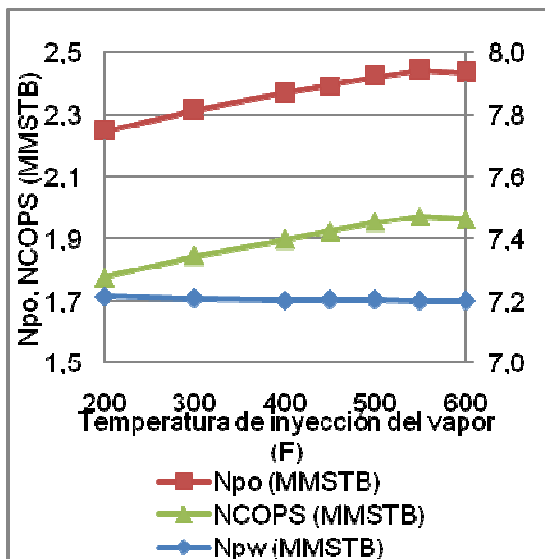


4.2.2.3 Temperatura de inyección

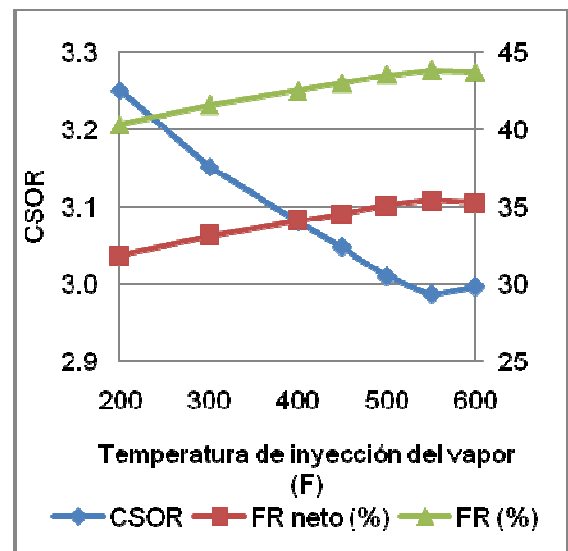
Tabla 31. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la temperatura de inyección del vapor.

Temperatura de inyección (°F)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
200	2.247	7.217	1.776	3.25	40.31	31.86
300	2.317	7.209	1.846	3.15	41.56	33.11
400	2.369	7.204	1.898	3.08	42.51	34.06
450	2.395	7.205	1.924	3.05	42.97	34.52
500	2.425	7.206	1.954	3.01	43.51	35.06
550	2.444	7.202	1.973	2.99	43.84	35.39
600	2.436	7.202	1.965	3.00	43.71	35.26

Gráfica 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la temperatura de inyección del vapor.



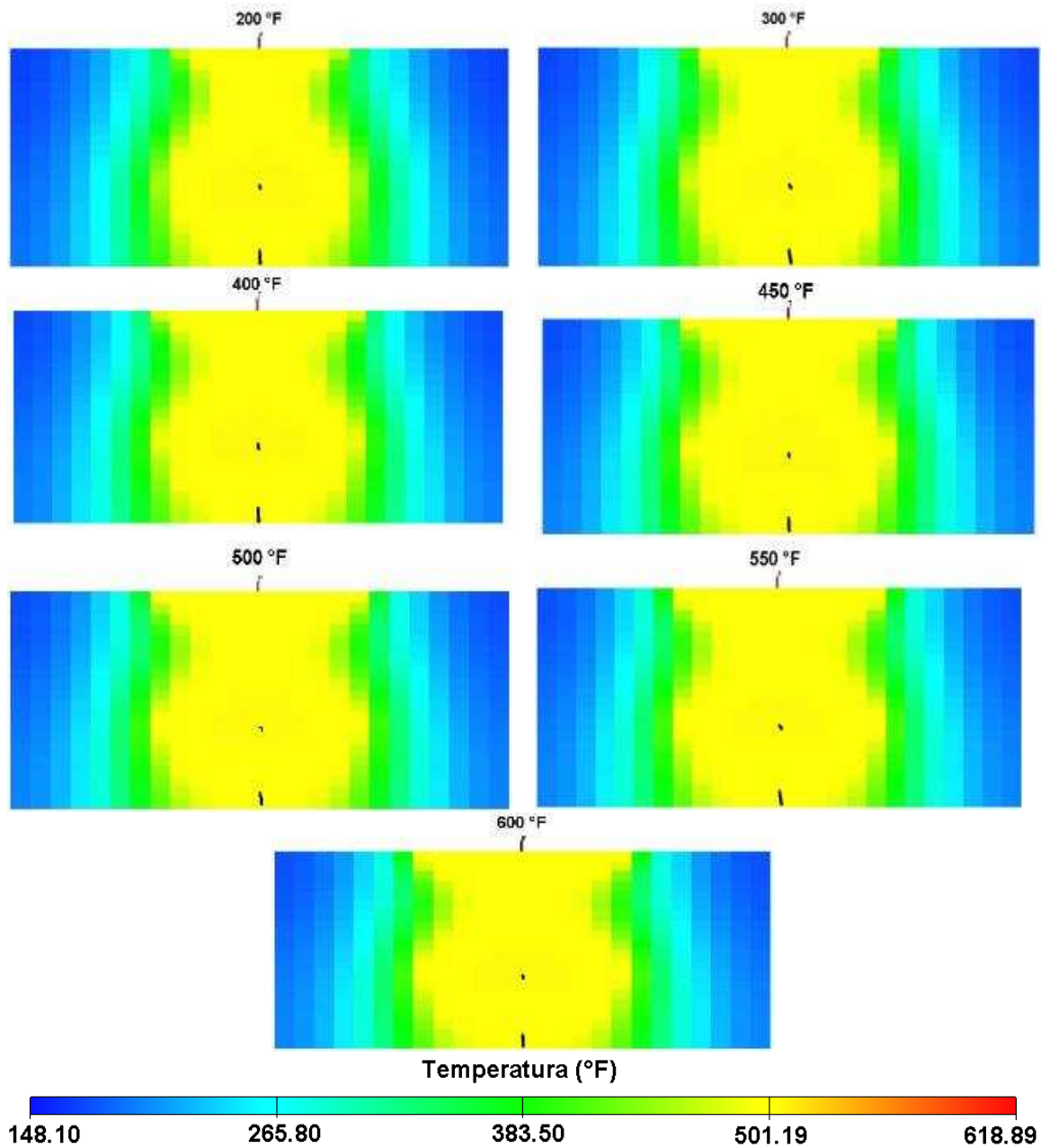
(a)



(b)



Figura 14. Vista frontal X, Z, variando la temperatura de inyección del vapor.



La temperatura de inyección de vapor no es un factor de tanta relevancia, debido a que el aumento de recobro no es muy significativo al aumentar la temperatura de inyección en 300 o 400 °F. Sin embargo se encontró una temperatura de inyección de vapor óptima de 550 °F que es punto donde se obtuvo el menor CSOR (2.99) y



la mayor producción y factor de recobro de aceite. La variación de la producción con el aumento de la temperatura, se debe a que el frente de avance de la temperatura y del barrido de aceite tiene mayor velocidad a mayor temperatura de inyección de vapor (ver figura 13). El cambio de pendiente que se presenta entre la temperatura de 550 y 600 °F, se dio porque 600 °F es un valor que está cerca al punto crítico del agua que es 705.2 °F y 3196.369 psi, perdiendo eficiencia de barrido, ya que al acercarse a este punto el calor latente que se transfiere del vapor al crudo es menor.

4.2.2.4 Calidad del vapor a inyectar.

Tabla 32. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la calidad del vapor a inyectar.

Calidad vapor (%)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
65	2.370	7.204	1.899	3.08	42.52	34.07
70	2.406	7.202	1.936	3.03	43.17	34.73
75	2.444	7.202	1.973	2.99	43.84	35.39
80	2.474	7.202	2.003	2.95	44.38	35.93
85	2.497	7.204	2.027	2.92	44.81	36.36

Gráfica 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la calidad del vapor a inyectar.

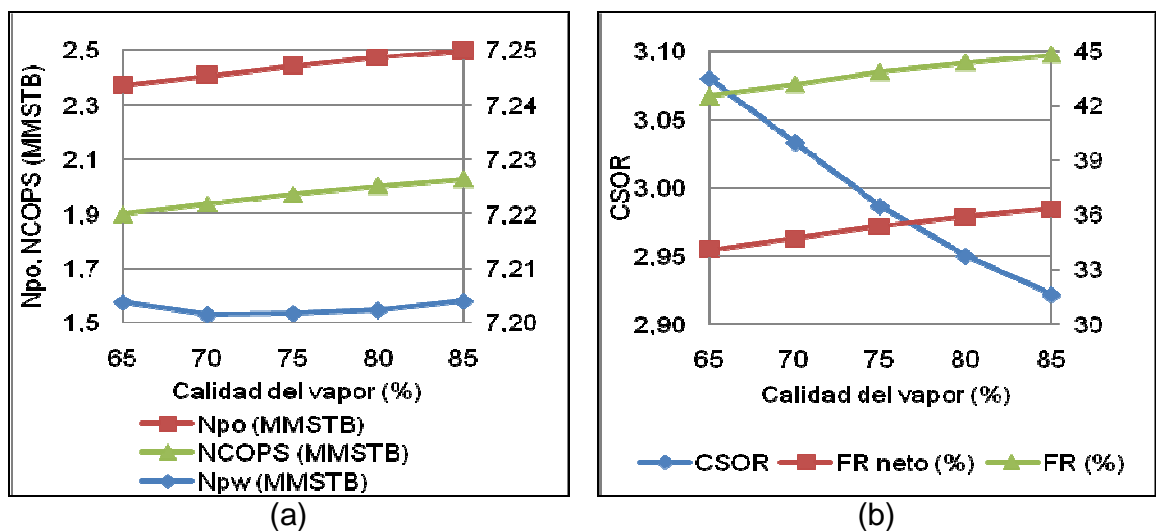
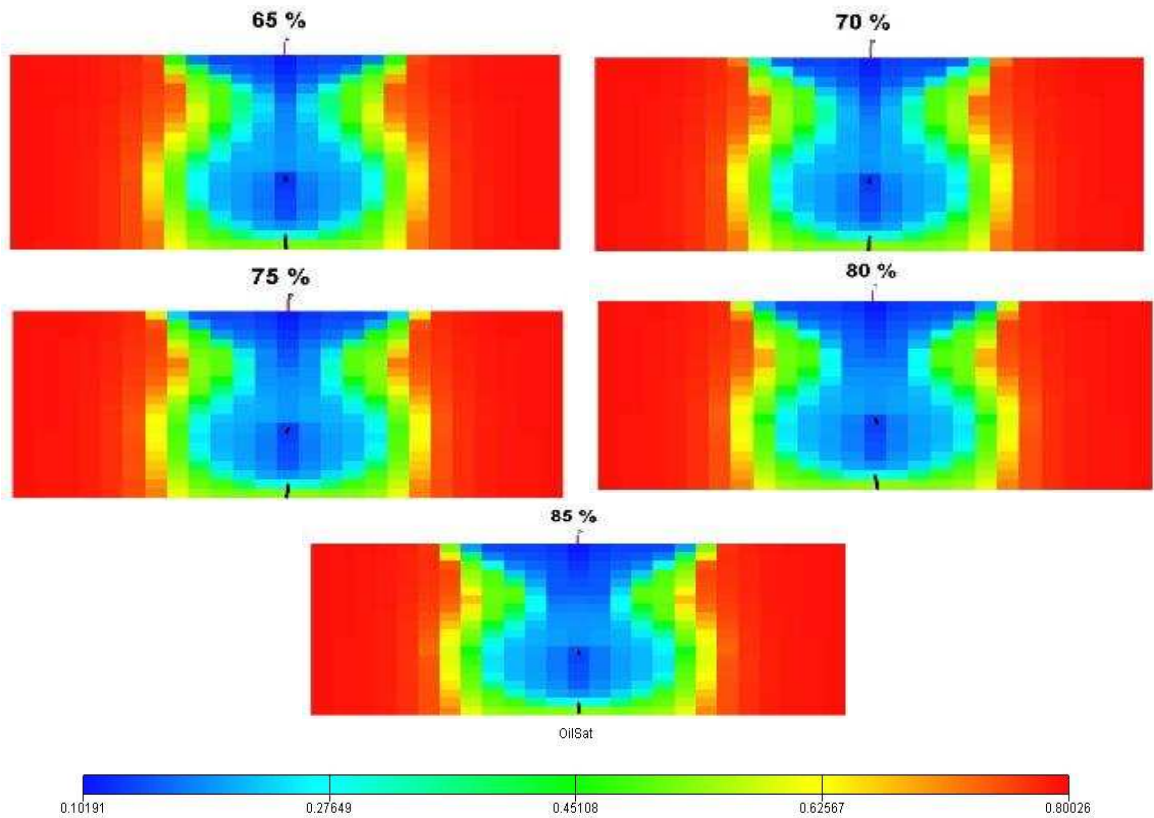




Figura 15. Vista frontal X, Z, variando calidad del vapor a inyectar.



Entre mayor sea la calidad del vapor, mayor será la recuperación de aceite, menor será el CSOR y el agua tiene un comportamiento casi constante, por lo que entre mayor sea la calidad del vapor inyectado al yacimiento, mayor eficiencia se obtendrá en el proceso SAGD. Por esto dentro de los valores analizados la calidad óptima es de 85%. Este fenómeno se presenta debido a que entre mayor calidad del vapor, mayor será el calor latente que este tiene para transferir al crudo.



4.2.2.5 Presión de fondo fluyendo del pozo productor.

Tabla 33. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.

Pwf pozo productor (psi)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
100	2.298	7.659	1.827	3.17	41.23	32.78
300	2.331	7.524	1.861	3.13	41.83	33.38
500	2.438	7.363	1.967	2.99	43.73	35.29
700	2.497	7.204	2.027	2.92	44.81	36.36
900	2.502	7.071	2.031	2.92	44.88	36.44
1100	2.480	6.913	2.009	2.94	44.49	36.05

Gráfica 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.

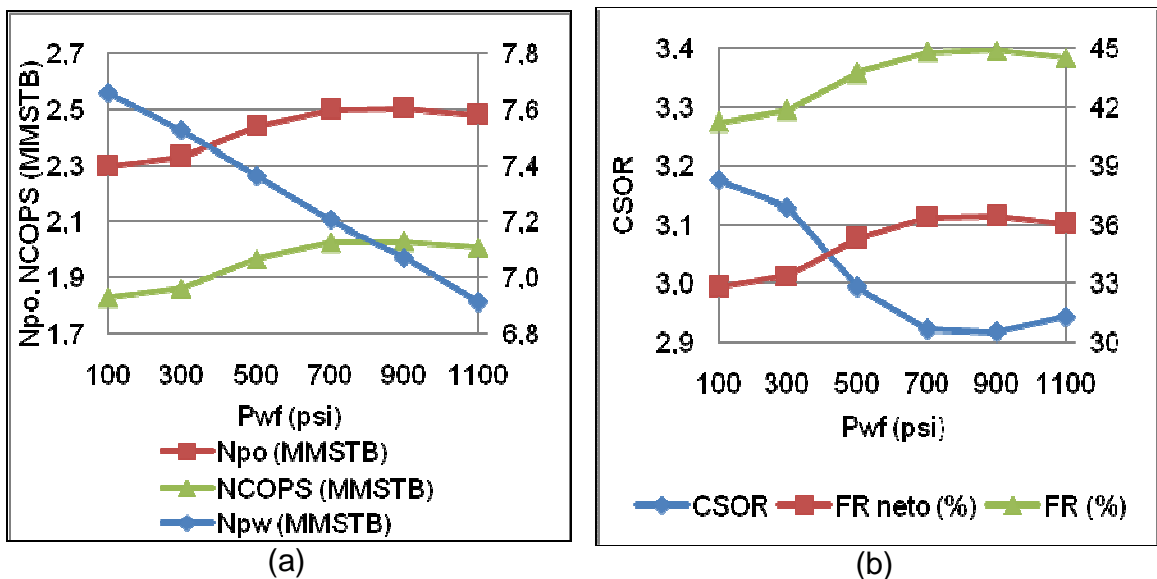
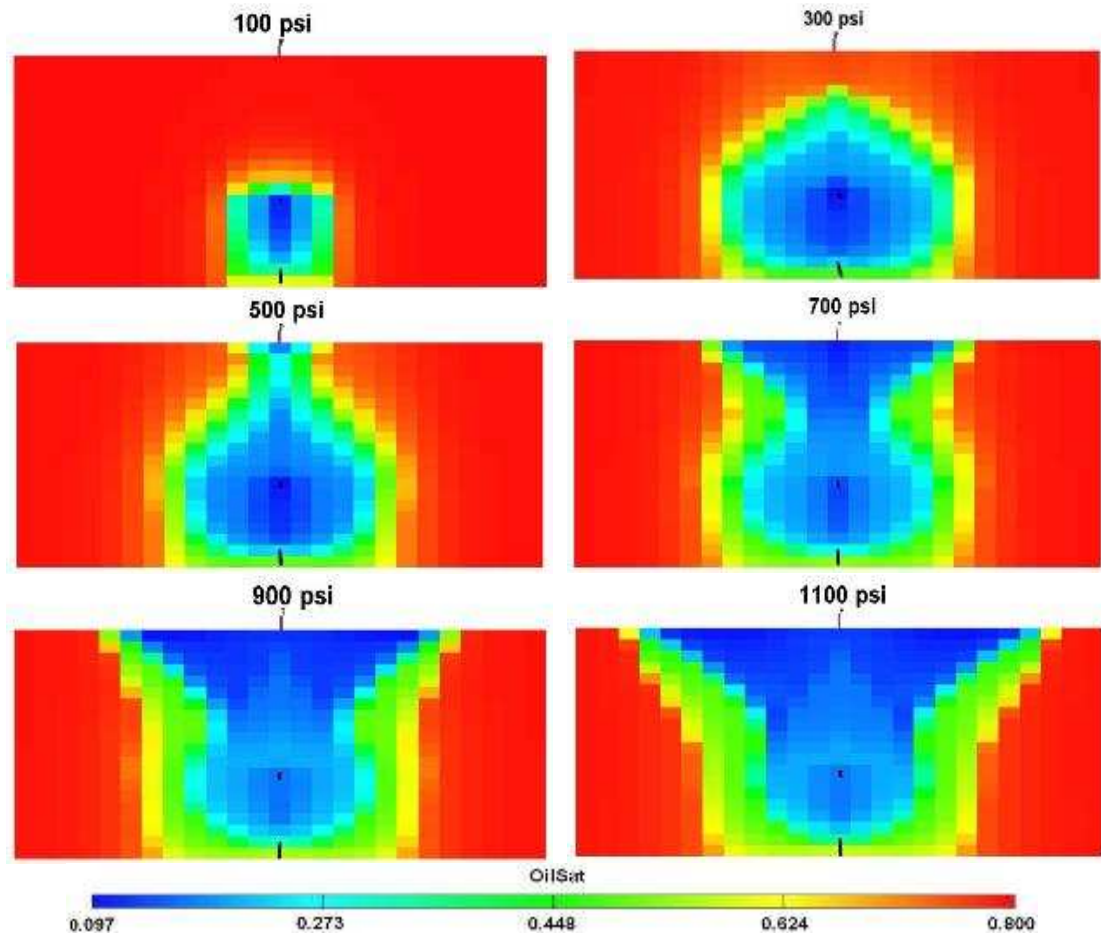




Figura 16. Vista frontal X, Z, variando la presión de fondo fluyendo del pozo productor.



Entre menor sea la P_{wf} mayor será la caída de presión desde el yacimiento al pozo productor, lo que genera mayor producción de fluidos (agua, crudo), pero a P_{wf} bajos se presenta un alto corte de agua debido a que al estar los pozos cerca, el fluido inyectado se canaliza hacia el pozo productor, sin permitir que se cree la cámara de vapor adecuadamente y por tanto no se da un barrido eficiente. La P_{wf} óptima encontrada fue de 900 psi por el bajo CSOR que presentó (2.92) y mayor producción y recobro de aceite y uno de los menores cortes de agua en el pozo productor. Para P_{wf} cercanas a la presión de yacimiento (caída de presión baja) la producción de fluidos es baja, disminuyendo así la producción de aceite y aumentando el CSOR, haciendo menos eficiente el barrido, ya que el pozo productor no es capaz de extraer el crudo que aporta el yacimiento.

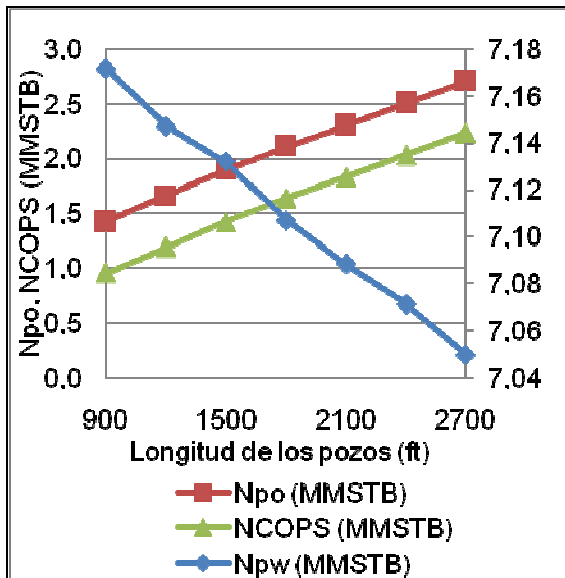


4.2.2.6 Longitud de los pozos.

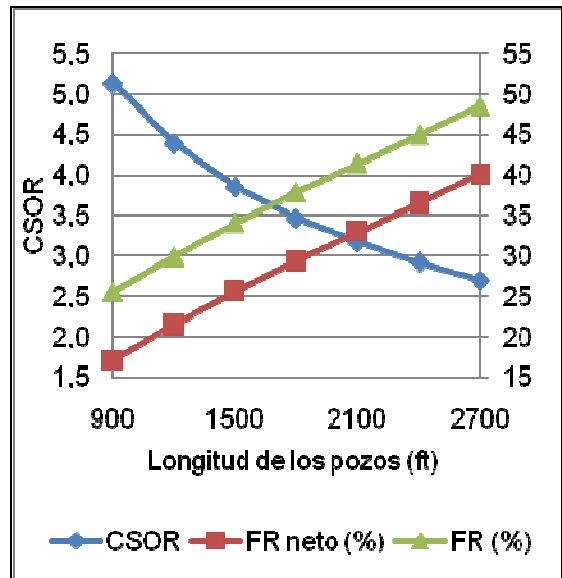
Tabla 34. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la longitud de los pozos.

Longitud pozos (ft)	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
900	1.423	7.172	0.953	5.13	25.54	17.09
1200	1.665	7.147	1.194	4.38	29.87	21.43
1500	1.896	7.132	1.425	3.85	34.02	25.58
1800	2.110	7.107	1.639	3.46	37.85	29.41
2100	2.303	7.089	1.833	3.17	41.32	32.88
2400	2.502	7.071	2.031	2.92	44.88	36.44
2700	2.706	7.050	2.236	2.70	48.56	40.11

Gráfica 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la longitud de los pozos.



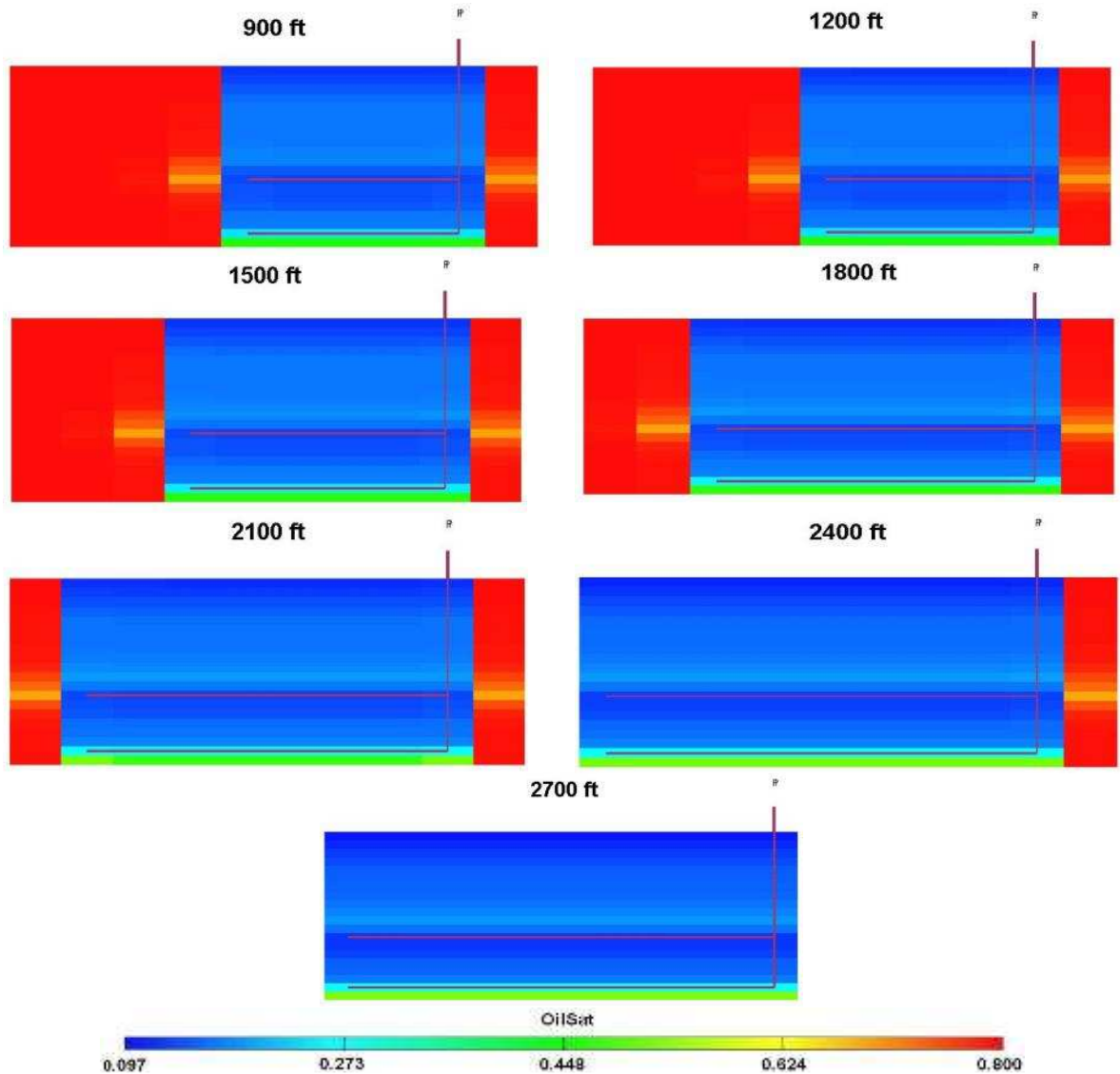
(a)



(b)



Figura 17. Vista transversal Y, Z, variando la longitud de los pozos.



En esta sensibilidad se puede observar que solo la sección que entra en contacto con el vapor inyectado es drenada por el pozo productor, por tanto entre mayor sea la longitud de los pozos mayor será la producción y el factor de recobro de aceite, y menor será la producción de agua y el CSOR, aumentando la eficiencia del proceso. Dentro de los valores analizados se encontró la longitud óptima de 2700 ft, siendo esta longitud la que obtuvo un CSOR de 2,7 y mayor producción de aceite.



También se observa que la producción de agua disminuye al aumentar la longitud de los pozos, debido a que en pozos de poca distancia, el agua inyectada hace el barrido del radio de drenaje más rápido ya que en estos casos se tiene menos volumen poroso a drenar.

4.2.3 Comparación de la producción en frío con el método SAGD

Tabla 35. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD en los casos simulados.

Caso	Descripción caso
1	Caso base, producción en frío, con un solo pozo productor ($P_{wf}=700$ psia).
2	Caso base, producción en frío, con dos pozos productores ($P_{wf}=700$ psia, distancia vertical entre pozos 15 ft).
3	Caso base optimizado, producción en frío, con un solo pozo productor ($P_{wf}=900$ psia).
4	Caso base optimizado, producción en frío, con dos pozos productores ($P_{wf}=900$ psia, distancia vertical entre pozos 30 ft).
5	Caso base optimizado, sin pre-calentamiento.
6	Caso base optimizado, con pre-calentamiento (inyectando vapor por los dos pozos durante tres meses) y sin remojo.
7	Caso base optimizado, con pre-calentamiento (inyectando vapor por los dos pozos durante tres meses) y con remojo de tres días, (cerrando el pozo productor).
8	Caso base optimizado, con pre-calentamiento (inyectando vapor por los dos pozos durante tres meses) y con remojo de tres días, (cerrando los dos pozos por tres días).

Caso	N_{po} (MMSTB)	N_{pw} (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
1	0.061	0.012	0.061	0.00	1.10	1.10
2	0.111	0.023	0.111	0.00	1.99	1.99
3	0.047	0.009	0.047	0.00	0.83	0.83
4	0.092	0.018	0.092	0.00	1.65	1.65
5	2.706	7.050	2.236	2.70	48.56	40.11
6	2.818	7.862	2.347	2.59	50.55	42.11
7	2.674	7.411	2.203	2.73	47.97	39.52
8	2.677	8.643	2.207	2.72	48.04	39.60



Gráfica 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD en los casos simulados.

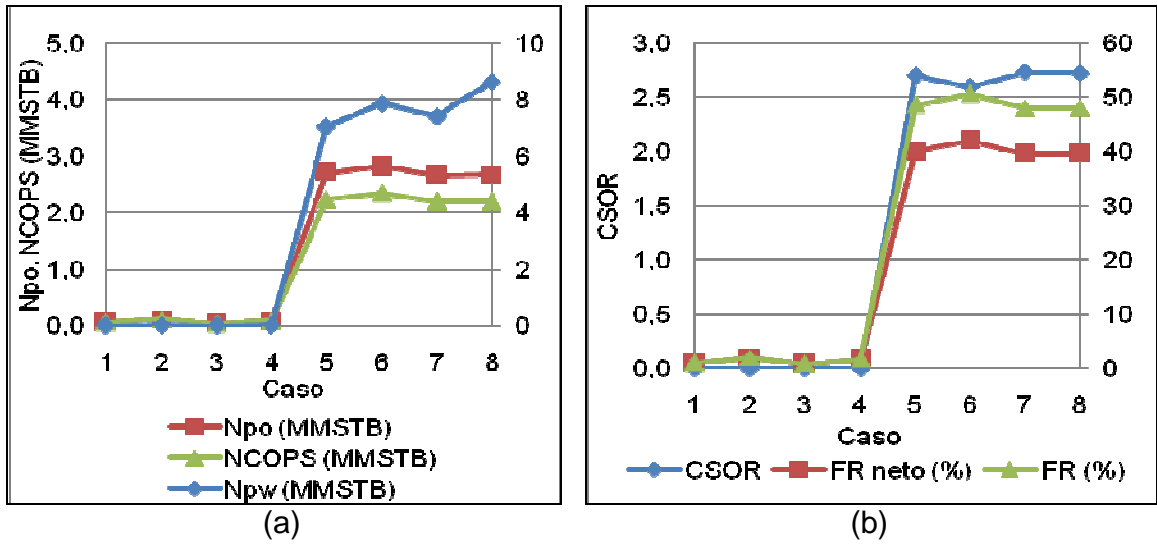
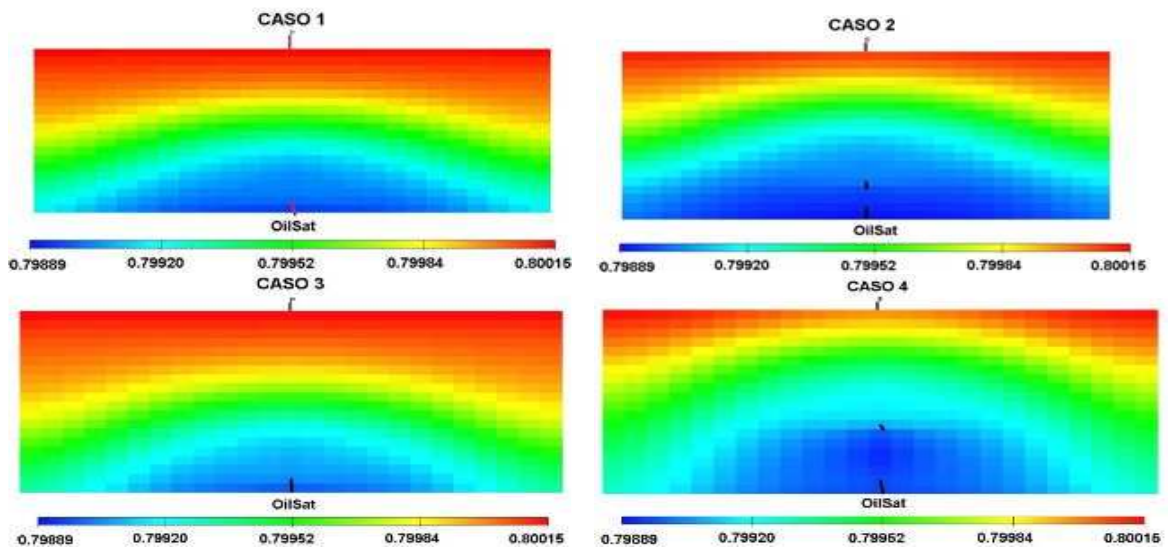
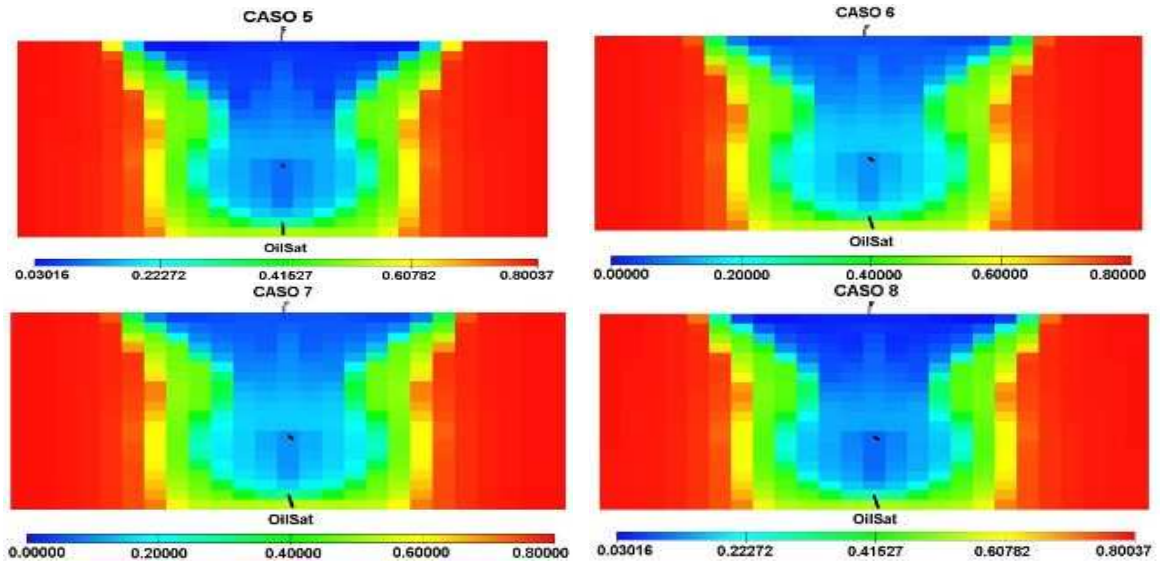


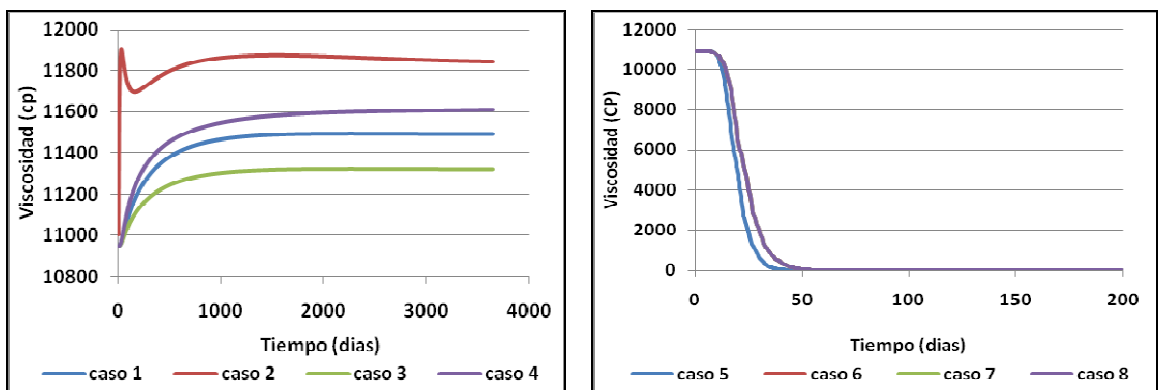
Figura 18. Vista frontal X, Z, variando producción en frío y pre-calentamiento.





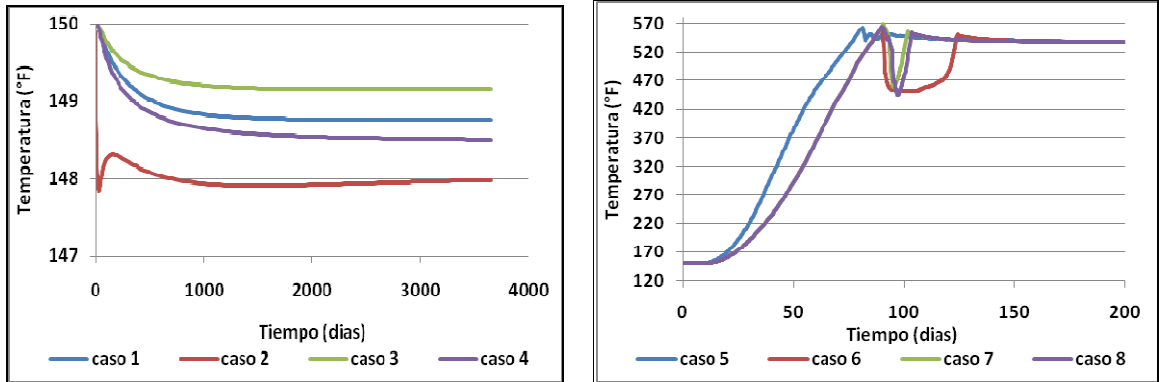
Comparando los cuatro casos de producción e frío, con los cuatro casos de producción con SAGD se observa una notable diferencia en la producción, lo que permite identificar la importancia del proceso SAGD en la recuperación de crudos pesados, ya que en la producción en frío el crudo pesado es muy viscoso y por tanto de difícil drenaje generando poca producción, y con SAGD al aumentar la temperatura la viscosidad disminuye considerablemente (ver gráfica 16 17 y 18) aumentando la movilidad del crudo, obteniendo grandes producciones de aceite.

Gráfica 17. Comportamiento de la viscosidad en los casos simulados en el bloque (13, 5, 16).



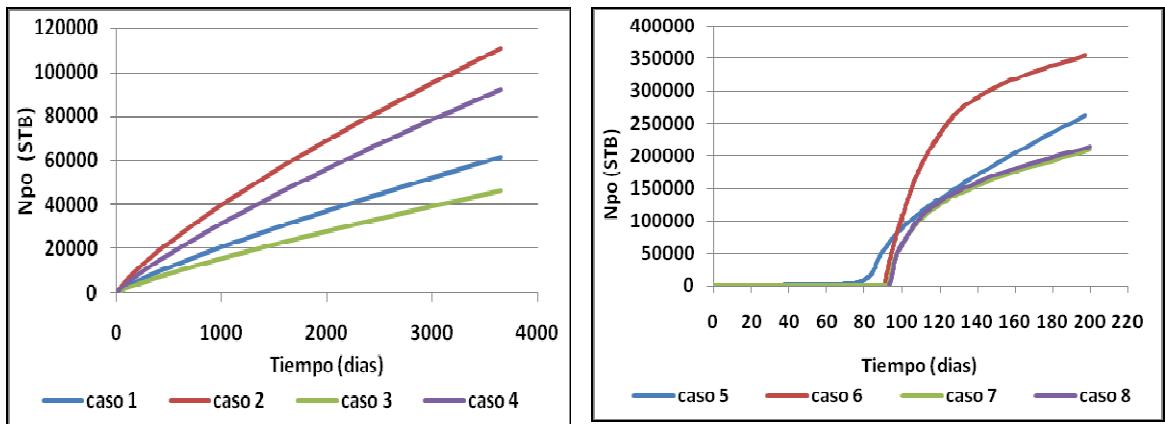


Gráfica 18. Comportamiento de la temperatura en los casos simulados en el bloque (13, 5, 16).



El caso óptimo fue el caso N°6 ya que el precalentamiento mejoró la movilidad del crudo, disminuyendo la viscosidad y presurizando el yacimiento, aportándole energía adicional para posteriormente generar una gran producción de fluidos y arrojando el menor CSOR (2.59) (ver gráfica 19).

Gráfica 19. Comportamiento de la producción acumulada de aceite (STB) en los casos simulados.



Los casos 7 y 8, en los cuales se tienen un tiempo de remojo, se gana presión, pero se perdió temperatura y por tanto movilidad del crudo, aumentando la viscosidad en las zonas más alejadas del pozo inyector hasta valores superiores a la inicial.



La producción diaria de aceite de los casos 1, 2, 3 y 4 es muy baja, empezando en valores de 50 a 100 BPD, decayendo a valores de 20 a 50 BPD aproximadamente en los primeros 250 días; después de esta fecha las producciones de estos casos tienden a estabilizarse hasta el final del tiempo simulado; ya que las condiciones de presión y de temperatura no permiten un alto caudal de fluidos (ver gráfica 21).

En el caso 5, el proceso SAGD sin precalentamiento, inicia con una producción baja como si estuviera con producción en frío hasta aproximadamente 80 días, en donde la viscosidad del fluido ha sido disminuida, aumentando la movilidad de este, presentándose un pico en la producción de 6600 BPD que posteriormente decayó hasta 700 BPD aproximadamente y se mantuvo casi constante hasta el final del tiempo simulado.

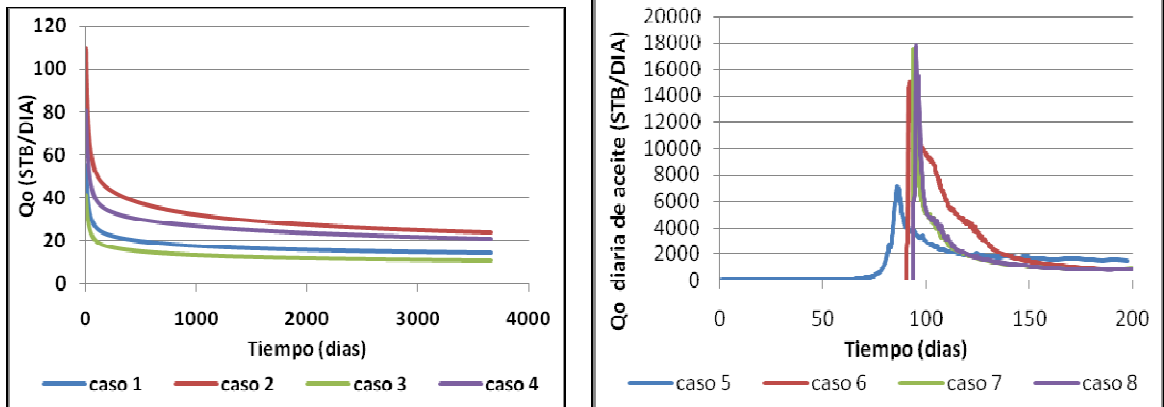
El caso 6 empezó su producción a los 90 días que fue el tiempo que se dejó en precalentamiento, en donde tuvo una producción instantánea de 2400 BPD y alcanzó una producción máxima de 15000 BPD a los 92 días, la cual decreció hasta 1450 BPD en donde se mantuvo casi constante, hasta el final de la simulación. Este aumento tan drástico en la producción inicial, se dio debido a que el fluido estaba sobre-presionado en el yacimiento, generando una gran caída de presión del yacimiento al pozo; además en los primeros tres meses la viscosidad disminuyó considerablemente generando gran movilidad en el crudo que se encontraba in-situ.

En los casos 7 y 8 la producción inició a los 93 días (90 días de precalentamiento y 3 días de remojo) con un valor de aproximadamente 16700 y 5700 BPD respectivamente y alcanzaron una producción máxima de 17500 y 17700 correspondientemente, estabilizándose con una producción de 635 y 665 BPD aproximadamente (ver gráfica 20).

En los primeros cuatro casos la producción acumulada fue muy baja, en el caso 2 fue de tan solo 111000 STB en los diez años simulados, este fue el mejor de los primeros cuatro casos. Comparándolos con los casos 5, 6, 7 y 8, que tienen el proceso SAGD, los cuales presentan aproximadamente 27 veces el valor de los casos anteriores (2818000 STB para los diez años simulados), observando la importancia de la aplicación del proceso SAGD en yacimientos de crudos pesados.

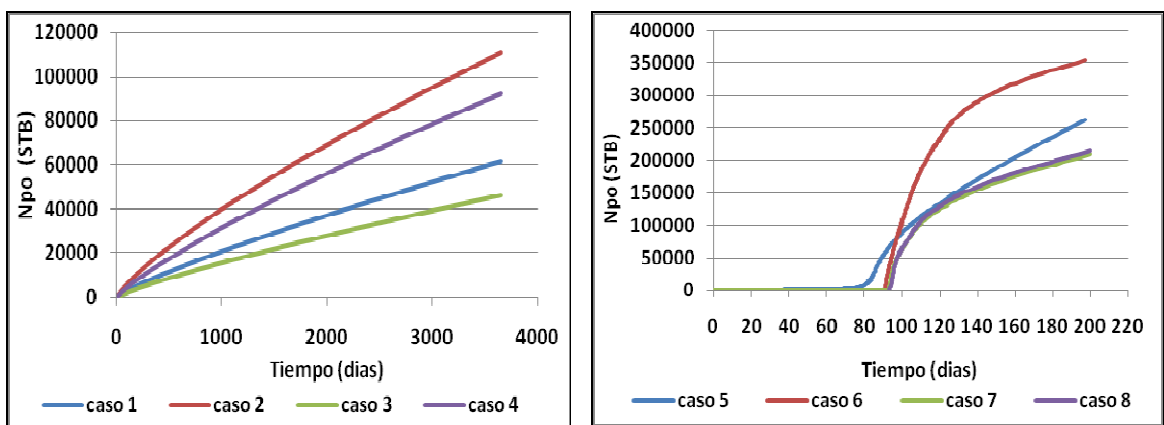


Gráfica 20. Comportamiento de la producción de aceite (STB/Día) en los casos simulados.



Analizando los últimos cuatro casos, se puede observar el éxito que tuvo el precalentamiento en el caso 6, ya que este aumentó la movilidad del crudo, generando una gran producción al inicio de la apertura del pozo productor, tomando ventaja sobre los demás casos en cuanto a la producción acumulada se refiere; en los casos 7 y 8, que también tuvieron precalentamiento presentaron un comportamiento diferente, con menos producción acumulada, por los efectos que tuvo el remojo en estos casos como se explicó anteriormente (ver gráfica 21).

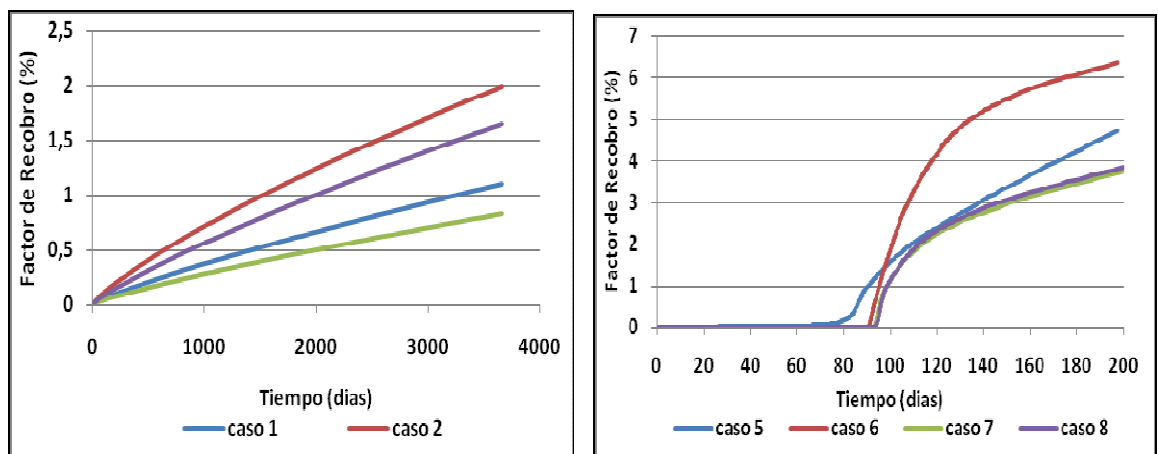
Gráfica 21. Comportamiento de la producción acumulada de aceite (STB) en los casos simulados.





El factor de recobro de aceite de los primeros cuatro casos tuvo un máximo de 1.99 % en los 10 años simulados, el cual fue alcanzado por los casos con el proceso SAGD en los primeros cuatro meses, alcanzando factores de recobro de hasta 50.55%, proporcionando una diferencia abrumadora, ratificando la importancia del SAGD (ver gráfica 22).

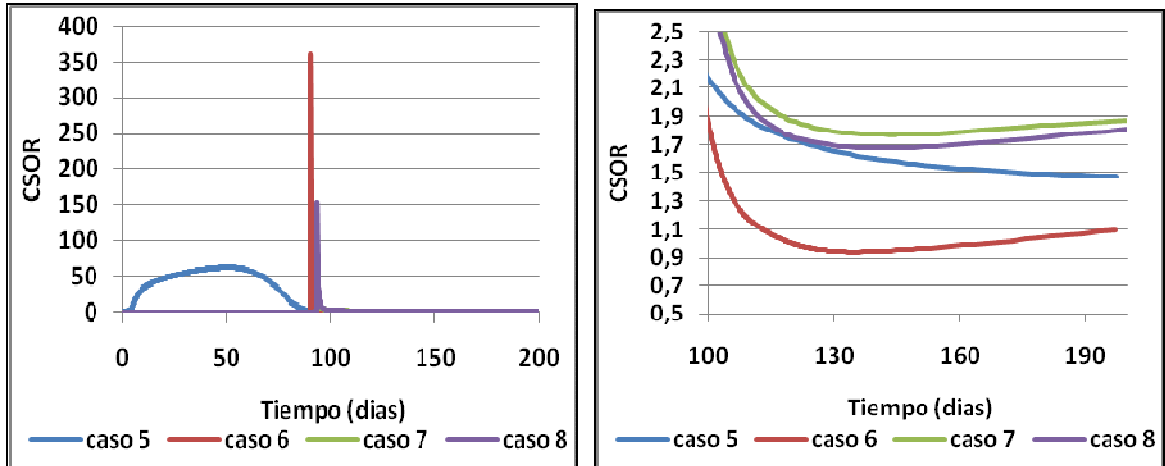
Gráfica 22. Comportamiento del factor de recobro (%) en los casos simulados.



En la parte económica (gráfica 23), el CSOR inicia con valores muy elevados, que aparentan una ineficiencia económica, pero en un corto tiempo estos valores disminuyen drásticamente; para el caso 5 que produce desde el inicio de la simulación el proceso empieza a hacerse rentable a los 87 días aproximadamente, para el caso 6 que inicio producción a los 90 días empieza a hacerse rentable a los 94 días y los casos 7 y 8 que arrancaron producción en el día 93 se hacen rentables desde el día 97, (la rentabilidad del proceso SAGD se evaluó con el CSOR límite de 4.8).

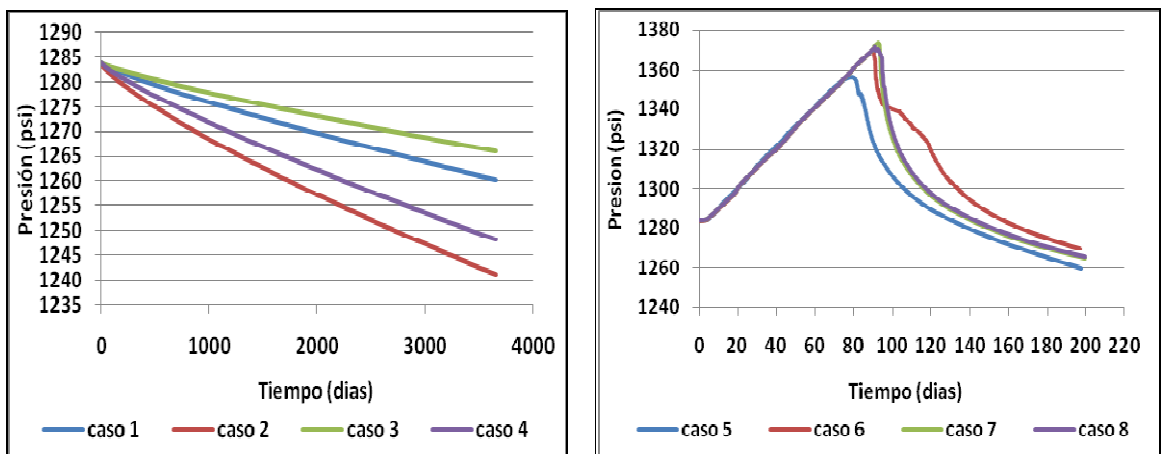


Gráfica 23. Comportamiento del CSOR en los casos simulados.



El comportamiento de la presión en los primeros cuatro casos simulados, fue disminuyendo con el tiempo a medida que se fue produciendo aceite y en los casos con SAGD la presión aumento hasta valores entre los 1350 psi y 1380 psi, siendo el caso 5 el que menor presión alcanzo debido a que este caso empezó su producción desde el inicio del tiempo simulado, pero con una producción baja ya que en este caso el aceite alcanzó su movilidad casi al mismo tiempo que los otros casos, en donde se inicio la mayor producción generando la caída drástica de la presión (ver gráfica 24).

Gráfica 24. Comportamiento de la presión (Psi) en los casos simulados.



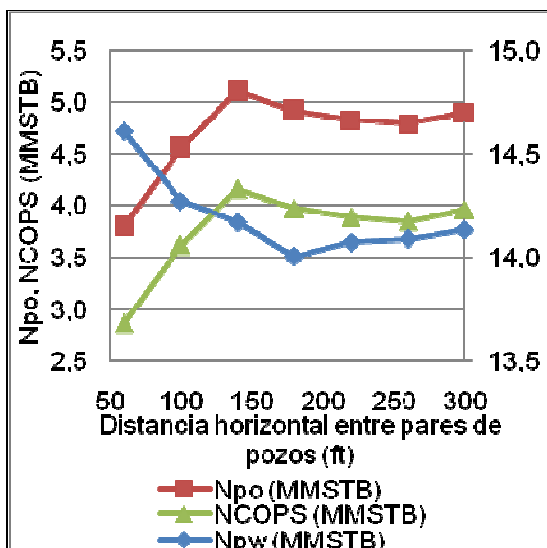


4.2.4 Variación de la distancia horizontal entre pares de pozos.

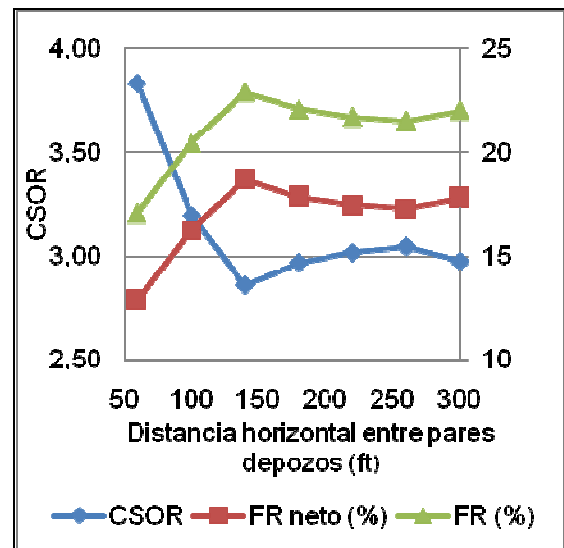
Tabla 36. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.

Distancia horizontal entre pares de pozos (ft)	N _{po} (MMSTB)	N _{pw} (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
60	3.800	14.608	2.860	3.83	17.05	12.83
100	4.557	14.272	3.618	3.20	20.44	16.23
140	5.100	14.169	4.161	2.86	22.88	18.66
180	4.916	14.007	3.976	2.96	22.05	17.84
220	4.829	14.074	3.889	3.02	21.66	17.44
260	4.790	14.091	3.850	3.04	21.48	17.27
300	4.901	14.135	3.961	2.97	21.98	17.76

Gráfica 25. Comportamiento de los parámetros de evaluación del proceso SAGD variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.



(a)



(b)

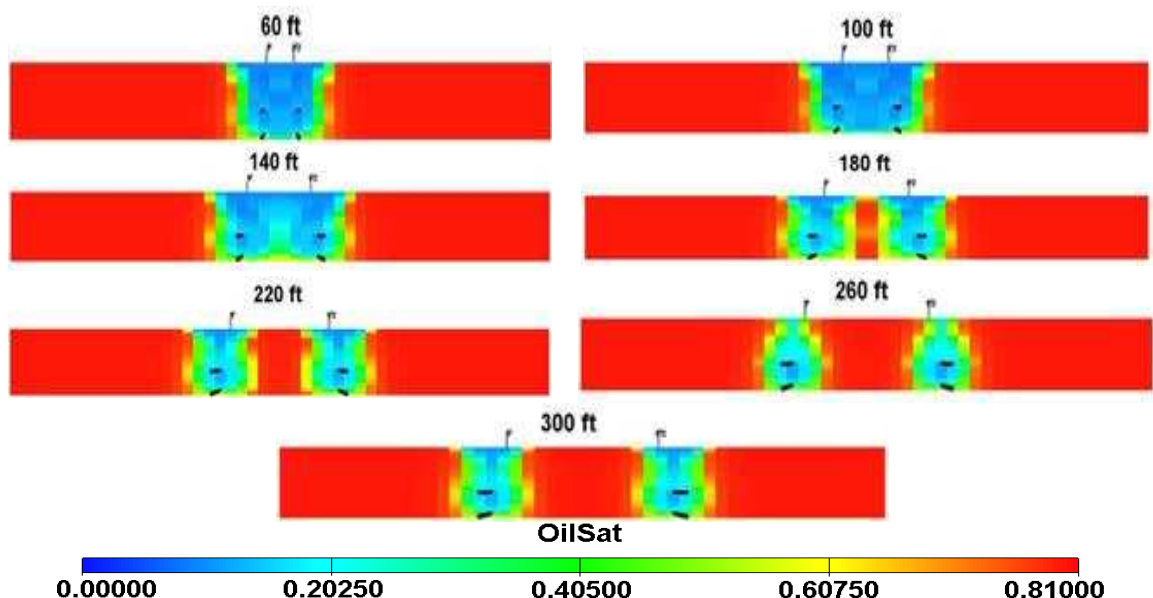


Para esta sensibilidad con la grilla ampliada, se diseñó un arreglo de dos pares de pozos, con el fin de hacer variaciones en la distancia horizontal entre los dos pares de pozos, tomando las condiciones de operación que se han optimizado en las sensibilidades anteriores; y así identificar el espaciamiento horizontal óptimo entre los pares de pozos.

Cuando los pares de pozos están muy cerca, se observa una interferencia en el área de barrido de las cámaras de vapor, reduciendo así el radio de drene de los dos pozos productores, disminuyendo la producción de aceite, el factor de recobro y aumentando el CSOR y la producción de agua. Y cuando los pares de pozos están muy distanciados, se presenta una zona entre las dos cámaras de vapor que queda sin ser drenada eficientemente, disminuyendo el petróleo producido, el factor de recobro y aumentando el CSOR.

La distancia horizontal entre los dos pares de pozos óptima encontrada fue de 140 ft, con la mayor producción acumulada, el mayor factor de recobro, el menor CSOR (2.86) y una de las menores producciones de agua acumulada; ya que a esta distancia se drenó una mayor cantidad de volumen poroso entre los dos pares de pozos.

Figura 19. Vista frontal X, Z, variando la distancia horizontal entre los pares de pozos.





4.2.5 Producción de un campo

Para esta última parte, se diseñó un campo con los valores del caso base de los parámetros del yacimiento, los valores óptimos de las condiciones de operación y la distancia horizontal óptima entre los pares de pozos; diseñando un arreglo de seis (6) pares de pozos en la grilla modificada anteriormente, como sigue:

Tabla 37. Propiedades del Campo de estudio.

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación	3000 ft
Longitud horizontal. (X)	250 ft
Longitud horizontal. (Y)	3000 ft
Temperatura	150 °F
Espesor (z)	100 ft
Porosidad	30 %
Saturación Inicial de Aceite	80 %
Permeabilidad Horizontal	0,5 D
Presión	1300 psi

Tabla 38. Parámetros operacionales del proceso SAGD.

PARÁMETRO	VALOR
Distancia Vertical entre Pozos	30 ft
Caudal de Inyección de Vapor	2000 BPD
Temperatura de Inyección	550 °F
Calidad del Vapor	85 %
Pwf Pozo Productor	900 psi
Longitud Horizontal de los Pozos	2700 ft
Tiempo de Simulación	3652 días (10 Años)
Con pre-calentamiento y sin remojo	
Distancia horizontal entre pares de pozos	140 ft

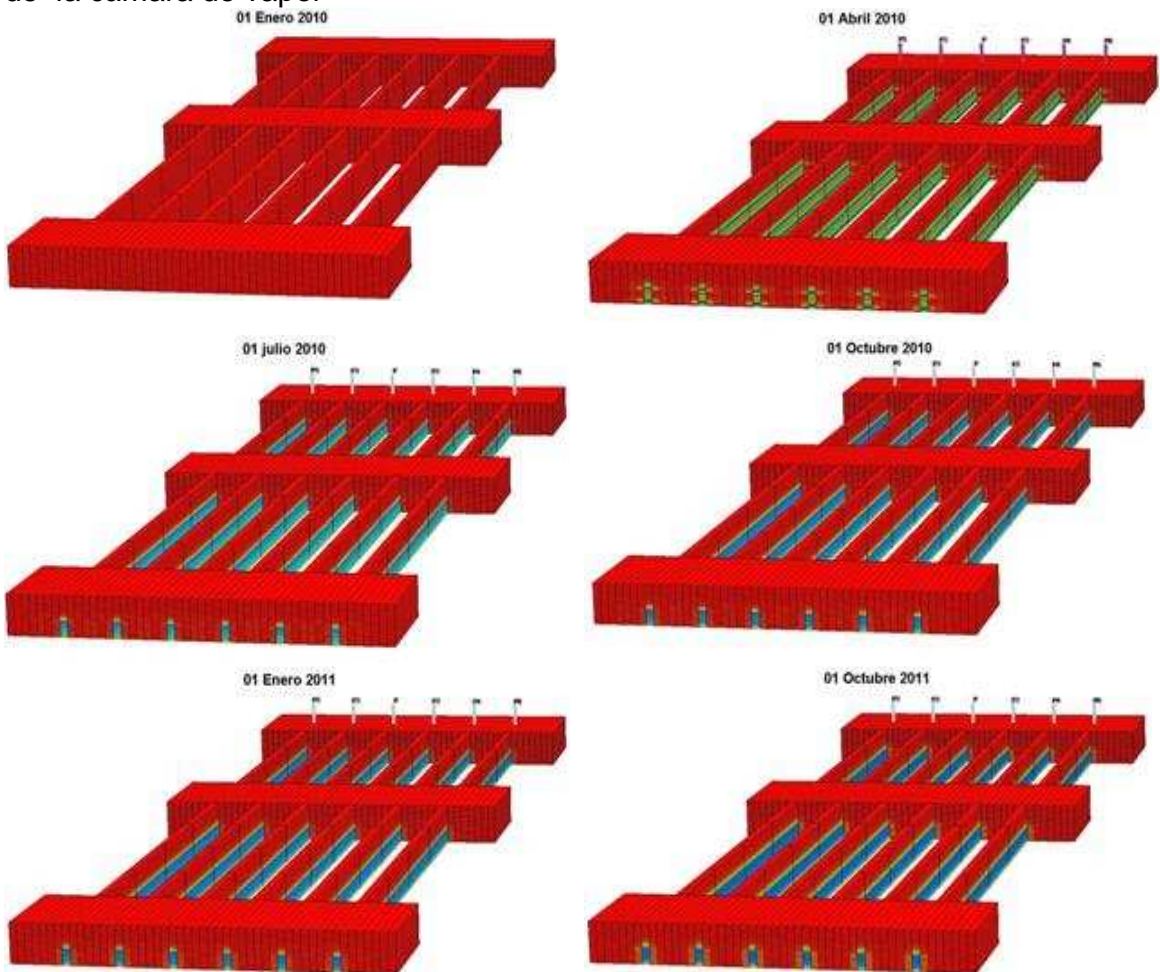
Con esta simulación se obtuvieron los resultados presentados en la tabla 39, figura 20 y gráficas 26, 27 y 28:

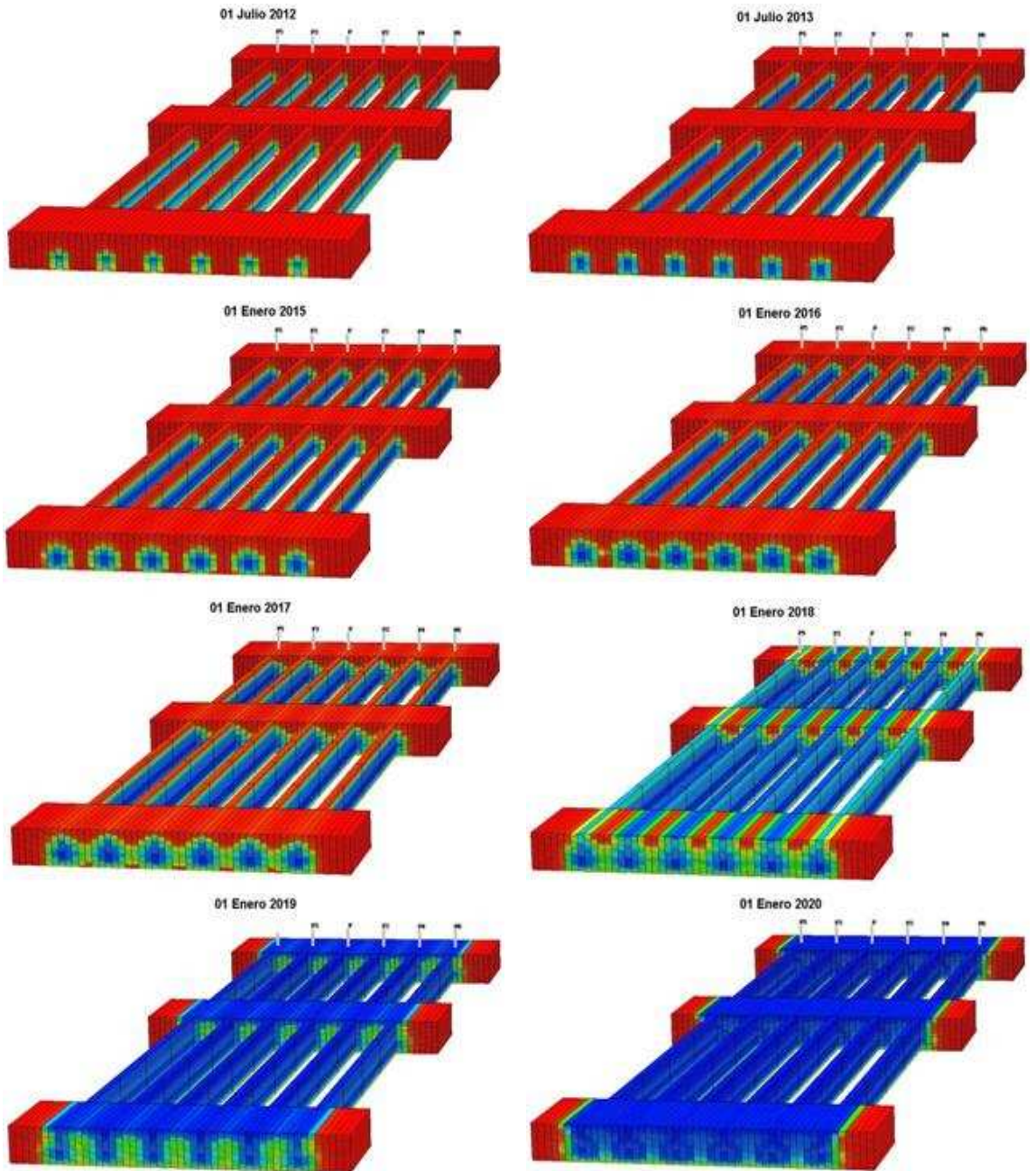


Tabla 39. Parámetros de evaluación del proceso SAGD en la producción de un campo.

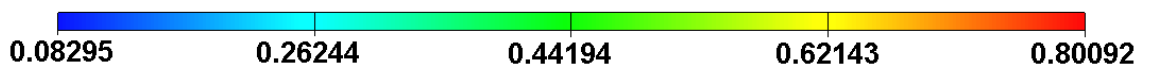
Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	NCOPS (MMSTB)	CSOR	FR (%)	FR neto (%)
15.675	42.565	12.855	2.79	70.31	57.66

Figura 20. Vista 3D del campo simulado con cortes para observar el crecimiento de la cámara de vapor





Oil Sat



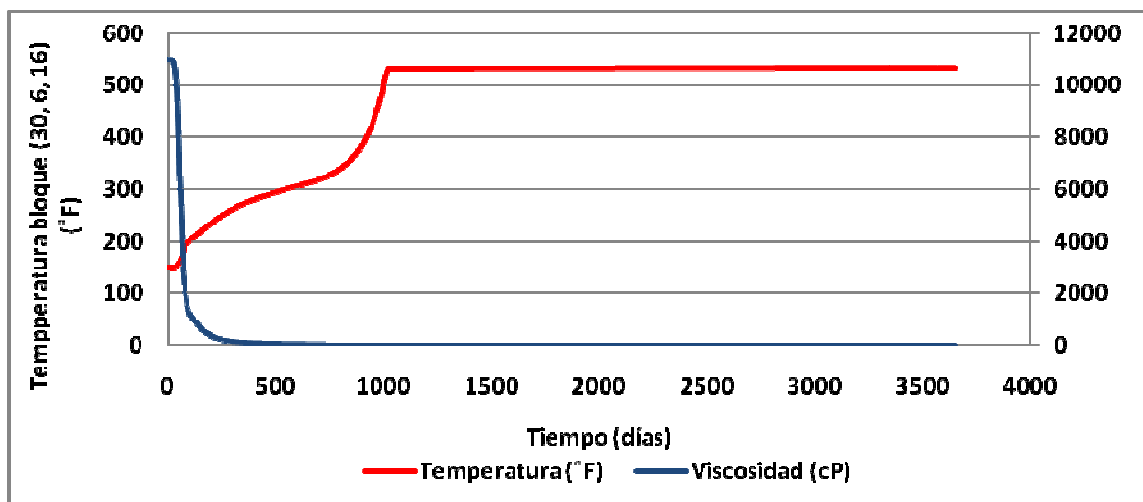


En la figura 20 se observa que en los tres primeros meses donde hubo precalentamiento, aumentó la saturación de agua en la cercanía de los pozos, debido al vapor inyectado, incrementando la energía del yacimiento; al empezar la extracción de fluidos por los pozos productores, las cámaras de vapor inician barriendo las zonas entre cada par de pozos inyector-productor. Las cámaras de vapor avanzaron con mayor velocidad lateralmente que verticalmente, debido a que la permeabilidades horizontales son mayores a las verticales, generándose la figura de triángulo invertido que plantea la teoría del modelo SAGD.

Cuando las cámaras se conectan entre sí, se obtiene el efecto que se busca con la implementación de este tipo de arreglos de varios pares de pozos en un reservorio, el cual es aumentar el área de drenaje de los pozos, disminuyendo la saturación de aceite hasta alcanzar la saturación residual de este, para obtener un mayor recobro de este tipo de yacimientos.

Al final del tiempo simulado se observa un barrido casi total de la zona aledaña a los pozos y la saturación de aceite es aproximadamente de 0.08 que es la saturación residual de aceite para este yacimiento.

Gráfica 26. Comportamiento de la temperatura y viscosidad en el campo simulado.

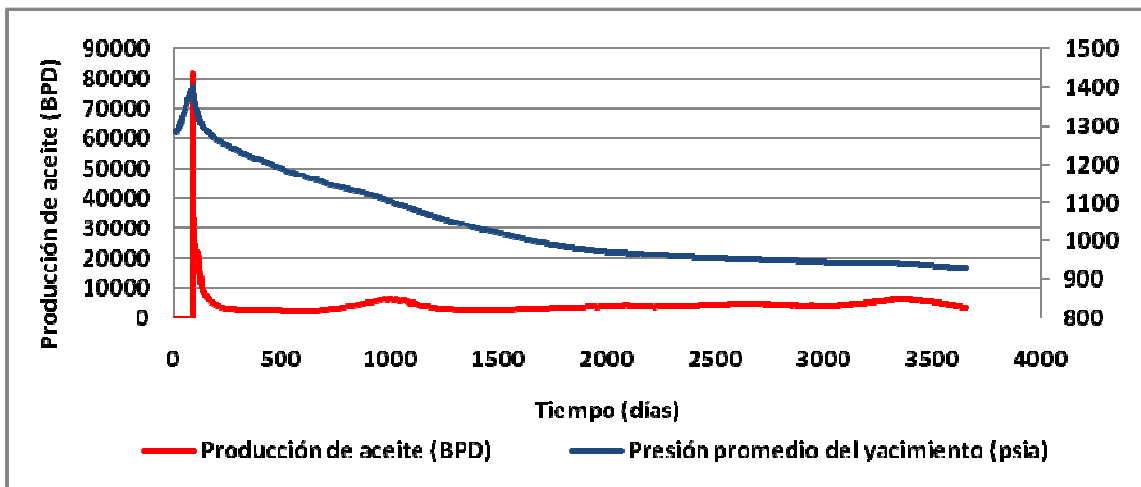


En la gráfica 26 se observa que para mejorar la movilidad del crudo del yacimiento, se necesita tan solo de un pequeño aumento de la temperatura del yacimiento; en esta celda la viscosidad disminuyó en los primeros días, ya que ésta se encuentra muy cerca de un pozo inyector, pero el comportamiento es el



mismo para todos los bloques, al calentarse el bloque disminuye la viscosidad hasta un punto donde la viscosidad se mantiene constante en un valor bajo de aproximadamente 2 cP y llevando la temperatura del yacimiento hasta un valor aproximadamente igual al valor de la temperatura de inyección (550 °F).

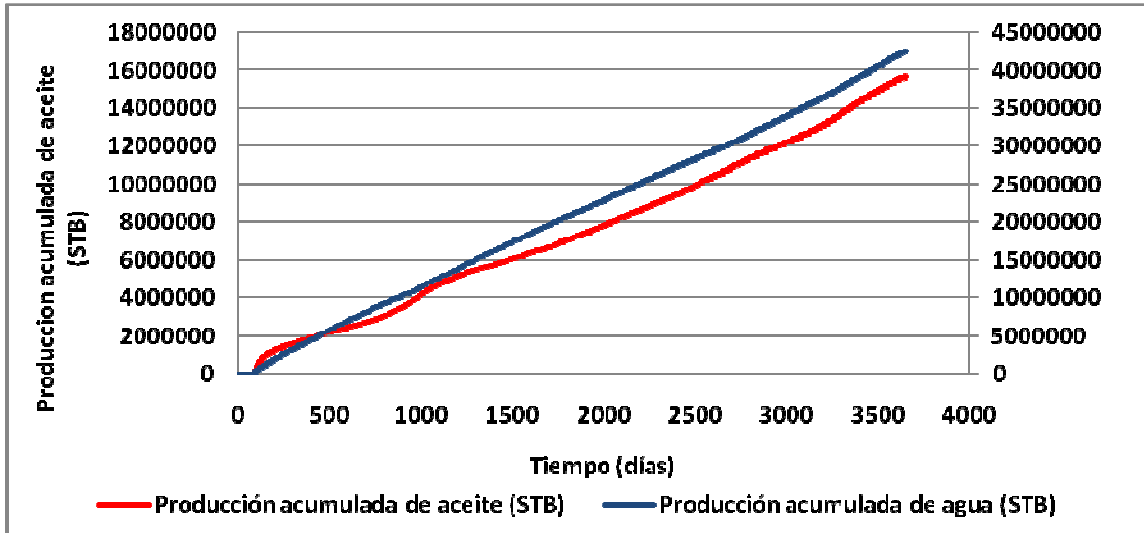
Gráfica 27. Comportamiento de la producción de aceite y presión promedio del yacimiento simulado



En la gráfica 27 se observa que en los tres primeros meses de precalentamiento no hubo producción y que la presión aumentó desde la presión de yacimiento de 1300 psia hasta 1400 psia. Cuando se abrieron los pozos a producción, la producción de aceite alcanzó un pico de 80000 BPD en los dos primeros días de producción, que corresponde al aceite calentado en la etapa de precalentamiento. Una vez extraído este aceite, la producción declina abruptamente, produciéndose el petróleo que es calentado por el vapor que se está inyectando, esto genera una producción de aceite por baches como se observa en la gráfica. En promedio se tiene una producción de 4500 BPD después de la mayor producción inicial. La presión fue decayendo a partir de la apertura de los pozos productores, con una pendiente suave hasta llegar a un valor cercano a la presión de los pozos productores (931 psi).

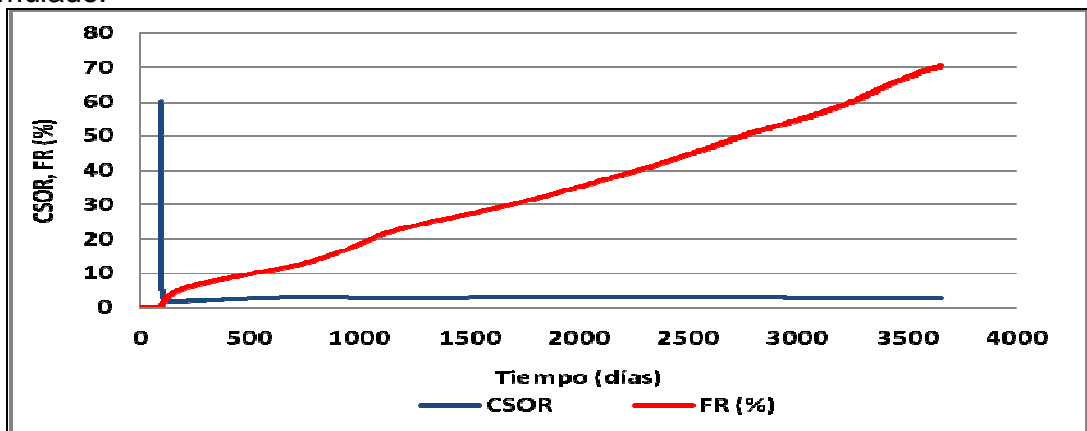


Gráfica 28. Comportamiento de la producción acumulada de aceite y de agua en el campo simulado



La producción de fluidos empezó a los 3 meses del proceso simulado, con un alto caudal al inicio, por lo que se observa una pendiente inicial alta en la producción acumulada de aceite. Al igual que en la gráfica anterior, se observa la producción por baches de aceite, que se representan en los cambios de pendiente de la curva de aceite. Mientras que la producción acumulada de agua se mantiene con una pendiente casi constante a lo largo del tiempo simulado, debido a que la inyección de agua en forma de vapor es constante durante todo el proceso (ver gráfica 28).

Gráfica 29. Comportamiento del CSOR y del factor de recobro del campo simulado.





EL factor de recobro presenta un comportamiento similar a la producción acumulada de aceite, ya que entre estas variables existe una relación directamente proporcional; el factor de recobro que se obtuvo al final del proceso fue de 70.31 % que coincide con el rango planteado en la literatura, mostrando así la eficiencia técnica del proceso SAGD simulado. El CSOR al inicio de la producción muestra valores altos debido a que se tuvieron altos costos en la inyección de vapor y la producción de aceite era nula. En los primeros días de producción, el CSOR disminuyó drásticamente debido al alto caudal registrado en los primeros días, para posteriormente mantenerse casi constante y finalizando con un valor de 2.79, siendo este valor el indicador para concluir que el proceso SAGD en este modelo simulado es eficiente económicamente (ver gráfica 29).



CONCLUSIONES

- Los rangos de los parámetros de yacimiento que influyen en proyectos de recuperación mejorada de crudos pesados con el proceso SAGD encontrados en el estudio se encuentran en la tabla 40.

Tabla 40. Rangos de los parámetros de yacimiento obtenidos

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

- Los rangos obtenidos de los parámetros de operación del proceso SAGD en el yacimiento tomado como modelo se encuentran en la tabla 41

Tabla 41. Rangos de los parámetros de operación del proceso SAGD obtenidos.

PARÁMETROS	VALOR
Distancia vertical entre pozos (ft)	10 – 50
Caudal de inyección (BPD)	1500 – 4000
Temperatura de inyección (°F)	200 – 600
Calidad del vapor (%)	65 – 85
Pwf pozo productor (psi)	100 – 1100
Longitud horizontal de pozos (ft)	1200 – 2700

Los rangos de los parámetros de temperatura, calidad del vapor y Pwf analizados en este estudio resultaron favorables debido a que estos parámetros no limitan en gran medida el proceso SAGD y estos factores son limitados por su generación en un campo real.



- Los valores de las condiciones de operación optimizados para el yacimiento base que se obtuvieron son mostrados en la tabla 42, junto con el incremento de la producción que generó cada sensibilidad optimizada con respecto a la producción en frío,

Tabla 42. Incremento de la producción acumulada con la optimización de los parámetros operacionales del proceso SAGD.

Parámetros optimizados	Valor	Producción acumulada de aceite (MMSTB)	Incremento del Npo con la optimización (MMSTB)
Caso base producción en frío Un (1) pozo		0.061	
Caso base producción en frío Dos (2) pozos		0.111	0.049
Caso base con SAGD		1.855	1.744
Distancia vertical entre pozos (ft)	30	2.425	0.570
Caudal de inyección (BPD)	2000	2.425	0.000
Temperatura de inyección (°F)	550	2.444	0.018
Calidad del vapor (%)	85	2.497	0.054
Pwf pozo productor (psi)	900	2.502	0.004
Longitud horizontal de pozos (ft)	2700	2.706	0.205
SAGD con precalentamiento		2.818	0.111

Con la optimización de las condiciones de operación del modelo planteado se logró una producción acumulada de aceite de 2.818 MMSTB, un factor de recobro de 42.11%, un CSOR de 2.59, lo que hace tanto técnica como económicamente viable la implementación del proceso SAGD para un yacimiento con las características planteadas.

- Al analizar los efectos del precalentamiento y remojo en un proceso de SAGD se encontró que el precalentamiento es favorable para recuperar reservas de crudos pesados en un menor tiempo y el remojo genera un efecto adverso haciendo menos eficiente el proceso.



- Se observó que la distancia horizontal entre pares de pozos tiene que ser un valor adecuado, en el caso analizado de 140 ft para que la interacción de las cámaras de vapor realicen el barrido del aceite de la forma más efectiva posible tanto técnica como económicamente.
- Al plantear el desarrollo de un campo con las características del caso base aplicándole el proceso SAGD, usando seis pares de pozos se obtuvo una producción acumulada de 15.675 MMSTB, un factor de recobro de 70.31 %, y un CSOR de 2.79, lo que ratifica que este proceso es eficiente para el desarrollo de campos de crudo pesado.
- Con los resultados obtenidos en este estudio se establece una guía para la selección de yacimientos de crudos pesados candidatos a la aplicación de SAGD y una metodología para la optimización de las condiciones de operación en un yacimiento definido.
- La tecnología del SAGD muestra un considerable potencial para incrementar la recuperación de crudo pesado, debido a las grandes reservas de este tipo de crudos y por el reciente aumento en la demanda de aceite que existe en el planeta.



RECOMENDACIONES

- En las simulaciones del proceso SAGD se recomienda realizar un análisis económico, para acompañar la secuencia de optimización, incorporando consideraciones financieras y técnicas para el diseño de un proyecto con este proceso.
- Para una evaluación completa del proyecto SAGD, 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.
- Realizar este análisis de sensibilidades teniendo en cuenta la heterogeneidad de un yacimiento real.
- Plantear una grilla más compleja para el estudio (PEBI: Bisección perpendicular), con un mayor número de celdas, que permitan visualizar mejor el comportamiento de las cámaras de vapor.
- 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 asfaltenos del crudo en el modelo del proceso SAGD.



BIBLIOGRAFÍA

- BUTLER, Roger. M. Distinguished Author Series: SAGD Comes of AGE! JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM TECHNOLOGY, (1998). 37(7), 9-12.
- CHARRY, Miguel Andrés y ROJAS, Melquisedec – “Simulación de yacimientos de gas condensado usando un simulador composicional”. UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA. 2005
- DONNELLY, J.K. y CHMILAR, M.J. (Junio, 1995). The Commercial Potential of Steam Assisted Gravity Drainage. Paper SPE 30278-MS. SPE International Heavy Oil Symposium. Calgary, Canada
- FAROUQ ALI, S.M. y JONES, J.A. Practical Heavy Oil Recovery. Universidad de Alberta (Canadá). 1997.
- 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.
- LLAGUNO, P.E; MORENO, F; GARCÍA, Z; MÉNDEZ, Z y ESCOBAR, E. (Junio, 2002) A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications. Artículo (2002-124) presentado en Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary AB 11-13.
- 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.
- MÁRQUEZ, Claudio et al. Objetivos de la aplicación de los métodos EOR [online]. Monografías.com. Marzo 2007. Disponible en la Internet: URL:<http://www.monografias.com/trabajos44/polimeros/polimeros.shtml>
- VINACHI Michael. Criterios para la aplicación exitosa de SAGD (Parte I). [Online]. Enero 2008. Disponible en la Internet: URL: <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>
- VINACHI Michael. Criterios para la aplicación exitosa de SAGD (Parte II). [Online]. Enero 2008. Disponible en la Internet: URL: <http://simulador-de-yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de.html>



yacimientos.blogspot.com/2008/01/criterios-para-la-aplicacin-exitosa-de_26.html

- 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.
- PIÑA, José; BASHBUSH, Jos. y FERNANDEZ, Edgar. Applicability of SAGD in Eastern Venezuela reservoirs (PDF 460). 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.
- SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; pagina 903 - 970, 2009.
- SCHLUMBERGER, ECLIPSE Reference Manual 2006.1; pagina 903 - 970, 2009.
- SINGHAL, A.K; DAS, S.K; LEGGITT, S.M; KASRAIE, M; y ITO, Y. (Noviembre, 1996). Screening of Reservoirs for Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex. Paper SPE 37144. International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Canada