



**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA THAI “TOE TO HEEL AIR INJECTION”**

**WILLIAM FERNANDO MONTAÑA OVIEDO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2010**



**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA THAI “TOE TO HEEL AIR INJECTION”**

**WILLIAM FERNANDO MONTAÑA OVIEDO**

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  
2010**



**Nota de aceptación**

---

---

---

**Presidente del Jurado**

**Jurado**

**Jurado**

**Neiva, Febrero de 2010**



## DEDICATORIA

**Especialmente a YHVH mi Abba Kadosh, pilar fundamental de mi vida quien permitió el desarrollo de este documento y quien me dió la fuerza, valentía y sabiduría necesaria para terminar la carrera, a mi esposa Rocío del Pilar Gutiérrez Osorio quien me brinda su ternura y amor incondicional, a mi madre Blanca Lina Oviedo Polo y a mi padre Julio Cesar Montaña Gómez quienes me brindaron su apoyo incondicional durante todos los años de mi vida, a mis hermanos Julio Cesar, Diego Alexander, David Mauricio, Kevin Stiven, Cesar Andrés y Claudia Ximena por su comprensión, a mis suegros Julio Cesar Gutiérrez y Blanca Nubia Osorio por sus sabios consejos, a mi amiga Ximena Gutiérrez, a su esposo y a su hijo Santiago Giraldo quien nos dió ejemplo de vida y a todos mis demás familiares que de una u otra forma participaron en mi formación. A todos les deseo que la verdad resplandezca en sus vidas mediante la luz de Y'shúa HaMashíaj.**

**WILLIAM FERNANDO MONTAÑA OVIEDO**



## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

**JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA**, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Director del 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, Director del Grupo de Investigación de Pruebas de Pozos -GIPP y Evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**CARMEN PINZÓN TORRES**, Química y Especialista en Sistemas Dinámicos, Profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, investigadora de Grupo de Comportamiento de Fases - COFA y Evaluadora de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

**ROCÍO DEL PILAR GUTIÉRREZ OSORIO**, estudiante de la Universidad Surcolombiana por su colaboración en el diseño gráfico y a todos los demás compañeros y compañeras que de una u otra forma aportaron para el desarrollo de esta tesis.



## CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
<b>1 MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>20</b>
1.1 CRUDOS PESADOS .....	20
1.2 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO .....	22
1.3 RECOBRO TÉRMICO .....	22
1.3.1 <i>Combustión in situ.</i> .....	23
1.4 TOE TO HEEL AIR INJECTION – THAI PROCESS .....	25
<b>2 MODELO MATEMÁTICO .....</b>	<b>31</b>
2.1 CANTIDAD TOTAL DE AIRE REQUERIDO .....	31
2.1.1 <i>Razón de moléculas de CO<sub>2</sub> a moléculas CO.</i> .....	33
2.1.2 <i>Fracción de oxígeno utilizado.</i> .....	33
2.1.3 <i>Razón de átomos de hidrógeno a átomos de carbono, razón atómica H/C.</i> .....	33
2.1.4 <i>Cantidad de material involucrado en la ecuación estequiométrica en el tubo de combustión.</i> .....	34
2.1.5 <i>Relación entre el combustible quemado y la cantidad de arena quemada en el tubo de combustión.</i> .....	35
2.1.6 <i>Aire total requerido para inyectar en un arreglo de cinco puntos, MMPCS.</i> .....	35



2.2	RATA, VOLUMEN Y PRESIÓN A LA CUAL EL AIRE DEBE SER INYECTADO.....	37
2.2.1	<i>Rata de inyección de aire.</i> .....	37
2.2.2	<i>Volumen de inyección de aire.</i> .....	37
2.2.3	<i>Máxima presión requerida para la inyección de aire.</i> .....	40
2.3	CALOR DE COMBUSTIÓN.....	41
2.4	IGNICIÓN .....	41
2.4.1	<i>Ignición espontánea.</i> .....	41
2.4.2	<i>Ignición artificial.</i> .....	42
2.5	CANTIDAD Y EFICIENCIA DE RECOBRO TOTAL DE ACEITE PRODUCIDO.....	42
2.6	CANTIDAD DE AGUA PRODUCIDA.....	43
2.7	RELACIÓN ENTRE EL ACEITE PRODUCIDO Y EL AIRE INYECTADO ..	44
2.8	RATA MÁXIMA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y DE AGUA.....	44
2.9	REACCIÓN DE COMBUSTIÓN COMPLETA.....	45
2.10	RATA DE REACCIÓN .....	47
2.10.1	<i>Concentración del componente.</i> .....	48
2.10.2	<i>Orden de la concentración del componente.</i> .....	48
2.10.3	<i>Orden en la porosidad.</i> .....	49
2.11	EQUILIBRIO DE DESVIACIÓN DE LA VELOCIDAD DE REACCIÓN....	49



2.12	ECUACIÓN PARA LA CONSERVACIÓN DEL COMPONENTE .....	50
2.13	ECUACIÓN PARA LA CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA .....	51
2.14	ESTABILIDAD DE UNA CORRIDA TÉRMICA.....	51
2.15	VALORES “K” .....	51
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS .....</b>	<b>53</b>
3.1	SIMULADOR .....	53
3.2	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO .....	53
3.3	MODELAMIENTO PVT .....	54
3.4	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO .....	56
3.5	DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN .....	57
3.5.1	<i>Evaluación del comportamiento de las combinaciones de pozos horizontales y verticales. ....</i>	<i>59</i>
3.5.2	<i>Evaluación del comportamiento de las propiedades del yacimiento.....</i>	<i>60</i>
3.5.3	<i>Evaluación del comportamiento de los parámetros operacionales.....</i>	<i>61</i>
3.5.4	<i>Efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI .....</i>	<i>61</i>
3.5.5	<i>Comparación de la producción en frío con la técnica THAI.....</i>	<i>63</i>
3.5.6	<i>Producción de un campo. ....</i>	<i>63</i>
<b>4</b>	<b>EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES..</b>	<b>64</b>
4.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO .....	64
4.1.1	<i>Producción acumulada de aceite (Npo). ....</i>	<i>64</i>
4.1.2	<i>Producción acumulada de agua (Npw). ....</i>	<i>64</i>





4.1.3	<i>Factor de recobro bruto (FR bruto)</i> .....	64
4.1.4	<i>Factor de recobro neto (FR neto)</i> .....	65
4.1.5	<i>Relación aire inyectado acumulado/aceite producido acumulado (AOR)</i> ....	65
4.2	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES</b> .....	66
4.2.1	<i>Evaluación de las combinaciones de pozos horizontales y verticales</i> .....	66
4.2.2	<i>Evaluación del comportamiento de las propiedades del yacimiento</i> .....	73
4.2.3	<i>Evaluación del comportamiento de los parámetros operacionales</i> .....	88
4.2.4	<i>Efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI</i> .....	106
4.2.5	<i>Comparación de la producción en frío con la técnica THAI</i> .....	109
4.2.6	<i>Producción de un campo</i> .....	115
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>124</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>127</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>128</b>



## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Gravedad API y densidad métrica de las diferentes clases de crudo.....	20
Tabla 2. Criterios de selección para aplicar THAI .....	30
Tabla 3. Composición y propiedades físicas del crudo del campo Hamaca.....	55
Tabla 4. Viscosidad real del crudo del campo Hamaca.....	55
Tabla 5. Definición de componentes usados en la simulación. ....	56
Tabla 6. Propiedades del yacimiento base.....	57
Tabla 7. Parámetros operacionales de la técnica THAI.....	57
Tabla 8. Composición del crudo, peso molecular y gas inyectado. ....	58
Tabla 9. Reacciones químicas. ....	58
Tabla 10. Energía de activación, velocidad y entalpía de reacción.....	58
Tabla 11. Configuración de pozos en THAI.....	59
Tabla 12. Propiedades y rangos de yacimientos analizados. ....	61
Tabla 13. Parámetro de operación y rangos analizados. ....	61
Tabla 14. Propiedades para el yacimiento heterogéneo. ....	62
Tabla 15. Descripción de los casos simulados.....	63
Tabla 16. Comportamiento de las combinaciones de pozos.....	66
Tabla 17. Evaluación del espesor del yacimiento. ....	73
Tabla 18. Evaluación de la porosidad del yacimiento. ....	75
Tabla 19. Combustible consumido y tiempo de ignición. ....	77
Tabla 20. Evaluación de la saturación inicial de petróleo.....	78



Tabla 21.	Evaluación de la relación de permeabilidades $K_v/K_h$ .....	80
Tabla 22.	Evaluación de la permeabilidad horizontal del yacimiento. ....	83
Tabla 23.	Evaluación de la presión y profundidad del yacimiento.....	86
Tabla 24.	Evaluación de la rata de inyección de aire. ....	89
Tabla 25.	Evaluación de la presión de fondo fluvente.....	92
Tabla 26.	Evaluación de la longitud del pozo productor.....	95
Tabla 27.	Evaluación de la distancia vertical del pozo productor.....	101
Tabla 28.	Evaluación de la distancia vertical del pozo inyector.....	104
Tabla 29.	Evaluación del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica.....	106
Tabla 30.	Casos simulados para análisis y comparación.....	109
Tabla 31.	Evaluación de los casos simulados.....	109
Tabla 32.	Propiedades del campo en estudio. ....	115
Tabla 33.	Parámetros operacionales optimizados de la técnica THAI. ....	116
Tabla 34.	Parámetros de evaluación de la técnica THAI en la producción de un campo. ....	116
Tabla 35.	Rangos de los parámetros de yacimiento obtenidos.....	123
Tabla 36.	Rangos de parámetros de operación obtenidos mediante la aplicación de la técnica THAI.....	123
Tabla 37.	Incremento de la producción acumulada con la optimización de los parámetros operacionales de la técnica THAI.....	124



## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Total de reservas de petróleo del mundo .....	21
Figura 2. Zonas formadas durante la combustión convencional .....	24
Figura 3. Representación esquemática de THAI al Inicio de la combustión.....	26
Figura 4. Representación esquemática de THAI con la formación del “sello de gas”.....	28
Figura 5. Representación conceptual de la técnica THAI.....	29
Figura 6. Vista 3D del modelo cartesiano.....	53
Figura 7. Vista transversal Y, Z del modelo base simulado.....	54
Figura 8. Configuración en línea de transporte directo.....	60
Figura 9. Configuración en línea de transporte escalonado. ....	60
Figura 10. Modelo simulado para el yacimiento heterogéneo. ....	62
Figura 11. Modelo simulado del campo.....	63
Figura 12. Vista 3D en saturación de aceite para las combinaciones de pozos.....	67
Figura 13. Vista 3D en temperatura para la selección de pozos. ....	72
Figura 14. Vista 3D en saturación de petróleo variando el espesor del yacimiento.....	74
Figura 15. Vista 3D en saturación de petróleo variando la porosidad del yacimiento.....	76
Figura 16. Vista 3D en diagrama ternario variando la saturación inicial de aceite.....	79
Figura 17. Vista 3D en saturación de aceite variando la relación de permeabilidades $K_v/K_h$ . ....	81



Figura 18. Vista 3D en saturación de aceite variando la permeabilidad del yacimiento.....	84
Figura 19. Vista 3D en saturación de aceite variando presión y profundidad del yacimiento.....	87
Figura 20. Vista 3D en saturación de aceite variando la rata de inyección de aire.....	90
Figura 21. Vista 3D en saturación de aceite variando la presión de fondo fluuyente del pozo productor.....	93
Figura 22. Vista transversal Y, Z en saturación de petróleo variando la longitud del pozo productor.....	96
Figura 23. Vista transversal Y,Z en temperatura variando la longitud del pozo productor.....	100
Figura 24. Vista transversal Y,Z, en saturación de aceite variando la distancia vertical del pozo productor horizontal respecto al tope del yacimiento.....	102
Figura 25. Vista transversal Y,Z en saturación de aceite variando la distancia vertical del pozo inyector respecto al tope del yacimiento.....	105
Figura 26. Vista 3D en saturación de aceite del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.....	108
Figura 27. Vista 3D en temperatura del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.....	108
Figura 28. Vista transversal X,Y,Z, de los casos simulados.....	111
Figura 29. Vista 3D en saturación de aceite de los casos simulados en diferentes periodos de tiempo.....	116



## LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Requerimiento de aire para inyectar en un proyecto de combustión in-situ.....	38
Gráfica 2. Viscosidad real del crudo campo Hamaca. ....	55
Gráfica 3. Diagrama de fases PVT. ....	56
Gráfica 4. Evaluación del comportamiento de las combinaciones de pozos. ....	67
Gráfica 5. Producción instantánea de petróleo.....	68
Gráfica 6. Producción instantánea de gas.....	69
Gráfica 7. Producción acumulada de petróleo.....	69
Gráfica 8. Producción acumulada de gas.....	70
Gráfica 9. Producción instantánea de oxígeno.....	71
Gráfica 10. Producción instantánea de dióxido de carbono.....	71
Gráfica 11. Evaluación del comportamiento del espesor del yacimiento.....	73
Gráfica 12. Evaluación del comportamiento de la porosidad del yacimiento.....	76
Gráfica 13. Combustible consumido y tiempo de ignición.....	77
Gráfica 14. Evaluación del comportamiento de la saturación inicial de petróleo.....	78
Gráfica 15. Evaluación del comportamiento de la relación de permeabilidades.....	81
Gráfica 16. Evaluación del comportamiento de la permeabilidad horizontal del yacimiento.....	83
Gráfica 17. Evaluación del comportamiento de la presión del yacimiento.....	86
Gráfica 18. Evaluación del comportamiento de la profundidad del yacimiento.....	87
Gráfica 19. Evaluación del comportamiento de la rata de inyección de aire. ....	89



Gráfica 20.	Evaluación del comportamiento de la presión de fondo fluyente.....	92
Gráfica 21.	Evaluación del comportamiento de la longitud del pozo productor.....	95
Gráfica 22.	Producción de gas instantánea.....	97
Gráfica 23.	Producción acumulada de gas.....	97
Gráfica 24.	Producción instantánea de petróleo.....	98
Gráfica 25.	Producción acumulada de petróleo.....	98
Gráfica 26.	Producción instantánea de oxígeno.....	99
Gráfica 27.	Producción instantánea de dióxido de carbono. ....	99
Gráfica 28.	Factor de recobro neto.....	100
Gráfica 29.	Evaluación del comportamiento de la distancia vertical del pozo productor.....	102
Gráfica 30.	Evaluación del comportamiento de la distancia vertical del pozo inyector.....	104
Gráfica 31.	Evaluación del comportamiento de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.....	107
Gráfica 32.	Comparación del factor de recobro y del AOR en el análisis del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.....	107
Gráfica 33.	Evaluación del comportamiento de los casos simulados.....	110
Gráfica 34.	Comparación de la producción acumulada de petróleo y del factor de recobro para los casos simulados.....	110
Gráfica 35.	Comportamiento de la temperatura para los casos simulados en el bloque (15, 6,10).....	113
Gráfica 36.	Comportamiento de la viscosidad del crudo para los casos simulados en el bloque (15, 6, 10).....	113
Gráfica 37.	Producción acumulada de petróleo obtenida en los casos simulados.....	114



Gráfica 38.	Petróleo remanente obtenido en los casos simulados.....	114
Gráfica 39.	Factor de recobro obtenido en los casos simulados.....	115
Gráfica 40.	Remanente de petróleo, producción instantánea y acumulada de petróleo y dióxido de carbono.....	119
Gráfica 41.	Comportamiento de la viscosidad del crudo y la temperatura del yacimiento en el bloque (15,6,10).....	120
Gráfica 42.	Producción instantánea y acumulada de gas y oxígeno.....	121
Gráfica 43.	Comportamiento del factor de recobro, AOR, del combustible consumido en la combustión y de la presión promedio del yacimiento.....	121





## RESUMEN

Esta investigación está diseñada para verificar resultados expuestos en la literatura técnica petrolera sobre la implementación de técnicas de recobro de crudo pesado y bitumen, y como complemento de algunas investigaciones realizadas previamente. En este documento se presenta el estudio y análisis de la evaluación del comportamiento de un yacimiento de crudo pesado mediante la técnica THAI por sus siglas en inglés (Toe-To-Heel Air Injection) que traduce inyección de aire desde el dedo hasta el talón del pozo productor horizontal. La simulación fue realizada en un simulador termal (Eclipse-Office), teniendo en cuenta que este proceso es de recuperación térmica, aplicado en crudos pesados y bitumen donde es necesario involucrar variables termodinámicas, termoquímicas, químicas, fisicoquímicas y estequiométricas.

En la primera parte del contenido de esta investigación se analiza la selección de la configuración de pozos más exitosa para implementar en un piloto. Se debe mencionar que este estudio no es para contradecir la investigación realizada por los doctores Xia y Greaves en el paper de la SPE 75137; si se presentan algunos resultados diferentes es por causa del tipo de yacimiento escogido para el estudio base. Posteriormente al obtener el resultado del análisis anterior se evalúa y analiza el impacto que tienen algunas propiedades importantes de los yacimientos de crudos pesados en el recobro, tales como espesor, porosidad, saturación inicial de aceite, relación de permeabilidades, permeabilidad horizontal, profundidad y presión de yacimiento, con el fin de verificar los rangos de estos parámetros reportados en la literatura de proyectos exitosos y obtener las condiciones ideales de yacimiento para la implementación de la técnica THAI.

La segunda parte consiste en el estudio de las condiciones operacionales de la técnica THAI en un yacimiento definido, con el fin de ilustrar la forma como se pueden optimizar los proyectos de recobro térmico con implementación de la tecnología. Los parámetros analizados en esta parte fueron la rata de inyección de aire, la longitud del pozo productor horizontal, la distancia vertical del pozo productor respecto al tope del yacimiento y la distancia vertical del pozo inyector respecto al tope del yacimiento.

Como tercera parte se diseñó un yacimiento con dos capas continuas productoras para analizar el efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI, donde se analizó el impacto en el recobro y en la producción de crudo. También se comparó el comportamiento de la producción del yacimiento de crudo pesado en producción en frío, con el mismo yacimiento aplicándole la técnica THAI. Por último se diseñó un yacimiento con dos pares de pozos para analizar el comportamiento de la técnica en un campo.



## ABSTRACT

This research was developed to verify the results presented in literature about implementation of recovery techniques on heavy oils and bitumen, and as a complement of some research projects previously developed. In this document it's presented the study, analysis and evaluation of the behavior for a heavy oil reservoir using the THAI (Toe-To-Heel Air Injection) technique for horizontal wells. This simulation was performed using the thermal simulator (Eclipse-Office), keeping in mind that this is a thermal recovery process, applied to heavy oils and bitumen where is necessary to involve thermo-dynamical, thermo-chemical, chemical and stequiometrical variables.

The first part of this research analyzes the best successful configuration techniques for the wells in order to implement a pilot test. It must be mentioned that this study does not want to contradict the research developed by Xia and Greaves in the SPE paper 75137, if there is any disagreements on the results between that paper and this study, it's because of the reservoir type chosen for the base of this particular study. After the results are obtained from the previous analysis, some key heavy oil reservoir properties are evaluated and analyzed, such as thickness, porosity, initial oil saturation, permeability ratio, horizontal permeability, depth and reservoir pressure; in order to verify the range of this calculated parameters, reported in the literature of successful projects and obtain ideal conditions in a reservoir for the THAI technique implementation.

The second part of this study consist on the study of the operating conditions for the THAI technique in a well defined reservoir, in order to show how some thermal recovery projects can be improved adding this technology to the existent package. The analyzed parameters in this part were the injection rate of air, length of the horizontal well, vertical distance between the producing well from the top of the reservoir and the vertical distance of the injecting well from the top of the reservoir.

The third part consisted on design a two continuous producing layer reservoir to analyze the effect of the heterogeneity in the development of the THAI technique, where the impact on the production and recovery were analyzed. Also the production behavior of the heavy oil reservoir was compared with the production in cold, with the same designed reservoir using the THAI technique. Finally a reservoir with two pairs of wells was designed to analyze the behavior of this technique in an oil field.



## INTRODUCCIÓN

La gran demanda de energía fósil que presentan numerosos países en vía de desarrollo y el consumo permanente de países desarrollados y subdesarrollados, exigen a las compañías petroleras aumentar la producción de crudo para satisfacer las necesidades energéticas. Desde hace más de siglo y medio aproximadamente, las compañías petroleras están extrayendo petróleo ocasionando una caída proporcional en las reservas, provocando lo que conocemos como “crisis energética”.

La mayor parte de petróleo consumido en décadas ha sido convencional, debido a que la extracción del crudo pesado y del bitumen exige alta tecnología que, inclusive hoy en día, no se tiene. Sin embargo, las múltiples investigaciones y adelantos científicos de compañías petroleras para obtener nuevas tecnologías, ha permitido que el petróleo pesado, e inclusive el bitumen, pueda extraerse de tal manera que sometiéndose a un proceso térmico se convierta en petróleo de baja viscosidad y su producción sea “fácil” y rentable.

Las reservas mundiales de crudo están en un 70% para crudo pesado, extrapesado y arenas bituminosas y el 30% restante es de crudo convencional (Schlumberger, 2007), y sumado a esto la enorme demanda de energía, obliga a las compañías petroleras a encontrar nuevas maneras de obtener energía alternativa, y a desarrollar tecnologías capaces de extraer y producir rentablemente las enormes reservas de petróleo pesado. La energía alternativa ha dado pasos gigantescos pero aun se presentan muchos problemas y limitaciones; la energía fósil sigue siendo la principal fuente abastecedora de energía, por esto, es necesario implementar técnicas para el recobro exitoso de crudo pesado y bitumen.

La técnica THAI (Toe-To-Heel Air Injection), es una técnica de recobro térmico que cumple con el principio de entregar calor al crudo para reducir su viscosidad y aumentar la movilidad como también con el principio operacional de desplazamiento corto que permite al crudo móvil ser producido inmediatamente, evitando que viaje a través de la zona de aceite frío lo cual es una de las causas principales del fracaso de técnicas de recobro térmico existentes.

Según las numerosas corridas de simulación y de las pruebas piloto implementadas, información extraída de revisiones bibliográficas de diferentes universidades y congresos, han demostrado la rentabilidad y el alto recobro que se obtiene con la aplicación de la técnica THAI. Sin embargo, actualmente se están haciendo estudios adicionales de sensibilidad y operacionales para mejorar sus resultados.



## 1 MARCO TEÓRICO

### 1.1 CRUDOS PESADOS

Como concepto general, los petróleos densos y viscosos son denominados petróleos pesados, que presentan retos de producción especiales pero no insuperables.

El Instituto Americano del Petróleo indica que un yacimiento de crudo pesado es aceptado como tal si tiene alta densidad. Por lo tanto, el crudo pesado es aquel que tiene un rango de densidad entre 920 y 1010 kg/m<sup>3</sup> (22.3 y 10.1° API), y el crudo extrapesado tiene una densidad menor a 1000Kg/m<sup>3</sup> (< 10.0° API). Por otro lado, el aceite pesado y el bitumen tienen también otras características como alta viscosidad y baja gravedad °API. “La gravedad API del hidrocarburo líquido varía desde 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo de este espectro que existe entre el petróleo ultrapesado y el petróleo liviano”<sup>1</sup>. El crudo pesado tiene viscosidades entre 1000 y 100000 cp. En el caso del bitumen, esta viscosidad es incluso mucho más alta. La siguiente tabla 1 le dará al lector un concepto mucho más amplio de los crudos pesados en función de la gravedad y densidad.

Tabla 1. Gravedad API y densidad métrica de las diferentes clases de crudo

DENSIDAD MÉTRICA		GRAVEDAD API	
LIVIANO	800	45°	LIVIANO
		35°	31.1°
		30°	MEDIO
PESADO	925	25°	22.3°
		20°	PESADO
		10°	10°
		5°	EXTRA PESADO (bitumen)

Fuente: Paper SPE 102460, 2006, p. 6.

El petróleo pesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero en el mundo las

<sup>1</sup> Curtis, Carl et al. Yacimientos de crudo pesado. Venezuela: 2002. p. 33.



reservas están alrededor de 30% para crudo convencional y 70% para crudo pesado, extrapesado y bitumen. Esta última cifra porcentual equivale en reservas volumétricas a una cantidad que oscila entre 9 y 13 trillones de barriles como se ilustra en la figura 1:

Figura 1. Total de reservas de petróleo del mundo



Fuente: “La importancia del petróleo pesado”, <http://www.slb.com/>. 29/12/07

Esta enorme cantidad de reservas de crudo pesado junto con los altos precios de energía no renovable, la merma del suministro de petróleo y la necesidad de restituir las reservas hace que este aceite merezca una atención más esmerada. “Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comporta un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomaría una compañía petrolera”<sup>2</sup>.

En el mundo se tienen ejemplos de reservas de este tipo de crudo, como en Canadá, Venezuela, China, Indonesia y en la Unión Soviética. En los Estados Unidos, se tienen reservas alrededor de 125 billones de barriles. Esto obviamente representa un proyecto muy atractivo para las compañías que pudieran operar campos económicamente viables.

<sup>2</sup> Curtis, Carl et al, Op. Cit., p. 32.



## 1.2 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO

Los métodos de recobro mejorado se dividen en dos: recuperación secundaria y recuperación terciaria. En ambos las reservas se producen usando energía adicional.

Para la recuperación secundaria la energía es suministrada al yacimiento por técnicas convencionales tales como inyección de agua, inyección de gas, inyección de agua alternada con gas (WAG), inyección de agua después de inyectar gas, inyección de agua en una capa de gas secundaria, pulsaciones de presión, inyección de gas con drenaje gravitacional e inyección cruzada con perforación de relleno.

En la recuperación terciaria para poder suministrarle energía al yacimiento se deben alterar las propiedades de rocas y fluidos in-situ. Los métodos que hacen parte de este grupo donde se alteran las propiedades del yacimiento son: los procesos químicos como inyección de polímeros, inyección alcalina e inyección de surfactantes; Los métodos miscibles como inyección de solventes hidrocarburos, alcohol, polímeros e inyección de CO<sub>2</sub> miscible; el método de desplazamiento inmisible con CO<sub>2</sub>; los métodos de inyección de bacterias y los métodos térmicos como inyección cíclica y continua de vapor, empuje con vapor y combustión in-situ.<sup>3</sup>

Recientemente hay interés mundial en la aplicación de métodos térmicos. Tanto inyección de vapor como combustión in-situ han sido probados en plantas piloto y unidades comerciales. Yacimientos que contengan aceite de aproximadamente 8 – 25° API son particularmente apropiados para la aplicación de estos métodos de recobro y especialmente si la formación es caracterizada con un alto grado de porosidad.

## 1.3 RECOBRO TÉRMICO

Este método de recuperación terciaria, como se mencionó anteriormente es particularmente apropiado para crudos viscosos, ya que el principio básico del proceso es la aplicación de calor al yacimiento con el fin de aumentar la temperatura de la roca significativamente para mejorar el desplazamiento del crudo al reducir su viscosidad.

---

<sup>3</sup> ESCOBAR, Fredy Humberto. 2006. Aspectos fundamentales de Recobro Secundario y Terciario; primera edición. Colombia, Universidad Surcolombiana. p.17.



El recobro térmico se define como un proceso por el cual, intencionalmente, se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos, con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos. Este método no solo incrementa el factor de recobro, sino que también mejora la recuperación del aceite en cuanto a gravedad API, para traerlo a superficie a una calidad favorable mientras al mismo tiempo toma ventaja de los efectos de destilación del vapor.

Existen diversos métodos que involucran la inyección de calor al yacimiento: inyección de fluidos calientes, como el agua, aire, gas natural, dióxido de carbono, gases de combustión y solventes. Algunos de éstos son calentados en superficie y posteriormente inyectados teniendo en cuenta las pérdidas de calor durante todo el recorrido.

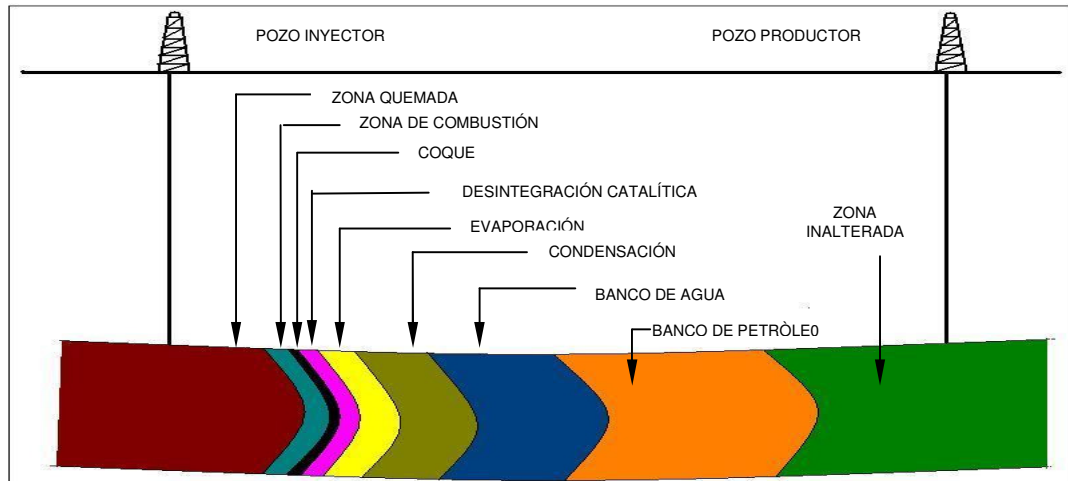
### **1.3.1 Combustión in situ.**

También conocida en inglés como “fireflooding”, es un método de movilización de los petróleos de alta viscosidad. Se trata de un proceso que implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la combustión in situ en un yacimiento, denominadas combustión convencional o hacia adelante “forward combustion” y combustión en reverso o contra corriente “reverse combustion”. En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada combustión húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en combustión húmeda normal, incompleta y superhúmeda. Las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciéndose así los costos del proceso. La combustión mejora el petróleo crudo mediante el craqueo o separación de las moléculas pequeñas respecto de las grandes. En la mayor parte de los intentos de aplicación en el campo, se observó que el proceso era inestable. No obstante, en Rumania, la operación de combustión in situ de gran escala llevada a cabo en el campo Suplacu de Barcau, funciona desde el año 1964.

En la combustión in situ convencional el aire inyectado y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores. Durante este proceso se forman dentro del yacimiento varias zonas perfectamente diferenciables las cuales se indican en detalle en la figura 2. Estas zonas se originan por las altas temperaturas generadas dentro del medio poroso, el cual se encuentra saturado inicialmente con agua, petróleo y gas.



Figura 2. Zonas formadas durante la combustión convencional<sup>4</sup>



Fuente: "Recuperación térmica del petróleo", 1993, p. 9-10.

Los mecanismos que actúan durante este proceso son muy variados, destacándose el empuje por gas, los desplazamientos miscibles, la vaporización y condensación. Tales mecanismos son auxiliados por importantes reacciones, como la oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización, las cuales ocurren simultáneamente en las zonas de combustión, coque y desintegración catalítica indicadas en la figura 2. En estas zonas ocurre también un incremento en la presión debido principalmente al volumen de los fluidos por expansión térmica, lo cual produce un aumento de la tasa de flujo hacia los pozos productores.

La combustión in situ es quizás el método de recobro mejorado más prometedor que existe, pese a la existencia de gran cantidad de incertidumbres propias de un proceso en el que intervienen gran cantidad de variables y fenómenos físicos, químicos y termodinámicos. Sin embargo, la inyección de vapor ha tenido resultados más favorables que los procesos de combustión in situ (ISC), a pesar que este último es más eficiente desde el punto de vista térmico y puede ser aplicado en un rango más amplio de condiciones iniciales.<sup>5</sup>

Debido a esta problemática los procesos ISC han limitado su expansión comercial. Estos inconvenientes tienen que ver con la estabilidad y control del frente de

<sup>4</sup> Alvarado, Douglas.1993. Curso de formación avanzada: "Recuperación Térmica de Petróleo". primera edición. Neiva –Huila, Universidad Surcolombiana. p. 1–10.

<sup>5</sup> Alvarado, Douglas.1993. Curso de formación avanzada: "Recuperación Térmica de Petróleo". primera edición. Neiva –Huila, Universidad Surcolombiana. p. 1–10. Ibid. ,. p. 1-8, 1-9.





combustión, bajas eficiencias de barrido, problemas de corrosión, producción de gases de chimenea y otros problemas operativos.

A pesar de estas limitaciones, un nuevo horizonte se ha abierto al incorporar tecnologías de producción e inyección a través de pozos horizontales, bombas de alta capacidad y tolerancia y simulación avanzada de yacimientos. Esta sinergia tecnológica ha promovido el desarrollo de nuevos procesos de recobro mejorados, como el Steam Assisted Gravity Drainage – SAGD, Vapor and Solvent Extraxtion – VAPEX y Toe to Heel Air Injection – THAI process.

La incorporación de los pozos horizontales (productores e inyectoros), permite alcanzar altas tasas de inyección y producción, con altas eficiencias de barrido y minimizando los efectos adversos previamente mencionados, dando así origen a una nueva gama de procesos considerados como procesos de desplazamiento corto, en el campo de la inyección de vapor con SAGD y más recientemente en el campo de la combustión in situ, en la forma de tecnologías como Override Split-production Horizontal-well – COSH process, Segregated In-Situ Combustion – SISC process y Toe to Heel Air Injection - THAI process. Esta última tecnología ha sido concebida, como una solución a la problemática de la combustión in situ convencional la cual podría llegar a proveer la respuesta al recobro de gigantescos recursos aún por recuperar, en el campo de los crudos pesados y bitúmenes.<sup>6</sup>

#### 1.4 TOE TO HEEL AIR INJECTION – THAI Process

En 1999 el doctor M. Greaves<sup>7</sup> en la Universidad de Bath, Inglaterra, en una celda de combustión de acero inoxidable, de 0.01 m<sup>3</sup> (metros cúbicos) de volumen, realizó estudios de combustión experimental.

Tres crudos diferentes fueron usados en la prueba. Para ver la eficacia de THAI se investigó en la prueba crudo pesado, mediano y liviano. El resultado fue que la técnica THAI no puede aplicarse a un yacimiento de crudo liviano porque no mantiene la combustión in situ. Esta sería la confirmación poderosa de la robustez de la técnica en yacimientos de crudo pesado. Además, fue considerado que el proceso sería especialmente aplicable a los crudos medianos, en el alcance 18 a 24 °API y con una saturación residual de pesado considerable.

<sup>6</sup> J.J. Guerra A. and J.L. Grosso V. (Octubre, 2005). Segregated In-Situ Combustion Process (SISC) y Toe to Heel Air Injection (THAI), alternativas potenciales de recobro mejorado en campos Colombianos de crudo medio y pesado. Paper ACIPET. Congreso Colombiano de petróleo y gas. Bogotá D.C, Colombia. p. 1.

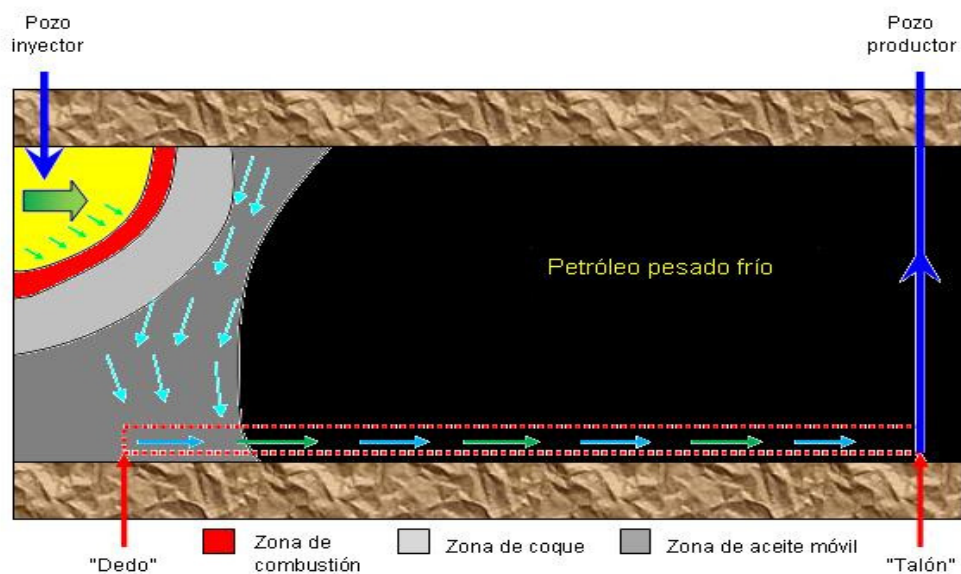
<sup>7</sup> M. Greaves, S. R. Ren y T. X. Xia, (Octubre, 1999). NEW AIR INJECTION TECHNOLOGY FOR IOR OPERATIONS IN LIGHT AND HEAVY OIL RESERVOIRS. Paper SPE 57295. Improved Oil Recovery Conference to be held in Kuala Lumpur. Malaysia.



THAI es una tecnología para el recobro de crudo pesado y bitumen, que combina pozos inyectoros verticales y pozos productores horizontales. Durante el proceso, se crea un frente de combustión que consume parte del crudo presente originalmente en el yacimiento, generando calor y reduciendo con ello la viscosidad del crudo desplazado e induciendo a que éste fluya por gravedad hacia el pozo productor horizontal. El frente de combustión barre la formación desde el dedo hasta el talón del pozo horizontal (Toe-to-Hell), mientras el crudo es parcialmente mejorado in situ. El alto potencial de THAI está en el desarrollo de un frente de combustión estable, en el que las fuerzas gravitacionales, viscosas y cinéticas se combinan para generar un frente de combustión cuasi-vertical, sin el “overriding” del gas inyectado (sobreposición de gases y vapores en la parte más alta de la formación) y mejor aún, con cero ruptura del oxígeno inyectado, beneficiando la operación general, la eficiencia térmica y la eficiencia del barrido del proceso.

El proceso es iniciado entre un pozo inyector vertical y un productor horizontal. El pozo inyector es completado cerca al centro vertical del yacimiento, mientras el pozo productor es completado cerca a la base de la arena. El frente de combustión iniciado cerca al pozo inyector, avanza rumbo al talón (Hell) del pozo productor, como se observa en la figuras 3, 4 y 5.

Figura 3. Representación esquemática de THAI al inicio de la combustión<sup>8</sup>



Fuente: JIP PROPOSAL, 2002, p.5-6.

<sup>8</sup> Joint industry Project proposal, (June, 2002). TOE-TO-HEEL AIR INJECTION – THAI: Maximizing Heavy Oil Recovery & In-situ Upgrading. University of Bath, UK.



El pozo productor proporciona un sumidero de baja presión, que induce en el frente un avance guiado y controlado en la dirección del pozo, primero hacia el dedo (Toe) y posteriormente a lo largo de la sección horizontal hasta alcanzar el talón (Heel).

Bajo estas circunstancias, se ha encontrado que el frente de combustión se propaga de manera estable y vertical, caracterizándose por una eficiencia de barrido relativamente alta. Adicionalmente, el aire fluye a través del frente de combustión vertical, formando gases de combustión tales como CO<sub>2</sub>, CO, vapor de agua, nitrógeno, argón, hidrocarburos gaseosos, etc., cuyas líneas de corriente se doblan en dirección del pozo horizontal, debido al gradiente de flujo creado por la acción de drenaje del pozo productor.

Por otra parte, como la zona de combustión aumenta de tamaño y se aleja de la región del pozo inyector, se propaga hacia la región externa del yacimiento y hacia el dedo (Toe) del pozo horizontal. Ésto causa aumento de temperatura en la vecindad del pozo productor permitiendo que el crudo pesado drene dentro de éste y se lleve a cabo el “cracking” térmico, formando residuos sólidos de coque. Éste residuo se comporta como un “sello de gas” (rectángulo negro en el pozo horizontal de la figura 4) dentro del pozo productor para evitar que el oxígeno inyectado no consumido se canalice y sea producido.

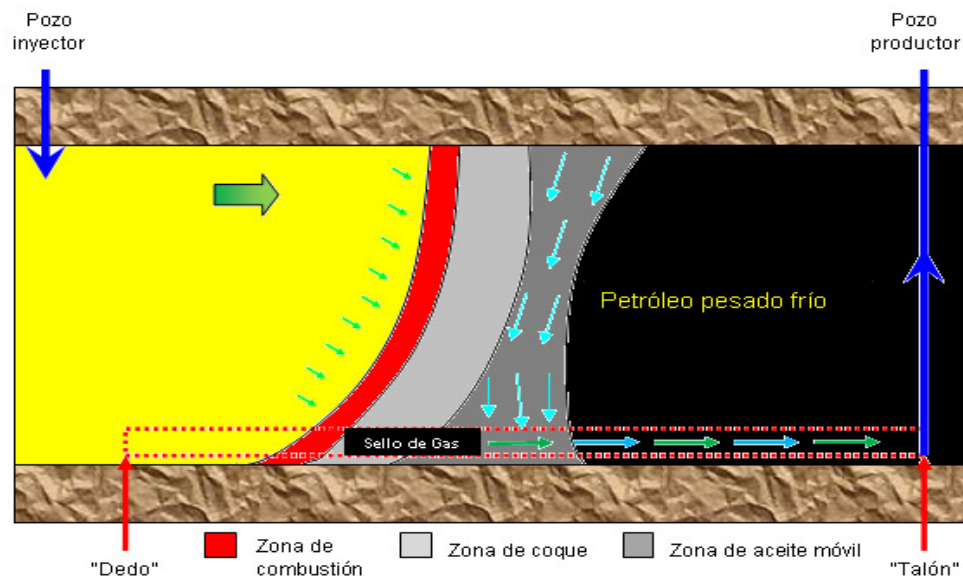
El “sello de gas” opera de manera dinámica, es decir se produce continuamente en el viaje hacia adelante del frente de combustión desde el dedo hasta el talón del pozo horizontal. Además, el crudo mejorado es drenado fácilmente y tiende a mantener el pozo lleno, de tal modo que exista poca oportunidad para que el oxígeno no consumido sea producido.

Tan pronto como el frente de combustión tenga contacto con el dedo del pozo horizontal éste se propaga de manera estable hasta el talón del pozo productor (ver figura 4).

Al colocar el pozo inyector cerca al tope y el productor en el fondo del manto productor, el flujo de gas, agua y petróleo, ocurre en la zona de aceite móvil-MOZ (en gris oscuro, figura 4 y 5), generando un flujo de tope a fondo “top-to bottom flow”. El corto camino de flujo asociado a esta zona de aceite móvil, tiene un efecto de control sobre el “overriding” o sobre – posición del gas, hecho que garantiza la propagación estable del frente de combustión.



Figura 4. Representación esquemática de THAI con la formación del “sello de gas”<sup>9</sup>



Fuente: JIP PROPOSAL, 2002, p.5-6

Para implementar el proceso, inicialmente debe establecerse comunicación entre inyector y productor, a través del calentamiento previo de los pozos, lo que permite incrementar la movilidad del crudo intermedio; luego, el aire es inyectado en el tope del yacimiento, cerca al TOE del pozo horizontal. Una vez la combustión se inicia, se genera gran cantidad de gases muy calientes, los cuales se mezclan con el crudo que se encuentra por delante del frente, reduciendo su viscosidad y mejorándolo térmicamente. El proceso opera de modo similar a lo que sucede en una refinería.

Una zona delgada de crudo calentado y craqueado térmicamente, que se representa de color gris oscuro en la figura 4 y 5, MOZ (Mobile Oil Zone), se genera entre el frente de combustión y la zona de aceite frío (o zona sello), drenándola hacia el pozo productor. El crudo frío, “esencialmente inmóvil”, ubicado adelante del frente de combustión, proporciona un sello a lo largo del pozo de producción. Esta barrera evita el flujo de gas hacia la región del downstream y limita el proceso a la zona MOZ, que progresa en dirección al talón del pozo productor.

Los gases de combustión, el crudo móvil, tanto el mejorado como el desplazado, al igual que el vapor generado producto de la combustión y de la evaporización del

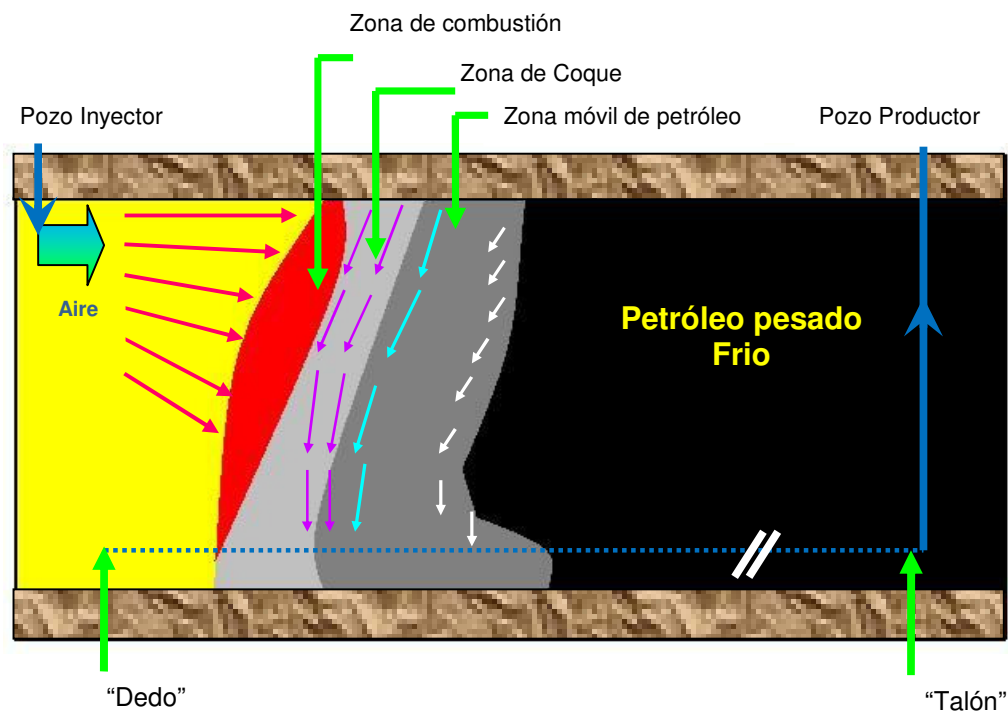
<sup>9</sup> Joint industry Project proposal, (June, 2002). TOE-TO-HEEL AIR INJECTION – THAI: Maximizing Heavy Oil Recovery & In-situ Upgrading. University of Bath, UK.



agua connata, son drenados casi completamente a través de la “zona abierta” del pozo horizontal. Este drenaje ocurre gracias a los diferenciales gravitacionales y de presión que se generan a partir del pozo productor horizontal, localizado en la base de la formación.

El “cracking” térmico a que son sometidos los componentes moleculares más pesados ubicados por delante del frente de combustión (zona de coque, representada con color gris claro en la figura 4 y 5), genera el combustible necesario para las reacciones de combustión, sosteniendo la propagación de un frente de llama estable y continuo. De igual forma, se produce un crudo más ligero y de gran movilidad, que permite alcanzar las altas tasas de producción que caracterizan al proceso. Los fluidos desplazados son llevados a superficie vía levantamiento por gases de combustión, eliminando la necesidad de un levantamiento artificial. Pozos y facilidades de superficie, corresponden a equipos y procesos usados comúnmente en la extracción de hidrocarburos.

Figura 5. Representación conceptual de la técnica THAI<sup>10</sup>



Fuente: Paper SPE 97488, 2005, p. 11.

<sup>10</sup> T.N. Nasr y O.R. Ayodele, (Diciembre, 2005). Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. Paper SPE 97488. International improved oil recovery conference in Asia Pacific held in Kuala Lumpur. Malaysia.



THAI produce un crudo mejorado hasta en 10 °API, con viscosidades de 50 a 100 cp y una disminución apreciable en el contenido de metales, azufre y fracciones pesadas, haciéndolo compatible con un amplio rango de refinerías, consecuencia del incremento en el contenido de saturados y fracciones livianas. A nivel de laboratorio se han alcanzado recobros del 85%, a partir de un crudo de 10.95 °API y viscosidad de 100000 cp, el cual fue mejorado hasta alcanzar los 20 °API y 50cp de viscosidad.

Adicionalmente, THAI es hasta 3 veces más eficiente energéticamente que la inyección de vapor, al entregar el calor directamente al yacimiento; tiene un factor de recobro más alto, costos de capital y de producción más bajos, uso mínimo de gas natural y agua fresca, un crudo parcialmente mejorado en cabeza de pozo, requerimientos más bajos de diluyente para el transporte y menores emisiones de gases invernadero y posibilidad de producción auto-suficiente.<sup>11</sup>

A continuación se presenta un cuadro donde el lector puede ver claramente los parámetros de selección que presentan en la literatura para esta técnica.

*Tabla 2. Criterios de selección para aplicar THAI*

<i>Parámetro</i>	<i>Límites</i>	<i>Media (ideal)</i>
<i>Gravedad API</i>	<i>&gt; 8 grados</i>	<i>10(+)</i>
<i>Viscosidad, cp</i>	<i>&lt; 250000</i>	<i>100000(+/-)</i>
<i>Saturación de aceite, %</i>	<i>&gt; 80</i>	<i>80(+)</i>
<i>Porosidad, %</i>	<i>&gt; 18</i>	<i>30(+)</i>
<i>Espesor neto, pies</i>	<i>&gt; 30</i>	<i>60(+/-)</i>
<i>Permeabilidad promedio, md</i>	<i>&gt;1000</i>	<i>3000(+)</i>
<i>Relación de permeabilidades</i>	<i>&gt; 0.5</i>	<i>0.5(+)</i>
<i>Profundidad, pies</i>	<i>&gt; 500</i>	<i>1500(+/-)</i>
<i>Temperatura, °F</i>	<i>&gt; 100</i>	<i>120(+)</i>
<i>Factor de recobro, %</i>	<i>60-80</i>	<i>65</i>
<i>Tasa de producción, (STB/D/pozo)</i>	<i>400-800</i>	<i>600</i>
<i>Eficiencia de barrido vertical, %</i>	<i>65-80</i>	<i>70</i>
<i>Eficiencia de barrido areal, %</i>	<i>85-95</i>	<i>90</i>
<i>Eficiencia de barrido volumétrica, %</i>	<i>55-75</i>	<i>63</i>
<i>Tiempo de operación, años</i>	<i>4-8</i>	<i>5</i>

Fuente: Artículo ACIPET, 2005, p. 15.

<sup>11</sup> J.J. Guerra A. and J.L. Grosso V, Op. Cit., p. 2-3.



## 2 MODELO MATEMÁTICO

### 2.1 CANTIDAD TOTAL DE AIRE REQUERIDO<sup>12</sup>

Para saber cuánto aire se necesita inyectar se hace necesario conocer la relación molar entre el contenido de combustible y el oxígeno. El contenido de combustible usado para la combustión es la masa de coque o residuo rico en carbono que resulta del craqueo térmico y de la destilación del crudo residual próximo al frente de combustión. En una reacción de combustión la cantidad de aire requerido es gobernado por la cantidad de combustible quemado y la eficiencia de la utilización del oxígeno.

Pruebas hechas en laboratorio han demostrado que el aceite consumido está alrededor de 200 a 300 barriles por acre-pie de formación quemada. Multiplicando por el número total de acre-pie quemado en el proceso, obtenemos el combustible total, y con este dato se encuentra la cantidad de aire requerido.

La ecuación estequiométrica para la reacción  $r$  es dada por<sup>13</sup>:



Donde,

$S_{Rri}$ , coeficiente estequiométrico para el reactante  $C_i$

$S_{Pri}$ , coeficiente estequiométrico para el producto  $C_i$

Los coeficientes estequiométricos son definidos en el ECLIPSE<sup>14</sup> por palabras claves como STOREAC, el cual define los coeficientes estequiométricos para los reactantes, y STOPROD, el cual define los coeficientes estequiométricos para los productos.

Debido a que se inyecta aire y no oxígeno puro, el aire inyectado contiene nitrógeno  $N_2$  y oxígeno  $O_2$ , y los gases producto de la combustión contendrán, nitrógeno  $N_2$ , dióxido de carbono  $CO_2$ , monóxido de carbono  $CO$ , y algún porcentaje de oxígeno  $O_2$  no utilizado, además de otros gases no considerados tales como helio, argón, etc. Tomando en cuenta esta consideración, la ecuación estequiométrica (1) queda de la siguiente manera<sup>15</sup>:

<sup>12</sup> T.W. Nelson y J.S. McNeil. HOW TO ENGINEER AN IN SITU COMBUSTION PROJECT. Soconu Mobil Oil Co., Inc.

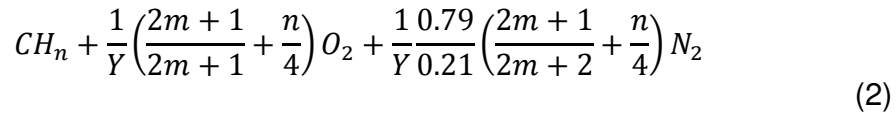
<sup>13</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, (2009). Technical Description 2006.1. p. 89.

<sup>14</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, (2009). Technical Description 2006.1. p. 89. Ibid. ,. p. 88.

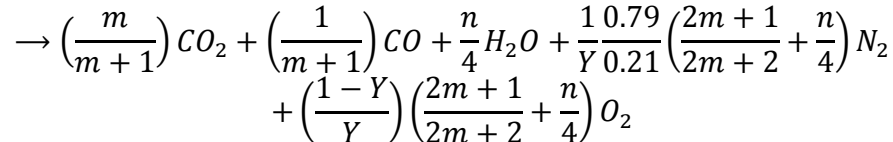
<sup>15</sup> Alvarado, Douglas, Op.Cit., p. 9-7.



- Reactivos



- Productos



Donde,

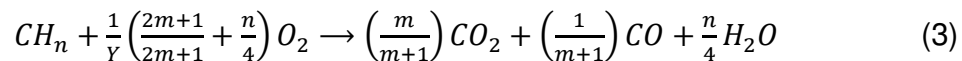
$n$ , razón de átomos de hidrógeno a átomos de carbono, razón atómica H/C.

$m$ , razón de moléculas de  $CO_2$  a moléculas de  $CO$ .

$Y$ , fracción del oxígeno utilizado.

Las constantes 0.21 y 0.79 son la fracción molar (ó volumétrica) del oxígeno contenido en el aire y del nitrógeno respectivamente.

Asumiendo que el nitrógeno es completamente inerte en la reacción, y que nada es acumulado en el paquete de arena, la ecuación estequiométrica (2), queda<sup>16</sup>:



Como se dijo anteriormente, el rango de aceite consumido de 200 a 300 barriles por acre-ft, es bastante grande, lo cual podría afectar la exactitud de los resultados.

Para tener mejores resultados se deben hacer experimentos en laboratorio realizando pruebas de combustión en tubos empacados de arena y saturados con agua y petróleo bajo condiciones que simulan las del yacimiento. Las observaciones se hacen en la cantidad y rata de aire inyectado, la cantidad de aceite y agua producida, y la cantidad y composición de gas producido.

La composición del combustible es determinada con base en la cantidad del paquete de arena quemado y la cantidad de composición del gas producido.

Los datos experimentales obtenidos del laboratorio son:

- Diámetro interno del tubo de combustión en pies, D

<sup>16</sup> Alvarado, Douglas.1993. Curso de formación avanzada: "Recuperación Térmica de Petróleo". primera edición. Neiva –Huila, Universidad Surcolombiana. p. 1–10.  
Ibid. ., p. 9-6.





- Longitud del paquete de arena quemada en pies,  $L$
- Porosidad en porcentaje,  $\phi_P$
- Volumen de gas producido,  $V_g$
- Composición del aire inyectado en porcentaje volumétrico  
Nitrógeno,  $N_{2a}$   
Oxígeno,  $O_{2a}$
- Composición de gas producido en porcentaje volumétrico  
Nitrógeno,  $N_{2g}$   
Oxígeno,  $O_{2g}$   
Dióxido de carbono,  $CO_{2g}$   
Monóxido de carbono,  $CO_g$

### 2.1.1 Razón de moléculas de $CO_2$ a moléculas $CO$ .

De los datos de la composición de gas producido, se obtiene  $m$ ,  $Y$ ,  $n$  respectivamente. Reemplazando estos valores se obtiene la relación molar entre el oxígeno y el combustible.

$$m = \frac{\frac{\%CO_2}{100}}{\frac{\%CO}{100}} \quad (4)$$

### 2.1.2 Fracción de oxígeno utilizado.

$$Y = \frac{1 - 4.761 \frac{\%O_2}{100}}{1 - \frac{\%O_2}{100} - \frac{\%O_2}{100R}} \quad (5)$$

Siendo,

$$R = \left( \frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4} \right) \quad (6)$$

### 2.1.3 Razón de átomos de hidrógeno a átomos de carbono, razón atómica H/C.

$$n = \frac{1.063 + 2(\%CO) - 5.06(\%O_2 + \%CO + \%CO_2)}{\%CO_2 + \%CO} \quad (7)$$



#### 2.1.4 Cantidad de material involucrado en la ecuación estequiométrica en el tubo de combustión.

- Nitrógeno producido, PCS

$$N.P = \left( V_g \frac{N_{2g}}{100} \right) \quad (8)$$

- Nitrógeno inyectado, PCS

$$N.I = \left( V_g \frac{N_{2g}}{100} \right) \quad (9)$$

- Oxígeno inyectado, PCS

$$O.I = \left( V_g \frac{N_{2g}}{100} \right) \left( \frac{O_{2a}}{N_{2a}} \right) \quad (10)$$

- Dióxido de carbono producido, PCS

$$D.P = \left( V_g \frac{CO_{2g}}{100} \right) \quad (11)$$

- Monóxido de carbono producido, PCS

$$M.P = \left( V_g \frac{CO_g}{100} \right) \quad (12)$$

- Oxígeno producido por no reaccionar, PCS

$$O.P = \left( V_g \frac{O_{2g}}{100} \right) \quad (13)$$

- Carbón quemado como combustible, Lb

$$W_e = \left[ \left( V_g \frac{CO_{2g}}{100} \right) + \left( V_g \frac{CO_g}{100} \right) \right] \frac{12}{379} \quad (14)$$

- Agua formada en la combustión, Lb

$$W_w = 2 \left[ \left( V_g N_{2g} \frac{O_{2a}}{100 N_{2a}} \right) - \left( V_g \frac{O_{2g}}{100} \right) - \left( V_g \frac{CO_{2g}}{100} \right) - \frac{1}{2} \left( V_g \frac{CO_g}{100} \right) \right] \frac{18}{379} \quad (15)$$



- Hidrógeno quemado como combustible, Lb

$$W_H = 2 \left[ \left( V_g N_{2g} \frac{O_{2a}}{100 N_{2a}} \right) - \left( V_g \frac{O_{2g}}{100} \right) - \left( V_g \frac{CO_{2g}}{100} \right) - \frac{1}{2} \left( V_g \frac{CO_g}{100} \right) \right] \frac{2}{379} \quad (16)$$

- Peso total de combustible quemado, Lb

$$W_F = W_C + W_H \quad (17)$$

### 2.1.5 Relación entre el combustible quemado y la cantidad de arena quemada en el tubo de combustión.

- Volumen de arena quemada, pie<sup>3</sup>

$$V_b = \pi D^2 \frac{L}{4} \quad (18)$$

- Libras de combustible consumido por pie cúbico de arena quemada, Lb/pie<sup>3</sup>

$$w = \frac{W_F}{V_b} \quad (19)$$

- Libras de combustible consumido por acre-pie de yacimiento quemado, Lb/Acre-pie

$$W = 43560 w F \quad (20)$$

Siendo,

$$F = \frac{(100 - \phi_R)}{(100 - \phi_P)} \quad (21)$$

Donde,

$\phi_R$ , porosidad del yacimiento, %

$\phi_P$ , porosidad del paquete de arena del tubo de combustión, %

### 2.1.6 Aire total requerido para inyectar en un arreglo de cinco puntos, MMPCS.

- Aire total inyectado, PCS

$$V_a = \text{Nitrógeno inyectado} + \text{Oxígeno inyectado} \quad (22)$$



$$V_a = \left( V_g \frac{N_{2g}}{100} \right) + \left( V_g \frac{N_{2g}}{100} \right) \left( \frac{O_{2a}}{N_{2a}} \right) \quad (23)$$

- Aire inyectado por libras de combustible consumido, PCS/ Lb

$$\epsilon = \frac{V_a}{W_F} \quad (24)$$

- Aire inyectado por pie cúbico de yacimiento quemado, PCS/pie<sup>3</sup>

$$A = \epsilon * W * F \quad (25)$$

- Aire inyectado por acre-pie de yacimiento quemado, MMPCS/ acre-pie

$$A_Y = 43560 \frac{a}{10^6} \quad (26)$$

- Aire inyectado por acre-pie de arreglo de cinco puntos quemado, MMPCS/acre-pie

$$A_a = \frac{E_V}{100} \frac{43560a}{10^6} \quad (27)$$

Donde,

$E_V$ , eficiencia volumétrica en % dada por,

$$E_V = E_A * E_v \quad (28)$$

$E_A$ , eficiencia de barrido areal en %, depende del arreglo involucrado.

En pruebas realizadas en laboratorio, la eficiencia de barrido areal para el arreglo de cinco puntos fué encontrada en 62.6%.

$E_v$ , eficiencia de barrido vertical en %. Se recomienda que sea de 100%.

- Aire total requerido para el arreglo de cinco puntos, MMPCS

$$V_T = \frac{E_V}{100} \frac{A(2d^2h)}{10^6} \quad (29)$$

Donde,

$d$ , distancia entre pozos, pie

$h$ , espesor de la formación, pie



## 2.2 RATA, VOLUMEN Y PRESIÓN A LA CUAL EL AIRE DEBE SER INYECTADO<sup>17</sup>

La rata a la cual el aire debe ser inyectado depende de la velocidad del frente de combustión que se desee. Si se tiene alta velocidad en el avance del frente de combustión el resultado sería combustión rápida del yacimiento y por tanto una alta rata de aceite producido. Por esta razón es deseable operar a altas velocidades en el avance del frente de combustión.

Con experimentos de campo y laboratorio se demostró que la velocidad del frente de combustión satisfactoria está en un valor mínimo de 0.125 pie/día y en un máximo de 0.5 pie/día. Cabe mencionar que este rango fue desarrollado bajo un espesor de 20 a 30 pies y considerando geometría radial.

### 2.2.1 Rata de inyección de aire.

- Volumen de aire requerido por pie cuadrado de área quemada por día, PCS/pie<sup>2</sup>-día

$$U = Av \quad (30)$$

Donde

$A$ , aire inyectado por pie cúbico de yacimiento quemado, PCS/pie<sup>3</sup>

$v$ , velocidad del frente de combustión, pie/día

- Máxima rata de inyección de aire, PCS/día

$$i_a = i_D U_{min} dh \quad (31)$$

Donde,

$i_D$ , límite de barrido areal en unidades adimensionales. Se asume como 4.77 para un barrido areal del 55%..

$U_{min}$ , volumen de aire requerido mínimo para sostener la combustión, cuando el frente de combustión se desplaza a una velocidad mínima de 0.125pie/día.

### 2.2.2 Volumen de inyección de aire.

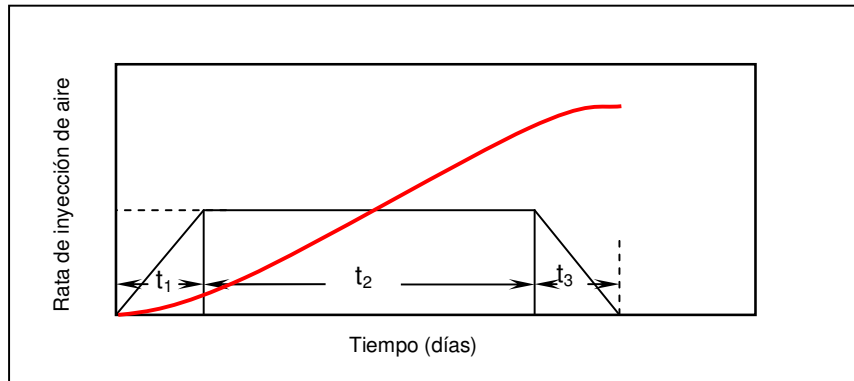
- Rata de aire inyectado durante el periodo del incremento de la inyección, PCS/día

<sup>17</sup> T.W. Nelson y J.S. McNeil. HOW TO ENGINEER AN IN SITU COMBUSTION PROJECT. Soconu Mobil Oil Co., Inc.



Durante el periodo de inyección ocurren tres momentos desde el inicio de la inyección de aire hasta el final. Cada uno de estos momentos va acompañado con una tasa de aire inyectado, incrementando hasta un máximo, luego constante y por último en disminución. A continuación, se presenta la ilustración gráfica de este comportamiento basada en el movimiento del frente de combustión desde el pozo inyector a una velocidad de avance de 0.5pie/día, donde el eje Y primario es la tasa de inyección de aire (curva en negro) y el eje Y secundario es el de volumen de aire inyectado (curva en rojo).

Gráfica 1. Requerimiento de aire para inyectar en un proyecto de combustión in-situ.



(Fuente: Paper "Proyecto de combustión in situ", 1961, p. 74.)

Se observa que la tasa de aire se incrementa linealmente con el tiempo desde el inicio de la inyección hasta el valor calculado por la ecuación (31). De acuerdo a esta relación, entonces:

Para,

$$(32)$$

Para,

$$(33)$$

Donde,

- , distancia radial del frente de combustión desde el pozo inyector, pie
- , distancia radial del frente de combustión al final del incremento de la tasa de aire, pie
- , volumen de aire requerido a una velocidad del frente de combustión de 0.125 pie/día, PCS/pie<sup>2</sup>-día



$U_{max}$ , volumen de aire requerido a una velocidad del frente de combustión de 0.5 pie/día, PCS/pie<sup>2</sup>-día

$i_1$ , rata de inyección de aire durante el periodo de incremento, PCS/día

$i_a$ , máxima rata de inyección de aire, PCS/día

- Volumen de aire inyectado durante el incremento de la rata de inyección de aire, MMPCS

$$V_1 = t_1 \frac{i_a}{2} \quad (34)$$

Siendo,

$$t_1 = \frac{r_1}{v_1} = \frac{i_a}{2\pi h A v_1^2} \quad (35)$$

Donde,

$t_1$ , tiempo requerido para alcanzar la máxima rata de aire, días

$v_1$ , velocidad máxima del frente de combustión equivalente a 0.5 pie/día

La velocidad del frente de combustión es calculada por la siguiente relación:

$$v_1 = \frac{U}{A} \quad (36)$$

Siendo  $U$  en PCS/pies<sup>2</sup>-día,

$$U = \frac{i_a}{2\pi r_f h} \quad (37)$$

La velocidad del frente de combustión para un tiempo  $t$  en pie/día es dada por:

$$v_1 = \frac{dr_f}{dt} = \frac{u}{r_f} \quad (38)$$

Siendo  $u$  en pie<sup>2</sup>/día,

$$u = \frac{i_a}{2\pi h A} \quad (39)$$

La posición del frente de combustión para un tiempo  $t$  en pies es dada por:

$$r_f = \sqrt{2ut} \quad (40)$$

- Volumen de aire inyectado durante la rata de inyección constante, MMPCS



$$V_2 = V_T - V_1 - V_3 \quad (41)$$

Siendo  $t_2$  en días,

$$t_2 = \frac{V_2}{i_a} \quad (42)$$

- Volumen de aire inyectado durante la declinación de la rata de inyección, MMPCS

El periodo de tiempo ( $t_1$ ) y el volumen ( $V_1$ ) de aire inyectado donde empieza la rata de inyección de aire hasta la máxima rata de inyección es similar al periodo de tiempo ( $t_3$ ) y volumen ( $V_3$ ) durante la declinación de la rata de inyección. Este comportamiento se puede observar claramente en la gráfica 1.

Entonces,

$$V_3 = V_1 = t_1 \frac{i_a}{2} \quad (43)$$

Siendo,

$$t_3 = t_1 = \frac{i_a}{2\pi h A v_1^2} \quad (44)$$

- Tiempo y volumen total de aire requerido durante toda la operación de combustión, días y MMPCS

$$t_T = \sum_{i=1}^n t_i \quad (45)$$

$$V_T = \sum_{i=1}^n V_i \quad (46)$$

### 2.2.3 **Máxima presión requerida para la inyección de aire.**

Se debe considerar que el frente de combustión en el punto de máxima rata de inyección es todavía radial.

$$P_{wi} = P_{wp}^2 + \left( i_a u_a \frac{T_F}{0.703 K_g h} \right) \left[ \ln \left( \frac{d^2}{r_w v_1 t_1} \right) - 1.238 \right] \quad (47)$$

Donde,

$P_{wi}$ , presión inyección de aire, psia

$P_{wp}^2$ , presión de fondo del pozo productor, psia

$u_a$ , viscosidad del aire, cp





$T_f$ , temperatura de la formación, °R  
 $K_g$ , permeabilidad efectiva al aire, md  
 $r_w$ , radio del pozo productor, pie

### 2.3 CALOR DE COMBUSTIÓN<sup>18</sup>

Es el calor generado durante la combustión de una determinada cantidad de combustible, expresada generalmente en BTU por libra de combustible consumido.

$$\Delta H = \frac{174000m}{(m+1)(n+12)} + \frac{52500}{(m+1)(n+12)} + \frac{61500n}{(n+12)} \quad (48)$$

Donde, el primer término representa el calor de combustión del carbono a dióxido de carbono, el segundo término representa el calor de combustión del carbono a monóxido de carbono, y el tercer término representa el calor de combustión del hidrogeno a vapor de agua.

### 2.4 IGNICIÓN<sup>19</sup>

Se refiere al inicio de la combustión del petróleo en el yacimiento. Puede ser de dos formas: espontánea y artificial.

#### 2.4.1 Ignición espontánea.

Ocurre cuando naturalmente aumenta la temperatura por efectos de la presión de inyección de aire, donde se inicia la combustión. Un parámetro importante referente a la ignición espontánea, es el tiempo requerido para que ésta ocurra. De acuerdo a Tadema y Weijdema, el tiempo de ignición espontáneo es dado por la siguiente ecuación:

$$t_i = \frac{MT_R^2 \left(1 + \frac{2T_R}{B}\right)}{\phi S_o \delta_o H_R A_o P_x^n B} e^{\frac{B}{T_R}} \quad (49)$$

<sup>18</sup> Alvarado, Douglas.1993. Curso de formación avanzada : "Recuperación Térmica de Petróleo". primera edición. Neiva –Huila, Universidad Surcolombiana. p. 9–6.  
Ibíd. ., p. 9-16.

<sup>19</sup> Alvarado, Douglas.1993. Curso de formación avanzada : "Recuperación Térmica de Petróleo". primera edición. Neiva –Huila, Universidad Surcolombiana. p. 9–6.  
Ibíd. ., p. 9-20.



Donde,

$t_i$ , tiempo de ignición, días

$T_R$ , temperatura original del yacimiento, R

$M$ , capacidad calorífica de la formación, R

$\phi$ , porosidad de la formación, fracción

$\delta_o$ , densidad del petróleo, Lb/pe<sup>3</sup>

$S_o$ , saturación del petróleo, fracción

$H_R$ , calor de oxidación del petróleo, BTU/Lb de  $O_2$

$A_o$ , constante, lpc<sup>-n</sup> día<sup>-1</sup>

$B$ , constante, R

$n$ , exponente de la presión, adimensional

$P_x$ , presión parcial del oxígeno, dada por  $P_x = 0.209P$ , lpc

$P$ , presión de inyección del vapor, lpc

#### **2.4.2 Ignición artificial.**

Consiste en utilizar un calentador a gas o eléctrico para lograr la ignición. El calor suministrado por pie de formación para lograr la ignición varía de 0.3 a 3.3 MMBTU. La mayoría de los calentadores son de 30 – 45 KW (1.0 KW = 56.8 BTU/min).

La capacidad del calentador en BTU por minuto es dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad calentador} = i_a C_g \delta_g (T_C - T_R) \quad (50)$$

Donde,

$C_g$ , calor específico del gas, BTU/Lb-°F

$\delta_g$ , densidad del gas a condiciones normales, Lb/PCN

$T_R$ , temperatura del yacimiento, °F

$T_C$ , temperatura de ignición, °F

## **2.5 CANTIDAD Y EFICIENCIA DE RECOBRO TOTAL DE ACEITE PRODUCIDO<sup>20</sup>**

La cantidad total de aceite desplazado depende de la eficiencia de barrido volumétrico del frente y también depende de lo que se produzca por efecto de depleción. Con el 55% de barrido areal usado en cálculos previos de requerimiento de aire, y un barrido vertical de 55%, la eficiencia volumétrica en la zona quemada es del 30%.

<sup>20</sup> T.W. Nelson y J.S. McNeil. HOW TO ENGINEER AN IN SITU COMBUSTION PROJECT. Soconu Mobil Oil Co., Inc.



- Aceite desplazado por acre-pie de yacimiento quemado, bbl/acre-pie

$$N_1 = 43560 \left[ \left( \frac{S_o \phi_R}{5.615 \cdot 10^4} \right) - \left( \frac{w}{350} \right) \right] \quad (51)$$

El primer término representa el contenido de aceite original, y el segundo término representa la cantidad de aceite consumida como combustible.

Donde,

$S_o$ , saturación de aceite, %

$\phi_R$ , porosidad del yacimiento, %

$w$ , libras de combustible consumido por pie cúbico de arena quemada, Lb/pie<sup>3</sup>

- Aceite desplazado por gas de combustión y drenaje gravitacional, bbl/acre-pie

$$N_2 = 43560(0.4) \frac{S_o \phi_R}{5.615 \cdot 10^4} \quad (52)$$

Donde,

0.4, eficiencia de recobro promedio, 40%

- Cantidad total de aceite producido, bbl/acre-pie

$$N_3 = \frac{E_V N_1}{100} + \frac{(100 - E_V) N_2}{100} \quad (53)$$

Donde,

$E_V$ , eficiencia volumétrica en la zona quemada, 30%

- Eficiencia de recobro total de aceite producido, %

$$E_R = \frac{N_3 (5.615 \cdot 10^6)}{43560 S_o \phi_R} \quad (54)$$

## 2.6 CANTIDAD DE AGUA PRODUCIDA<sup>21</sup>

Se asume que la saturación de agua en la zona de petróleo frío permanece constante.

<sup>21</sup> T.W. Nelson y J.S. McNeil. HOW TO ENGINEER AN IN SITU COMBUSTION PROJECT. Soconu Mobil Oil Co., Inc.



$$W_P = \frac{43560E_V}{100} \left[ \left( \frac{4W_w F}{350\pi D^2 L} \right) + \left( \frac{S_w \phi_R}{5.615 \cdot 10^4} \right) \right] \quad (55)$$

El primer término dentro del factor representa el agua generada por la combustión, y el segundo término representa el agua original contenida en la zona quemada.

Donde,

$S_w$ , saturación de agua original en el yacimiento, %

$W_w$ , agua formada en la combustión, Lb

$F$ , factor de corrección, adimensional

$D$ , diámetro interno del tubo de combustión, pie

$L$ , longitud del paquete de arena quemada, pie

$E_V$ , eficiencia volumétrica en la zona quemada, 30%

## 2.7 RELACIÓN ENTRE EL ACEITE PRODUCIDO Y EL AIRE INYECTADO

$$N_i = \left[ \frac{E_V N_1}{100} + \frac{N_2(100-E_V)}{100} \right] \frac{10^6}{27269A} \quad (56)$$

Donde,

$N_i$ , en bbl/MMPCS

$a$ , aire inyectado por pie cúbico de yacimiento quemado, PCS/pie<sup>3</sup>

27269, producto entre el factor de conversión 43560 y la eficiencia volumétrica de 62.6%.

También la relación entre el aceite producido y el aire inyectado puede ser expresada por la siguiente ecuación:

$$N_i = \frac{N_3}{A_a} \quad (57)$$

Donde,

$A_a$ , aire inyectado por acre-pie de arreglo, MMPCS/acre-pie

## 2.8 RATA MÁXIMA DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y DE AGUA<sup>22</sup>

- Rata máxima de producción de aceite, bbl/día

<sup>22</sup> T.W. Nelson y J.S. McNeil. HOW TO ENGINEER AN IN SITU COMBUSTION PROJECT. Soconu Mobil Oil Co., Inc.



$$N_p = N_i i_a \quad (58)$$

- Rata máxima de producción de agua, bbl/día

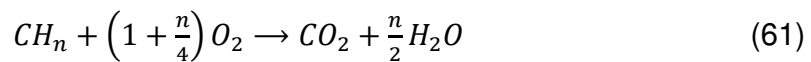
$$W_p = W_i i_a \quad (59)$$

Siendo  $W_i$  el agua producida en barriles por MMPCS de aire inyectado, y representada por la siguiente ecuación:

$$W_i = 43560 \frac{E_V}{100} \left[ \left( \frac{4W_w F}{350\pi D^2 L} \right) + \left( \frac{S_w \phi_R}{5.615 \times 10^4} \right) \right] \frac{10^6}{27269A} \quad (60)$$

## 2.9 REACCIÓN DE COMBUSTIÓN COMPLETA

Considerando que la reacción de combustión es completa, entonces la ecuación estequiométrica (3) se convierte en:



La anterior reacción indica los moles de oxígeno requeridos para quemar un mol de combustible lo cual es  $1 + \frac{n}{4}$ . Además, como el aire contiene 21% de oxígeno, el número de moles de aire requerido es de:

$$\text{moles de aire} = \frac{\left(1 + \frac{n}{4}\right)}{0.21} \quad (62)$$

Un mol de combustible contiene  $(12 + n)$  libras de combustible, puesto que el peso atómico del carbón es 12 y el peso atómico del hidrógeno es 1. Para una temperatura de combustión de aproximadamente 650°F,  $n = 1.6$ .

- Aire requerido por combustible consumido, PCN/lb

$$C_A = \frac{C'_A}{E} \quad (2.63)$$

Siendo  $C'_A$

$$C'_A = \frac{379 \left(1 + \frac{n}{4}\right)}{0.21(n+12)} \quad (2.64)$$



Donde,  
 $E$ , eficiencia de utilización total de oxígeno.

- Petróleo producido, BN

$$N_p = \frac{b_o V_b \phi (S_{oi} - S_{of})}{5.615} \quad (2.65)$$

Donde,  
 $b_o$ , recíproco del factor volumétrico, para petróleo pesado, BN/By  
 $V_p$ , volumen de la zona quemada,  $pie^3$   
 $\phi$ , porosidad, fracción  
 $S_{oi}$ , saturación inicial de petróleo, fracción  
 $S_{of}$ , saturación de petróleo consumida como combustible, fracción  
Siendo  $S_{of}$  representada por la siguiente ecuación:

$$S_{of} = \frac{\bar{F}_c (1 - \phi) \delta_r}{100 \phi \delta_f} \quad (2.66)$$

Donde,  
 $\delta_f$ , densidad del combustible,  $lb/pie^3$   
 $\delta_r$ , densidad de la roca,  $lb/pie^3$   
Siendo  $\bar{F}_c$  la correlación de combustible en 100 libras de roca,

$$\bar{F}_c = \frac{100 F_c}{(1 - \phi) \delta_r} \quad (2.67)$$

La relación para la concentración de combustible,  $F_c$  en  $Lb/pie^3$ , se puede obtener a diferentes valores de  $^\circ API$  en la figura 13.6 de Boberg del paper de la SPE 1578 P-A, o por la siguiente ecuación:

$$F_c = \frac{V_a}{v_a V_b} \quad (68)$$

Donde,  
 $V_a$ , volumen de aire inyectado durante la porción de la prueba de flujo continuo, PCN  
 $V_b$ , volumen de la zona quemada,  $pie^3$   
 $v_a$ , volumen requerido de aire para quemar una libra de combustible,  $pie^3/lb$ .  
Representado por la siguiente ecuación:

$$v_a = \frac{[2.667(\frac{R}{R+1}) + (\frac{8}{R+1})]}{0.01873} \quad (69)$$



Donde,

$R$ , peso de carbón por peso de hidrogeno en el combustible, Lb/Lb

Además, si  $n = 1.6$ , como  $n = \frac{12}{R}$ , entonces  $R = 7.5$ , por lo tanto  $v_{a_{1.6}} = 176 \frac{pie^3}{Lb}$ .

- Aire inyectado acumulado,  $pie^3$

$$N_a = C_A V_b \phi S_{of} \delta_f \quad (70)$$

$\delta_f$ , densidad del combustible, Lb/ $pie^3$

- Relación Aire/petróleo final acumulada

$$R_{Ao} = \frac{5.615 C_A \delta_f S_{of}}{b_o (S_{oi} - S_{of})} \quad (71)$$

$$R_{Ao} = \frac{10125 \left(1 + \frac{n}{4}\right) \delta_F S_{of}}{E(n+12) b_o S_{oi} - S_{of}} \quad (72)$$

## 2.10 RATA DE REACCIÓN<sup>23</sup>

La rata de reacción  $R_r$  para la reacción  $r$  en una celda es dada por:

$$R_r = V_b A_r e^{-\frac{E_r}{RT}} \prod C_{ri}^{n_{ri}} \quad (73)$$

Donde,

$V_b$ , volumen molar (volumen de roca más el volumen poroso)

$A_r$ , rata de reacción constante, definida por el "keyword" REACRATE

$E_r$ , energía de activación, definida por el "keyword" REACT

$R$ , constante universal de los gases

$T$ , temperatura absoluta

$n_{ri}$ , orden del componente, definido por el "keyword" REACCORD

$C_{ri}$ , concentración del componente

$\Pi$ , operador productorio que consiste en la multiplicación finita o infinita de factores. Dado por  $\prod_{k=1}^{n+1} a_k = (\prod_{k=1}^n a_k) a_{n+1}$ .

<sup>23</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, Op. Cit., p. 89.



### 2.10.1 Concentración del componente<sup>24</sup>.

El término  $C_{ri}$  representa la concentración del componente en la reacción, definido por el “keyword” REACPHA.

Si el reactante es la fase aceite:

$$C_{ri} = \theta b_o S_o X_i \quad (74)$$

Si el reactante es la fase gas:

$$C_{ri} = \theta b_g g Y_i \quad (75)$$

Si el reactante es agua en la fase agua:

$$C_{ri} = \theta b_w w S_w \quad (76)$$

Si el reactante está en todas las fases:

$$C_{ri} = \theta m_i \quad (77)$$

Aquí  $\theta$  es la porosidad,  $b_o$ ,  $b_g$  y  $b_w$  es la densidad molar de el aceite, gas y agua;  $S_o$ ,  $S_g$  y  $S_w$  es la saturación de aceite, gas y agua;  $X_i$ ,  $Y_i$  y  $m_i$  es la fracción molar en las fases aceite y gas y la densidad molar del componente  $i$ .

Para reactantes en la fase gas, la rata de reacción puede ser obtenida dependiendo de la presión parcial.

$$C_{ri} = P Y_i \quad (78)$$

Donde,  
 $P$ , es la presión.

### 2.10.2 Orden de la concentración del componente.

El orden del término del componente  $n_{ri}$  en la ecuación (73) no deben ser negativas para todos los reactivos. El orden para un reactante puede ser ajustado a cero, en el caso que la rata de reacción sea independiente de la concentración de ese componente; sin embargo, ésto no es recomendado, a menos que el “keyword” EQLDREAC sea usado también. Si el orden de un término del

<sup>24</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, Op. Cit., p. 89.  
Ibid. ., p. 89-91.





componente no es cero, y que el componente no sea un reactante, entonces este actúa como un catalizador.

### 2.10.3 Orden en la porosidad.

Desde las ecuaciones (73) hasta la (78), el término  $C_{ri}$  representa la concentración por volumen de celda. En Eclipse es más natural considerar las concentraciones por volumen poroso:

$$C'_{ri} = \frac{C_{ri}}{\theta} \quad (79)$$

La rata de reacción puede ser escrita como:

$$R_r = V_p \theta^{n_{rp}} A_r e^{-\frac{E_r}{RT}} \prod C'_{ri}{}^{n_{ri}} \quad (80)$$

Donde,

$V_p$ , volumen poroso,  $V_p = \theta V_b$

$n_{rp}$ , orden del término porosidad dado por

$$n_{rp} = \sum_i n_{ri} - 1 \quad (81)$$

Aquí la suma es de todos los componentes excepto aquellos donde la rata es definida por la presión parcial.

## 2.11 EQUILIBRIO DE DESVIACIÓN DE LA VELOCIDAD DE REACCIÓN<sup>25</sup>

La rata de reacción puede contener términos extras que dependen en la desviación de un valor de equilibrio. La ecuación (73) es remplazada por:

$$R_r = V_b A_r \exp^{-\frac{E_r}{RT}} \prod C_{ri}{}^{n_{ri}} \prod d_{nij} \quad (82)$$

El término  $d_{nij}$  de desviación de equilibrio es dado por una de las dos ecuaciones:

$$d_{1ijk} = \theta b_o S_o \left( \frac{X_i - Y_i}{K_k} \right) \quad (83)$$

<sup>25</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, Op. Cit., p. 89-91.  
Ibid. ., p. 91-92.



$$d_{3ijk} = \theta b_g S_g (K_k X_i Y_i) \quad (84)$$

El “keyword” EQLDREAC debe ser usado para definir los valores de n, i, j y k, donde:

n, determina cuál de las ecuaciones (83) o (84) es usada.

i, número de los componentes usados para la fracción en mol de aceite  $X_i$

j, número del componente usado para la fracción en mol del gas  $Y_i$

k, número de los valores K de equilibrio,  $K_k$ , definido por el “keyword” EQLDKVCR.

A continuación un número de casos especiales que aplican a estos términos:

- si el término de desviación  $d_{nijk}$  es negativo ocurre una reacción en reversa.
- si el número de componentes i es ajustado a cero, la fracción molar del aceite  $X_i$  es reemplazada por un valor de 1.
- si el número de componentes j es ajustado a cero, la fracción molar del gas  $Y_i$  es reemplazado por un valor de 1.

El “keyword” REACTION debe ser usado para especificar el número total de términos de desviación del equilibrio permitida en la simulación y también el número de de valores K en equilibrio son definidos por el “keyword” EQLDKVCR.

Los términos de desviación del equilibrio  $d_{nijk}$  son usados en adición a los términos de concentración del componente  $C_{ri}$ , ellos no son reemplazados. Sin embargo, si el orden de componente  $n_{ri}$  son ajustados por “default” a cero, entonces el término de concentración del componente desaparece y la ecuación (82) se convierte en:

$$R_r = V_b A_r \exp^{-\frac{E_r}{RT}} \prod d_{nijk} \quad (85)$$

## 2.12 ECUACIÓN PARA LA CONSERVACIÓN DEL COMPONENTE<sup>26</sup>

La ecuación para la conservación de un componente fluido  $m_{ft}$  (hidrocarburo o agua) en cada celda en cada paso de tiempo es dada a continuación:

$$R_{ft} = \frac{d}{dt} (V_p m_{ft}) - \sum_r [(S_{Pri} - S_{Rri}) R_r] = 0 \quad (86)$$

Donde los términos de flujo entre celdas y desde y hacia los pozos han sido ignorados por simplicidad.

<sup>26</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, Op. Cit., p. 91-92.

Ibíd. ., p. 93-95.



## 2.13 ECUACIÓN PARA LA CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA

La ecuación para la conservación de energía  $e$  es modificada en una manera similar a la ecuación de la conservación del componente en cada celda a cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) - \sum_r [H_r R_r] = 0 \quad (87)$$

Donde,

$V_b$ , volumen molar

$H_r$ , entalpia de reacción, definida por el “keyword” REACENTH

## 2.14 ESTABILIDAD DE UNA CORRIDA TÉRMICA

Para mejorar la estabilidad cuando simulamos reacciones rápidas, tales como combustión, debe ser necesario interpolar valores entre pasos de tiempos actuales y anteriores. Parámetros de interpolación pueden ser especificados usando el “keyword” REACCRIT para la temperatura usada en la ecuación (73) de Arrhenius:

Para  $0 < \theta_T \leq 1$ ,

$$T = \theta_T T_n + (1 - \theta_T) T_{n-1} \quad (2.88)$$

Y la ecuación usada para la saturación de aceite en la ecuación (74) es:

Para  $0 < \theta_S \leq 1$ ,

$$S_o = \theta_S S_{o,n} + (1 - \theta_S) S_{o,n-1} \quad (89)$$

## 2.15 VALORES “K”<sup>27</sup>

Los valores K pueden ser calculados usando la ecuación de Crookston o la fórmula de Wilson. La fórmula de Wilson es una versión simplificada de la

---

<sup>27</sup> SCHLUMBERGER, ECLIPSE, Op. Cit., p. 93-95.  
Ibíd. ., p. 423 hasta 425.



ecuación de Crookston. La forma funcional general de la correlación de los valores  $K$  que se usa es dada por la ecuación de Crookston:

$$K(P, T) = \left( A + \frac{B}{P} + CP \right) \exp \left( \frac{-D}{T-E} \right) \quad (90)$$

Haciendo  $A, C, E = 0$ , se tiene una versión más simplificada de la ecuación (90),

$$K(P, T) = \left( \frac{B}{P} \right) \exp \left( -\frac{D}{T} \right) \quad (91)$$

$B$  y  $D$  pueden ser calculados usando como mínimo dos experimentos. Alternativamente, la fórmula de Wilson puede ser usada para estimar los valores  $K$ , la cual es dada por la siguiente fórmula:

$$K(P, T) = \left( \frac{P_c}{P} \right) \exp \left[ 5.372697(1 + \omega) \left( 1 - \frac{T_c}{T} \right) \right] \quad (92)$$

Donde  $P, T$  son la presión y temperatura y  $K, P_c, T_c$  y  $\omega$  son los valores  $K$ , presión crítica, temperatura crítica y factor acéntrico respectivamente para un componente en particular.

La ecuación de Crookston es una forma generalizada de la fórmula de Wilson, la cual puede ser obtenida reemplazando los siguientes valores en la ecuación (90):

$$A = 0$$

$$B = P_c$$

$$C = 0$$

$$D = 5.372697T(1 + \omega) \left( \frac{T_c}{T} - 1 \right)$$

$$E = 0$$

Para componentes hidrocarburos pesados (por encima del  $C_7$ ), los valores  $K$  se comportan como una función monótona decreciente de la presión. Solo la expresión de Crookston puede hacerle frente a dicha composición mediante los términos  $A$  y  $C$ .



### 3 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS

#### 3.1 SIMULADOR

Para simular cada uno de los casos y parámetros se utilizó el simulador termal del software Eclipse, ya que la técnica THAI es un método de recobro térmico que se aplica a yacimientos de crudos pesados, donde la viscosidad es la principal propiedad a tratar, la cual es muy alta a temperatura de yacimiento y disminuye al inyectarle calor con el aumento en la temperatura, por lo que se requiere hacer estudios termoquímicos para analizar este método de recobro mejorado, lo que conlleva a utilizar necesariamente este tipo de simulador.

#### 3.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo de las pruebas piloto se generó una grilla cartesiana de bloques centrados de tres dimensiones, con 30 celdas en la dirección X, 12 en la dirección Y, y 10 en la dirección Z; el tamaño de las celdas en X fue de 25 pies, en la dirección Y de 130 pies y en Z de 5 pies; en la dirección X se tomó este tamaño con el fin de ver con detalle el avance del frente de combustión 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, pues en esta dirección está orientado el pozo horizontal productor en la base del yacimiento. El pozo inyector vertical está orientado en Z cerca al tope como se ve en las figuras 6 y 7.

Figura 6. Vista 3D del modelo cartesiano.

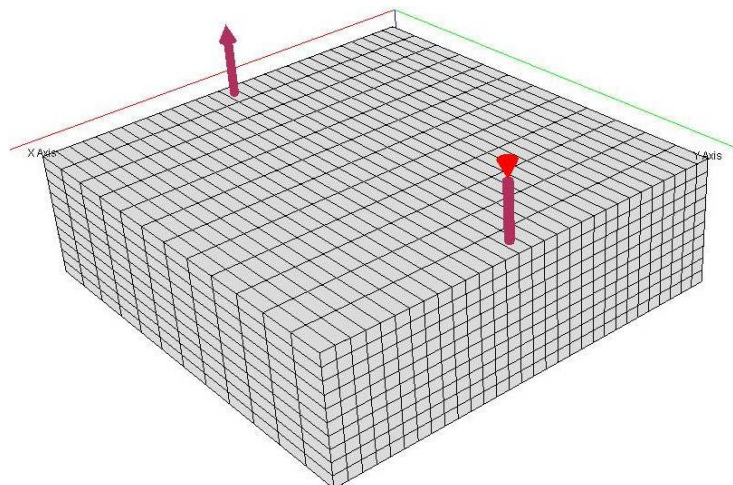
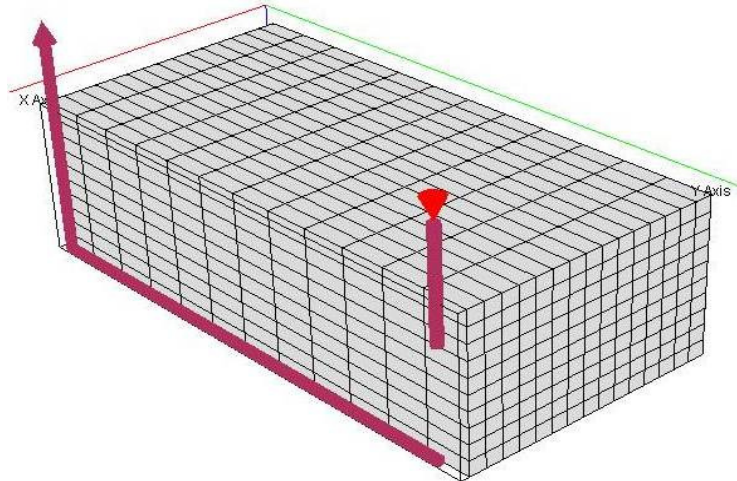




Figura 7. Vista transversal Y, Z del modelo base simulado.



### 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”<sup>28</sup> 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 tomó para ese estudio fue un crudo extra pesado del campo Hamaca ubicado en el cinturón de crudos pesados del Orinoco en Venezuela (ver tabla 3 y 4).

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 5).

<sup>28</sup> 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.



Tabla 3. Composición y propiedades físicas del crudo del campo Hamaca.

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

Tabla 4. Viscosidad real del crudo del campo Hamaca.

Gráfica 2. Viscosidad real del crudo campo Hamaca.

VISCOSIDAD DEL ACEITE DE HAMACA	
Temperatura, °F	Viscosidad del aceite, cp
120	25000
160	6430
210	945
250	245
290	79
320	35
450	3

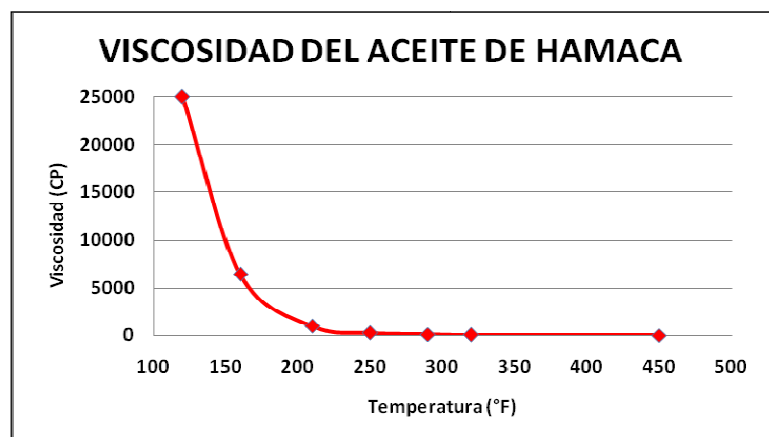


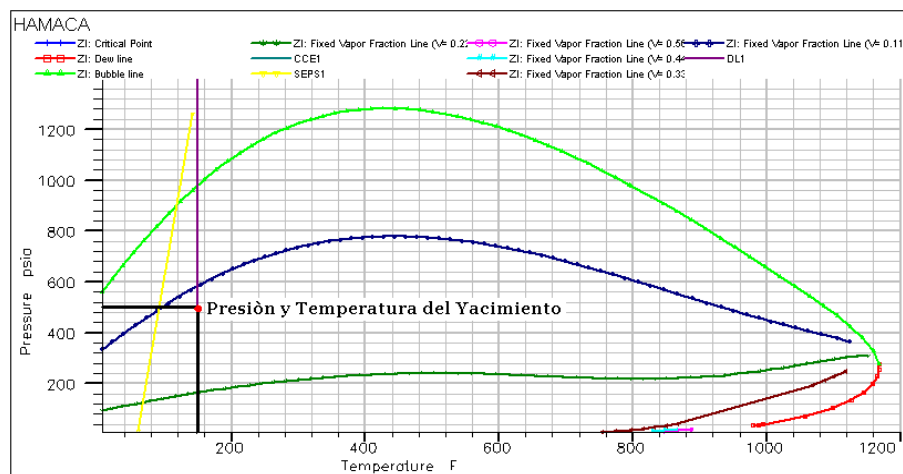


Tabla 5. Definición de componentes usados en la simulación.

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

Para el estudio se tomó como temperatura de yacimiento inicial 150 °F y una presión de 516 psia, las cuales son condiciones representativas de yacimientos de crudo pesado (ver gráfica 3).

Gráfica 3. 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 6 y 7).





Tabla 6. Propiedades del yacimiento base.

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación, pies	1200
Longitud horizontal (X), pies	750
Longitud horizontal (Y), pies	1560
Temperatura, °F	150
Espesor (Z), pies	50
Porosidad, %	30
Saturación inicial de aceite, %	80
Relación de permeabilidades, $K_v/K_h$	0.1
Permeabilidad horizontal, md	1000
Presión, psi	516

Tabla 7. Parámetros operacionales de la técnica THAI.

PARÁMETROS	VALOR
Tasa de inyección de aire, MMSCF/D	5
Presión de fondo fluente del pozo Productor, psi	300
Longitud del pozo productor, pies	1430
Distancia vertical del pozo productor respecto al tope, pies	47.5
Distancia vertical del pozo inyector respecto al tope, pies	12.5
Tiempo de barrido o simulación, años	8

### 3.5 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN

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 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 del crudo de Hamaca<sup>29</sup>, 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), el número de pseudo-componentes y de reacciones químicas. Los pozos se definieron haciendo simulaciones previamente a la evaluación de parámetros para obtener la selección

<sup>29</sup> Ibid. ,. p. 13.



más óptima. La conductividad térmica de la roca se tomó como 24 Btu °F/ft día y la capacidad calorífica de la roca como 35 Btu °F/ft<sup>3</sup>.

En la sección de PVT, se definieron las reacciones químicas que generaran el calor necesario para reducir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad. Dentro de la composición se debe agregar el oxígeno que será el reactivo en exceso, además del dióxido de carbono y el agua que serán respectivamente los productos de la combustión considerada completa. Esto es porque posteriormente se debe especificar qué componente se desea inyectar, que para este caso es el oxígeno. Además de las reacciones se deben agregar la energía de activación, la velocidad de la reacción y la entalpía de reacción como se muestra en las tablas 8, 9 y 10.

Tabla 8. Composición del crudo, peso molecular y gas inyectado.

COMPONENTES	COMPOSICIÓN, %	PESO MOLECULAR	GAS INYECTADO, %
C <sub>61</sub> -C <sub>80</sub>	11.83	975.41	0
C <sub>47</sub> -C <sub>60</sub>	10.91	741.29	0
C <sub>32</sub> -C <sub>46</sub>	14.81	537.74	0
C <sub>1</sub> -C <sub>31</sub>	62.46	140.34	0
O <sub>2</sub>	0	32	100
CO <sub>2</sub>	0	44	0
H <sub>2</sub> O	0	18	0

Tabla 9. Reacciones químicas.

NUMERO DE REACCIONES	ECUACIONES ESTEQUIOMÉTRICAS
REACCIÓN 1	$C_{61} - C_{80} + 104O_2 \rightarrow 69CO_2 + 70H_2O + calor$
REACCIÓN 2	$C_{47} - C_{60} + 80O_2 \rightarrow 53CO_2 + 54H_2O + calor$
REACCIÓN 3	$C_{32} - C_{46} + 57.5O_2 \rightarrow 38CO_2 + 39H_2O + calor$
REACCIÓN 4	$C_1 - C_{31} + 15.5O_2 \rightarrow 10CO_2 + 11H_2O + calor$

Tabla 10. Energía de activación, velocidad y entalpía de reacción.

REACCIÓN	RATA CONSTANTE (BTU)	ENERGÍA DE ACTIVACIÓN (BTU/Lbm)	ENTALPÍA DE REACCIÓN (BTU/Lbm)
1	1000000	32785	15606560
2	1000000	32785	11860640
3	1000000	32785	8603840
4	1000000	32785	2245440



El pozo inyector fue controlado, por la tasa de inyección que para el caso base fue de 5MMSCF/día, y el productor fue controlado por la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), que para el caso base es de 300 psi.

Por último se definieron los parámetros a reportar como producciones acumuladas e instantáneas de aceite, gas y agua, presión del yacimiento, petróleo original in-situ, temperatura del crudo producido, temperatura y viscosidad del fluido en el yacimiento (la cual es extraída por bloques), condiciones de los pozos, tiempo de máquina, entre otros.

Las simulaciones se dividieron en seis partes.

### **3.5.1 Evaluación del comportamiento de las combinaciones de pozos horizontales y verticales<sup>30</sup>.**

En esta parte se usaron pozos con diferentes configuraciones dentro del yacimiento con el fin de encontrar el arreglo más óptimo que proporcione estabilidad en el frente de combustión: Inyector vertical (VI) u horizontal (HI) y productor horizontal (HP). Así, se obtienen configuraciones en línea de transporte directo (VIHP, HIHP) y en líneas de transporte escalonado (VI2HP, HI2HP) como se muestran en las figuras 8 y 9.

Se debe mencionar que con las configuraciones anteriores se mantiene el proceso de desplazamiento de distancia corta como también el desplazamiento del frente de combustión que viaja desde el dedo hasta el talón del pozo productor horizontal (Ver tabla 11).

*Tabla 11. Configuración de pozos en THAI.*

<b>SELECCIÓN DE POZOS</b>	<b>ABREVIATURA</b>
Un inyector vertical y un productor horizontal	VIHP
Un inyector horizontal y un productor horizontal	HIHP
Un inyector vertical y dos productores horizontales	VI2HP
Un inyector horizontal y dos productores horizontales	HI2HP

<sup>30</sup> T. X. Xia y M. Greaves, (Abril, 2002). Injection Well – Producer Well Combinations in THAI “Toe – to-Heel Air Injection”. Paper SPE 75137. Presentation at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa. Oklahoma.



Figura 8. Configuración en línea de transporte directo.

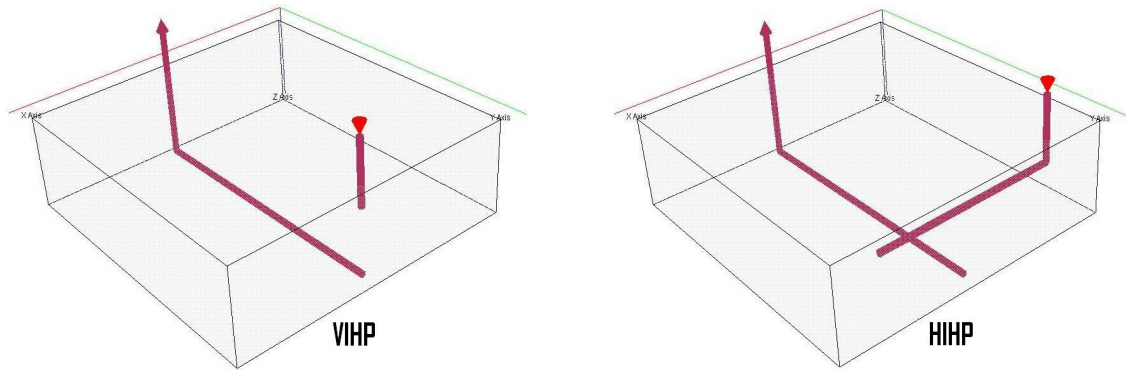
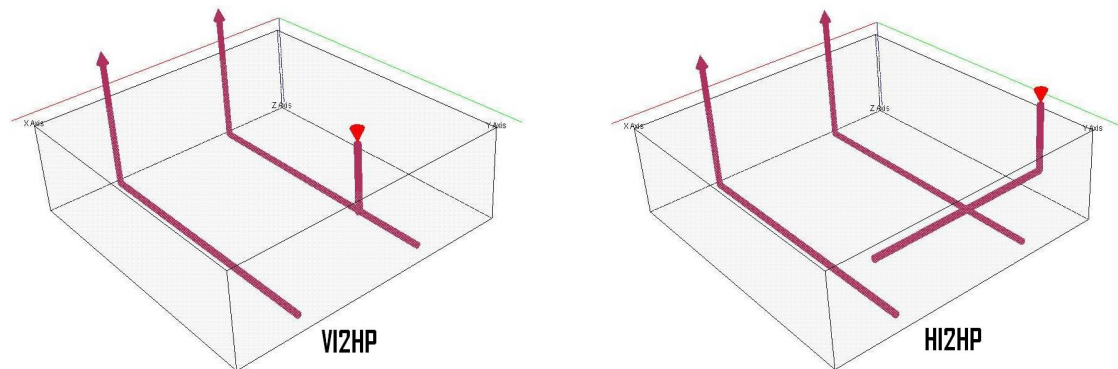


Figura 9. Configuración en línea de transporte escalonado.



### **3.5.2 Evaluación del comportamiento de las propiedades del yacimiento.**

Teniendo en cuenta casos reales en la aplicación de THAI, se han identificado ciertas propiedades de yacimiento, las cuales tienen que estar dentro de ciertos rangos para que THAI 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 THAI y verificar que el yacimiento que se tomó como caso base está dentro del rango de aplicación exitosa de THAI (ver tabla 12).



Tabla 12. Propiedades y rangos de yacimientos analizados.

PROPIEDADES	VALOR											
Espesor de la formación, pies	20	30	40	50	60	80	100	120				
Porosidad, %	15	20	25	30	35	40						
Saturación inicial de aceite, %	50	60	70	75	80	85						
Relación de permeabilidades, $K_v/K_h$	0.05	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1	1.2	
Permeabilidad horizontal, D	0.5	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
Profundidad del yacimiento, pies	1000	1200	1300	1400	1500	2000	3000					
Presión del yacimiento, psi	430	516	559	602	645	860	1290					

### 3.5.3 Evaluación del comportamiento de los parámetros operacionales.

Al igual que el caso anterior, basados en casos reales se identificaron los parámetros operacionales más relevantes dentro del proceso THAI 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 13).

Tabla 13. Parámetro de operación y rangos analizados.

PARÁMETROS	VALOR													
Rata de inyección de aire, MMSCF/D	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14		
Pwf del pozo productor, psi	50	100	200	250	300	350	400							
Longitud del pozo productor, pies	1040	1170	1300	1430										
Distancia vertical del pozo productor, pies	17.5	22.5	27.5	32.5	37.5	42.5	47.5							
Distancia vertical del pozo inyector, pies	2.5	7.5	12.5	17.5	22.5	27.5	32.5							

### 3.5.4 Efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.

Para esta sección se creó un yacimiento dividido en dos capas de igual espesor, con la configuración VIHP y con los mismos parámetros operacionales del caso base descrito en la tabla 7.

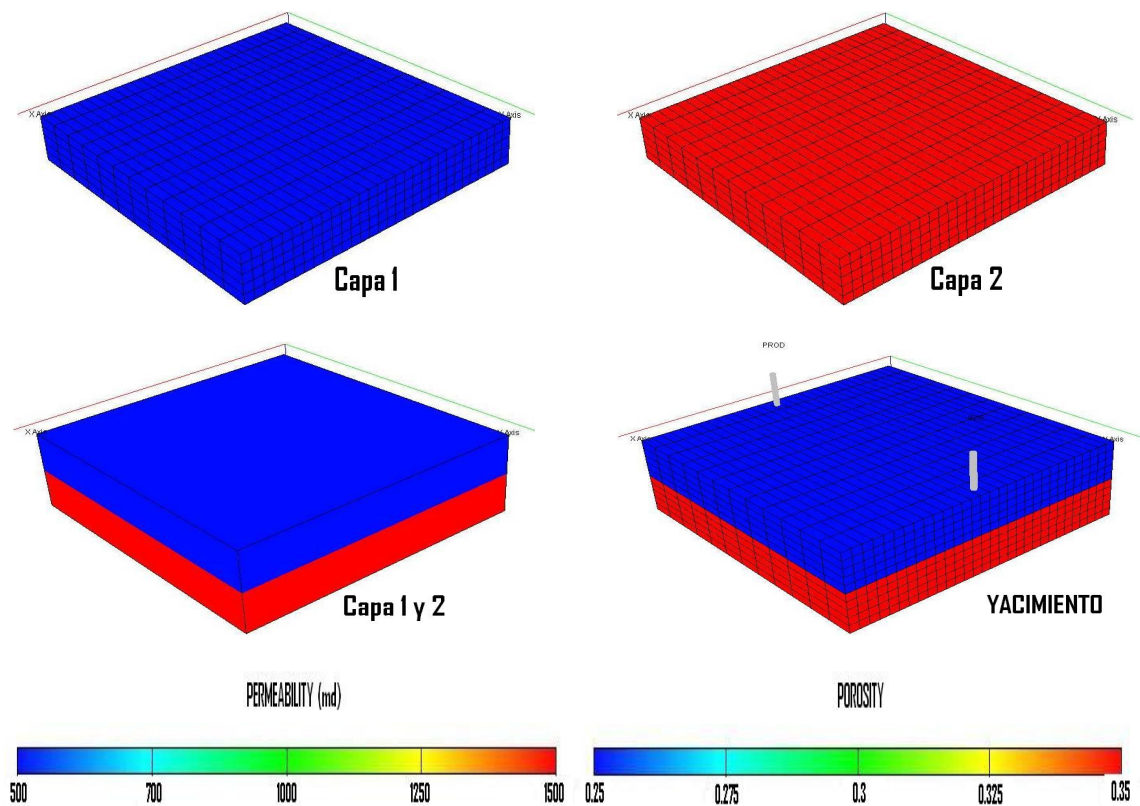
En la figura 10 se puede observar el modelo simulado para evaluar la heterogeneidad del yacimiento, donde las celdas de color azul representan la capa 1 y las celdas de color rojo representan la capa 2.



Tabla 14. Propiedades para el yacimiento heterogéneo.

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación, pies	1200
Longitud horizontal (X), pies	750
Longitud horizontal (Y), pies	1560
Temperatura, °F	150
Espesor de la capa uno, pies	25
Espesor de la capa dos, pies	25
Porosidad de la capa uno, %	25
Porosidad de la capa dos, %	35
Saturación inicial de aceite, %	80
Relación de permeabilidades, $K_v/K_h$	0.1
Permeabilidad horizontal capa uno, md	500
Permeabilidad horizontal capa dos, md	1500
Presión, psi	516

Figura 10. Modelo simulado para el yacimiento heterogéneo.





### 3.5.5 Comparación de la producción en frío con la técnica THAI.

En esta tercera parte se planteó el análisis de la recuperación incremental de crudo, al desarrollar un proceso THAI de diferentes formas, comparándolo con la recuperación que se obtendría sin este método; es decir con producción en frío (ver tabla 15).

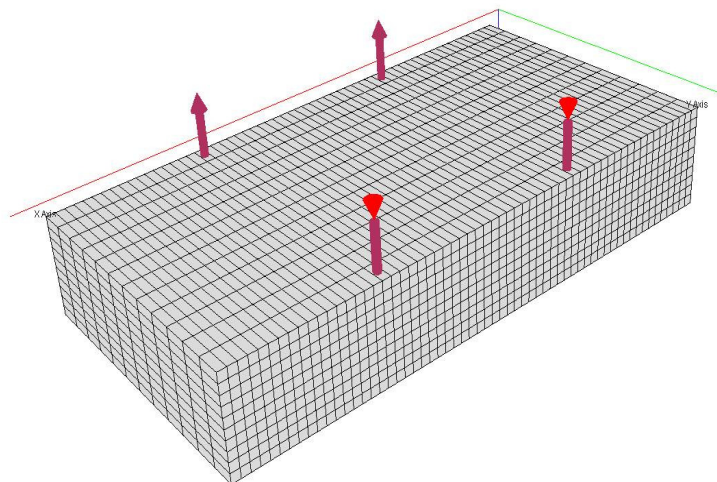
Tabla 15. Descripción de los casos simulados.

Caso	Descripción del 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 no optimizado
6	Caso base optimizado

### 3.5.6 Producción de un campo.

Teniendo en cuenta los resultados de la optimización logrados con las simulaciones anteriores, se diseñó un arreglo de dos pares de pozos en la grilla modificada previamente (ver figura 11), con el fin de verificar la viabilidad tanto técnica como económica de la técnica THAI en un campo modelado.

Figura 11. Modelo simulado del campo





## 4 EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES

### 4.1 EVALUACIÓN DEL PROCESO

Todos los estudios de la técnica THAI fueron evaluados para un periodo de 8 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 gas, factor de recobro bruto, factor de recobro neto y la relación aire inyectado acumulado/petróleo producido acumulado AOR.

#### 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 8 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 8 años simulados.

#### 4.1.3 Factor de recobro bruto ( $FR$ bruto).

El factor de recobro bruto (%) es la relación de petróleo producido neto más el consumido en la combustión con el petróleo original in-situ; éste sirve para evaluar la eficiencia técnica del proceso.

$$FR_{bruto} = \frac{N_{oi} - N_o}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po} + V_F}{N_{oi}} * 100\% \quad (93)$$

$N_{oi}$  = Volumen de petróleo original in-situ, MMSTB.

$N_o$  = Volumen de petróleo remanente, MMSTB.

$V_F$  = Volumen de petróleo consumido como combustible, MMSTB.

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

El volumen de combustible consumido en la combustión es calculado por la siguiente ecuación:

$$V_F = N_{oi} - N_{po} - N_o \quad (94)$$





#### 4.1.4 Factor de recobro neto (*FR neto*).

Para evaluar la producción de aceite dentro del modelo, el factor de recobro neto fue calculado tomando en cuenta que el petróleo total producido por el simulador es el neto. La ecuación usada es la siguiente:

$$FR_{neto} = \frac{N_{oi} - N_o - V_F}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po}}{N_{oi}} * 100\% \quad (95)$$

$N_{oi}$  = Volumen de petróleo original in-situ, MMSTB.

$N_o$  = Volumen de petróleo remanente, MMSTB.

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

$V_F$  = Volumen de petróleo consumido como combustible, MMSTB.

#### 4.1.5 Relación aire inyectado acumulado/aceite producido acumulado (*AOR*).

El AOR es la relación entre los pies cúbicos totales de aire inyectado, por barriles acumulados de aceite producido (ecuación 96). Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$AOR = \frac{A_T}{N_{po}} \quad (96)$$

$A_T$  = Volumen de aire acumulado inyectado, SCF.

$N_{po}$  = Volumen de producción de aceite acumulado, STB.

Para hallar el límite económico de la relación aire total inyectado por petróleo producido acumulado  $AOR_{EL}$ , se supuso el precio de un barril de petróleo pesado en US\$ 30, el precio por cada 1000 barriles de aire a inyectar es US\$ 9.55 (valor obtenido partiendo que 1.7 US\$ es el precio para comprimir 1MPCS de aire)<sup>31</sup>, la utilidad mínima del proyecto 20%. El  $AOR_{EL}$  fue hallado mediante las siguientes fórmulas:

$$AOR_{EL} = \frac{A_T}{N_{po}} = \frac{\text{precio neto de petroleo (US\$)}}{\text{precio del aire inyectado (US\$)}} \quad (97)$$

$$\text{precio neto petroleo(US\$)} = \text{precio petroleo(US\$)} * (100 - \text{utilidad(\%)}) \quad (98)$$

<sup>31</sup> J.J. Guerra A. and J.L. Grosso V. (Octubre, 2005). Segregated In-Situ Combustion Process (SISC) y Toe to Heel Air Injection (THAI), alternativas potenciales de recobro mejorado en campos Colombianos de crudo medio y pesado. Paper ACIPET. Congreso Colombiano de petróleo y gas. Bogotá D.C, Colombia. p. 15.



Reemplazando se obtuvo:

$$\text{precio neto de petroleo(US\$)} = 30 * [(100\% - 20\%)/100\%] = \text{US\$ } 24$$

$$AOR_{EL} = \frac{24}{9.55/1000} = 2513 \frac{\text{barriles de aire}}{\text{barrile de petròleo}} \quad (99)$$

La ecuación (99) es el  $AOR_{EL}$  en barriles de aire inyectado por cada barril de petróleo producido. Generalmente el  $AOR_{EL}$  es mejor expresarlo en pies cúbicos estándar de aire inyectado por barril de petróleo estándar producido. Se multiplica la ecuación (99) por el factor de conversión 5.615 y la expresión queda de la siguiente manera:

$$AOR_{EL} = 14110 \frac{PCS}{STB} \quad (100)$$

Este valor de  $AOR_{EL}$  de 14110 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”.

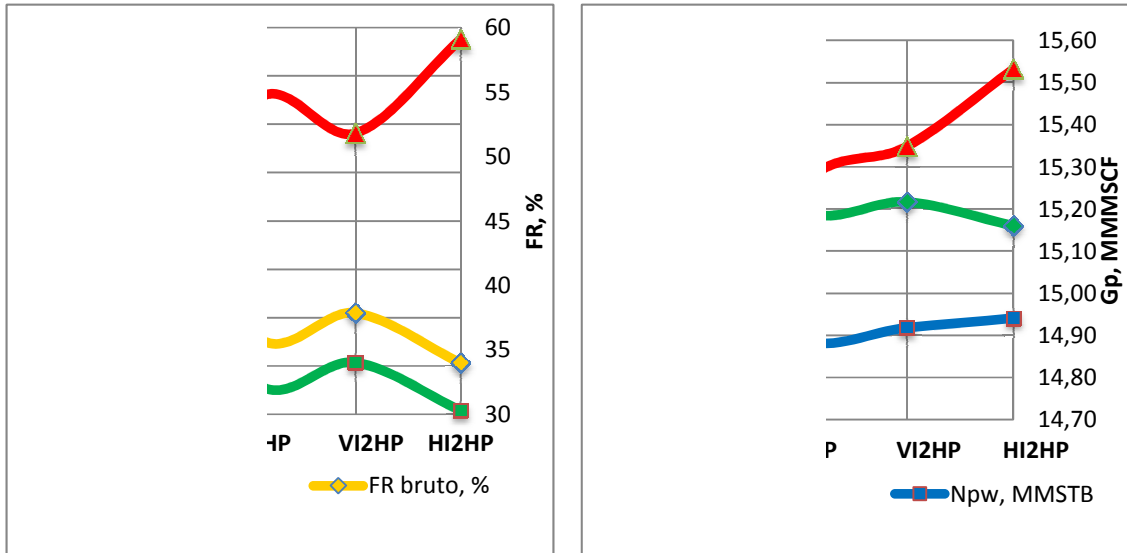
### 4.2.1 Evaluación de las combinaciones de pozos horizontales y verticales.

Tabla 16. Comportamiento de las combinaciones de pozos.

Combinaciones de pozos	Npo, MMSTB	Npw, MMSTB	Gp, MMMSCF	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
VIHP	1.56	0.77	14.76	10450.67	57.71	51.47
HIHP	1.00	0.38	15.25	16372.43	36.55	32.85
VI2HP	1.03	0.44	15.35	15812.31	37.87	34.02
HI2HP	0.92	0.48	15.53	17755.11	33.97	30.29



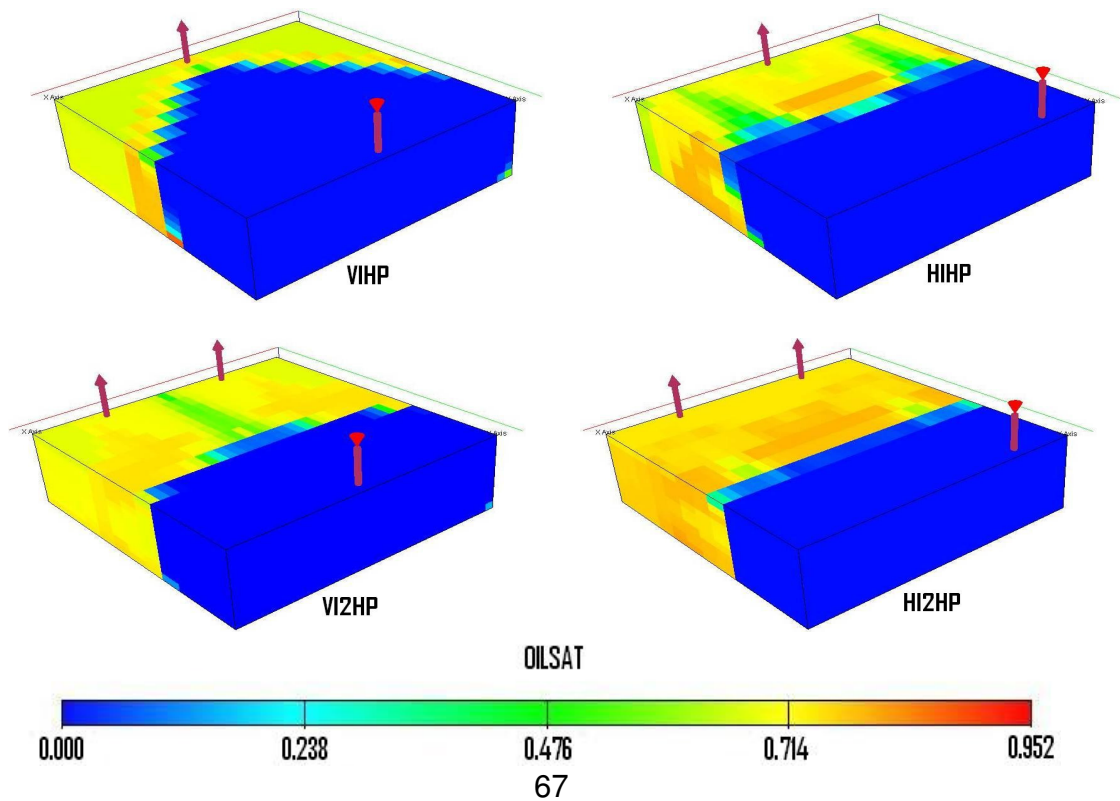
Gráfica 4. Evaluación del comportamiento de las combinaciones de pozos.



(a)

(b)

Figura 12. Vista 3D en saturación de aceite para las combinaciones de pozos.





La configuración de pozos VIHP aparece como la mejor debido a su alto factor de recobro neto y su bajo AOR, el cual está bajo el límite económico de 14100 SCF/STB (ver gráfica 4). Este factor de recobro está representado en alta producción de aceite neta acumulada y baja producción acumulada de gas. Ésto es debido a la estabilidad del frente de combustión que ofrece esta selección como lo muestra la vista 3D en la figura 12.

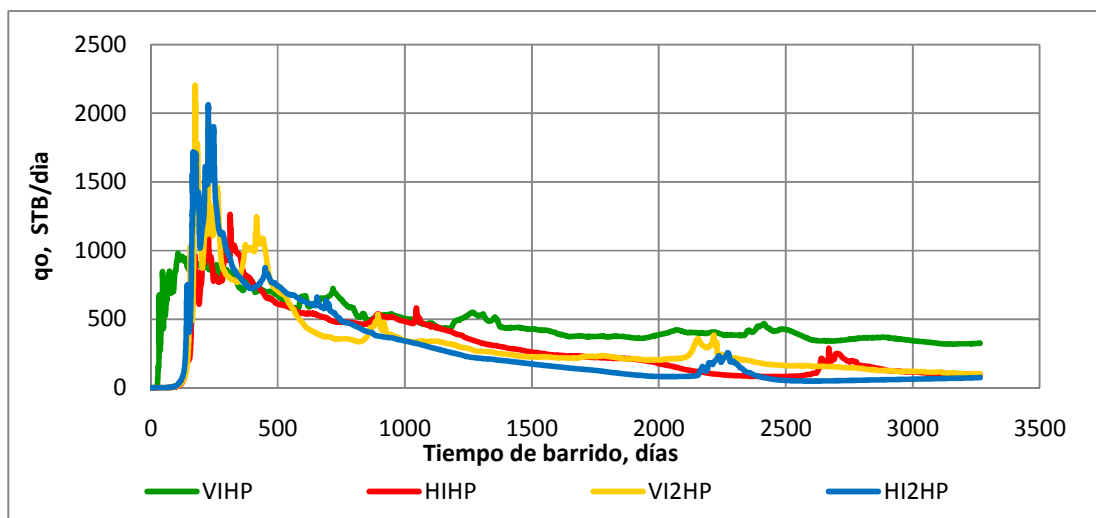
Las selecciones HIHP, VI2HP y HI2HP no producen el petróleo suficiente para mantenerse en el límite económico del AOR. Además, estos arreglos exigen una mayor inversión en gastos operacionales por tener mayor cantidad de pozos horizontales.

Particularmente la configuración HIHP tiene la mejor verticalidad y estabilidad del frente de combustión, pero ocurre una caída brusca en la producción a los 3 años de simulación (1100 días aproximadamente).

La configuración VI2HP es la segunda en cuanto a producción de petróleo, tiene el mayor pico de producción pero cae rápidamente cuando los pozos productores succionan el oxígeno que se está inyectando impidiendo el avance del frente de combustión y reduciendo la generación de calor en el yacimiento.

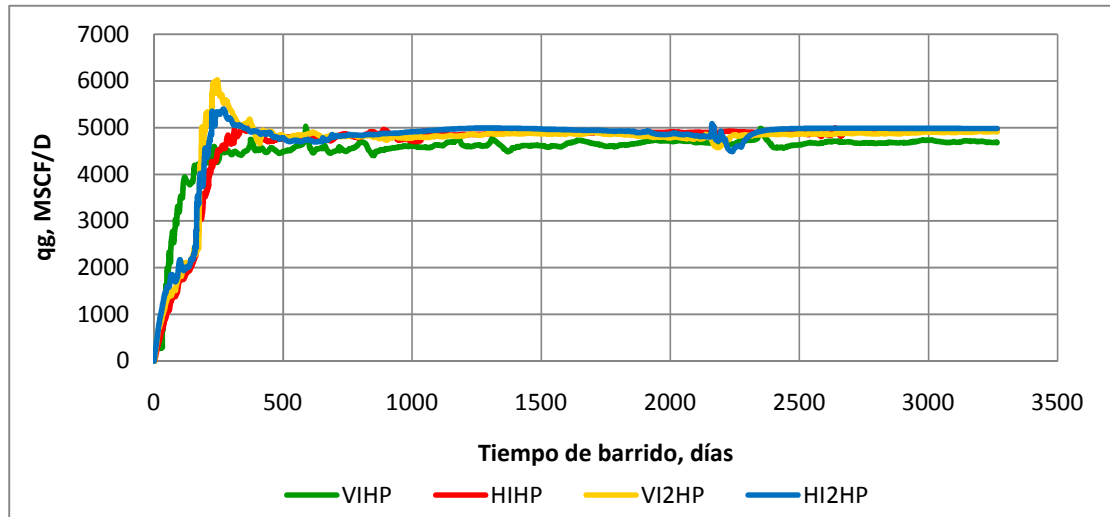
Para una mayor comprensión de la causa de este comportamiento a continuación se observan las gráficas 5 y 6 de producción instantánea y acumulada tanto de aceite como de gas contra el tiempo de barrido.

Gráfica 5. Producción instantánea de petróleo





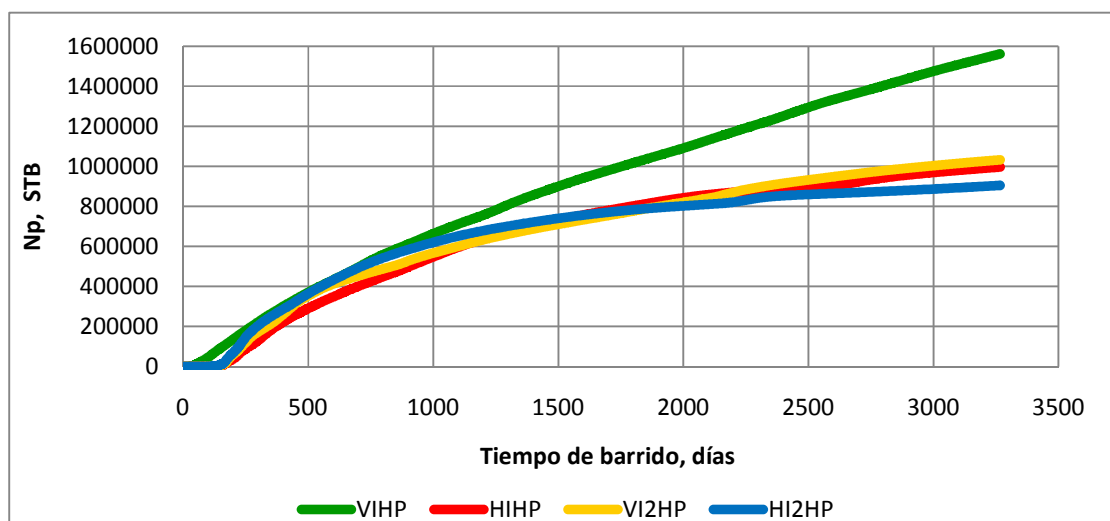
Gráfica 6. Producción instantánea de gas



Las configuraciones HIHP, VI2HP, HI2HP presentan un frente de combustión más vertical que la configuración VIHP como lo muestra la vista 3D de la figura 12.

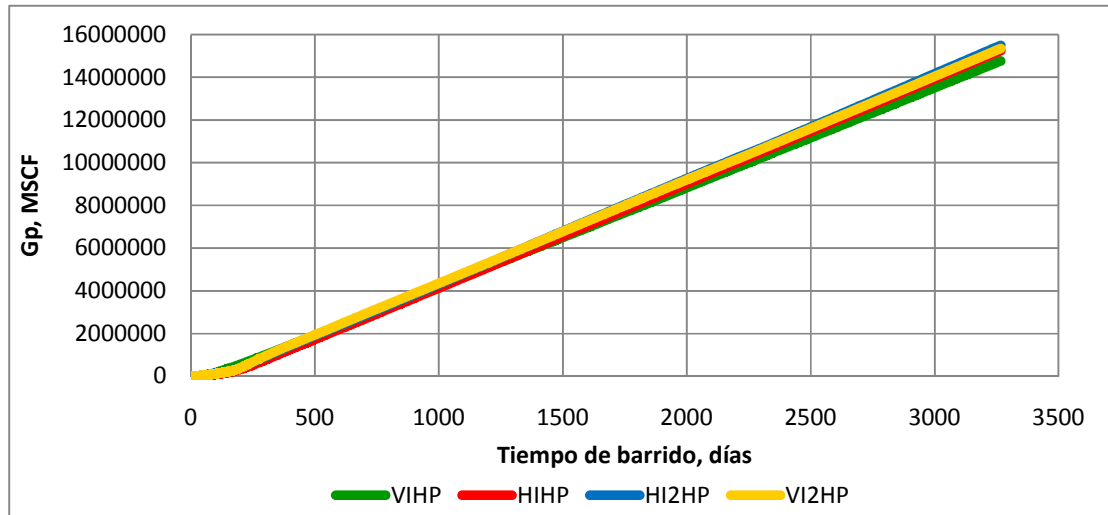
Sin embargo, la producción de petróleo para estas configuraciones cae rápidamente y la del gas aumenta porque los pozos productores consumen la mayor parte del oxígeno inyectado impidiendo la formación del frente como lo muestran las gráficas 7 y 8 de producción de gas instantánea y acumulada las cuales representan el gas como los productos de las reacciones de combustión.

Gráfica 7. Producción acumulada de petróleo





Gráfica 8. Producción acumulada de gas



La composición del gas producido tanto el acumulado como el instantáneo es el volumen combinado de gases hidrocarburos, dióxido de carbono y el oxígeno que no reacciona, que sería aproximadamente igual al volumen de oxígeno consumido debido al balance estequiométrico de las reacciones de combustión.

Según la gráfica 8, la configuración VIHP se mantiene con menor volumen de gas producido comparado con las demás selecciones, debido a que el oxígeno inyectado reacciona proporcionalmente con el combustible para evitar que sea producido por el pozo productor.

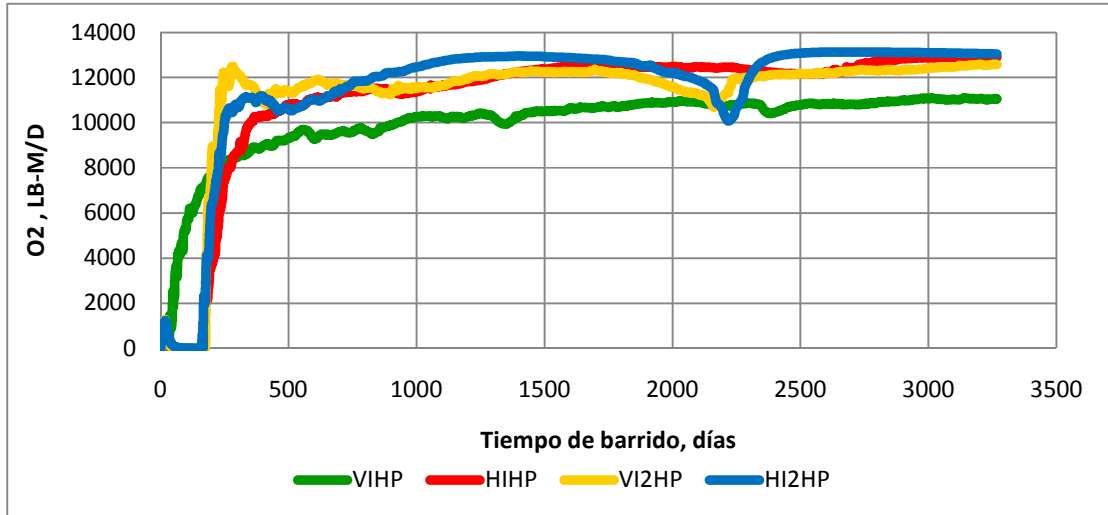
En contraste, las otras configuraciones impiden que el oxígeno reaccione con el combustible al ser producido de manera instantánea por los pozos productores especialmente las configuraciones VI2HP y HI2HP por tener dos pozos que producen de manera simultánea.

Aunque la configuración VIHP produce oxígeno inyectado debido al exceso que hay de este reactivo, su cantidad es menor a las demás selecciones por reaccionar con el combustible de manera más estable y continua a través del tiempo de simulación (ver gráfica 9). Esto conduce a que el frente de combustión mantenga el calor, baje la viscosidad del crudo, aumente su movilidad y pueda ser producido fácilmente por el pozo productor.

Entonces, para la selección VIHP la composición del gas producido es en mayor cantidad dióxido de carbono y en menor cantidad oxígeno. Mientras que las de más selecciones, la composición del gas producido es en mayor cantidad oxígeno que dióxido de carbono (ver gráficas 9 y 10).

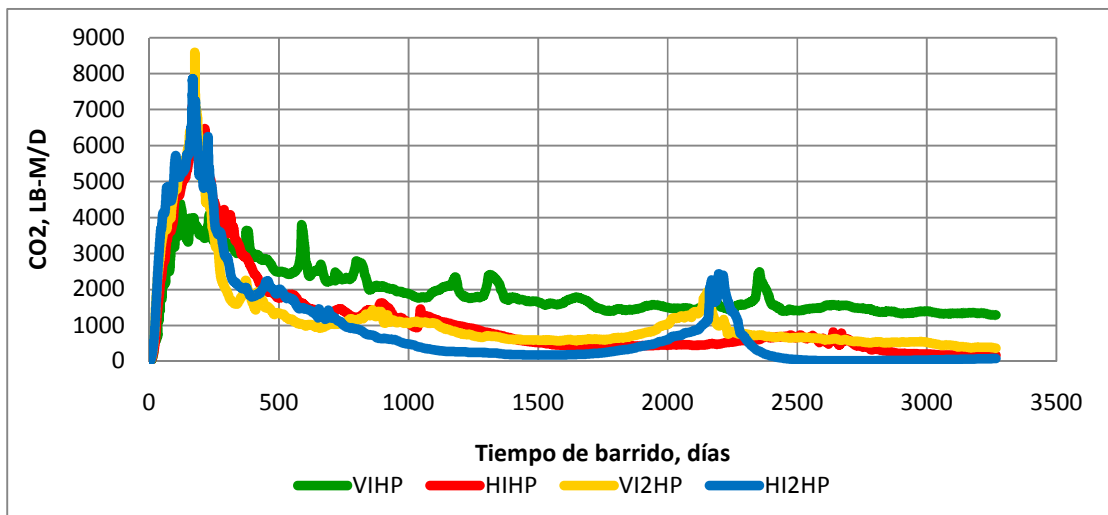


Gráfica 9. Producción instantánea de oxígeno.



El dióxido de carbono que se produce es un indicativo de la existencia de reacciones en el yacimiento. La gráfica 10 muestra que la configuración VIHP produce mayor cantidad de dióxido de carbono debido a la estabilidad en las reacciones y en su frente de combustión. Mientras que las demás selecciones (HIHP, VI2HP, HI2HP) aunque tiene un mayor pico de producción, ésta cae rápidamente por debajo de la curva VIHP.

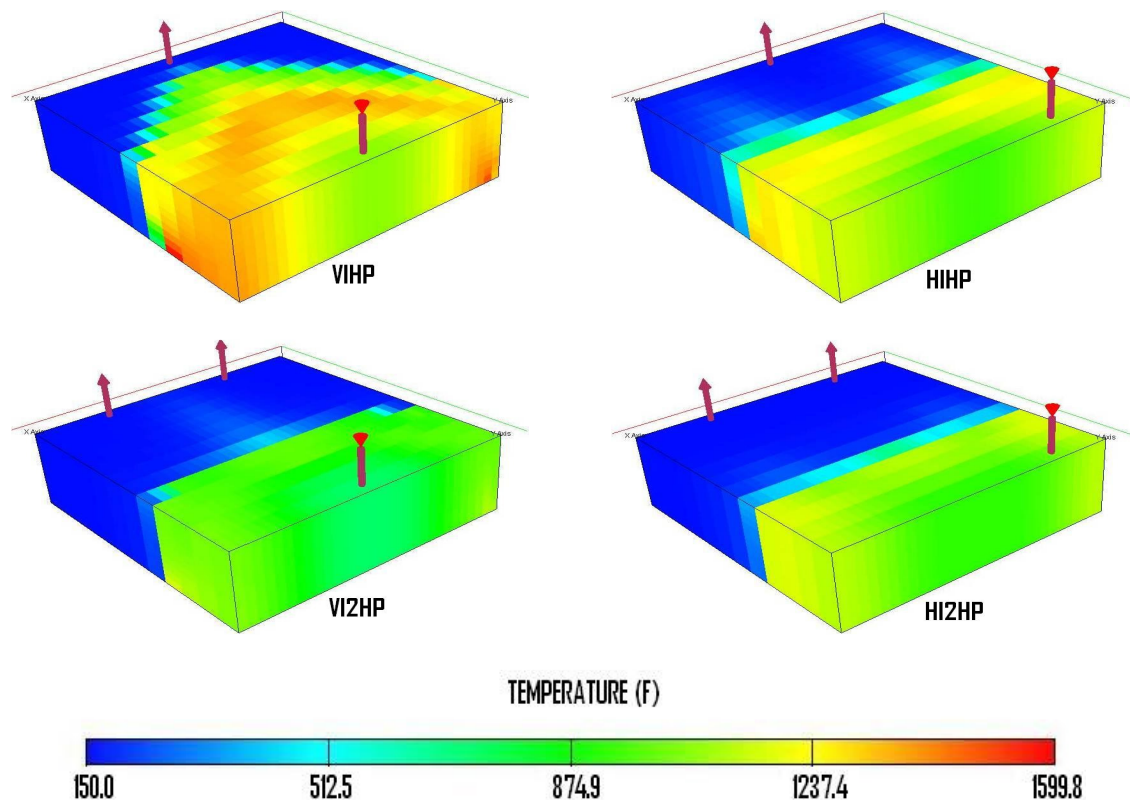
Gráfica 10. Producción instantánea de dióxido de carbono





A continuación se presenta la vista 3D en temperatura (ver figura 13), para demostrar que la selección VIHP tiene mayor estabilidad en el mantenimiento y transferencia de calor durante todo el tiempo de simulación, lo cual reduce la viscosidad con más eficiencia para aumentar la movilidad del crudo y ser producido por el pozo.

Figura 13. Vista 3D en temperatura para la selección de pozos.



En adelante por presentar los resultados más óptimos usaremos la selección en línea de transporte directo VIHP (un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal) para evaluar el comportamiento de las propiedades del yacimiento y de los parámetros operacionales de la técnica.





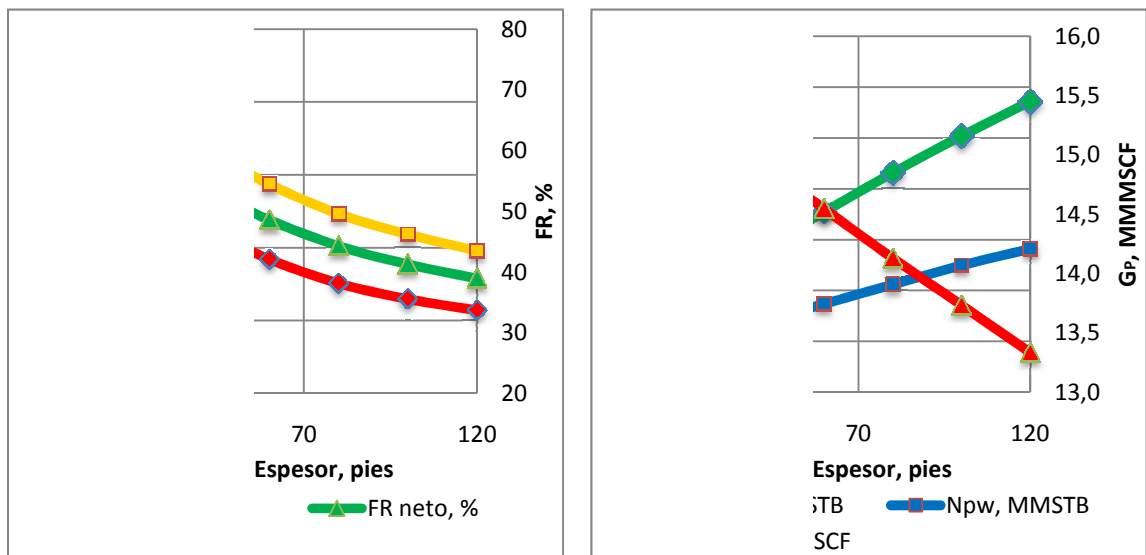
## 4.2.2 Evaluación del comportamiento de las propiedades del yacimiento.

### 4.2.2.1 Espesor del yacimiento.

Tabla 17. Evaluación del espesor del yacimiento.

Espesor, pies	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto %
20	0.75	15.55	0.38	21902.22	70.29	61.59
30	1.08	15.24	0.54	15155.51	66.94	59.27
40	1.33	15.00	0.66	12300.84	61.51	54.71
50	1.56	14.76	0.77	10450.67	57.71	51.47
60	1.77	14.55	0.87	9214.95	54.45	48.59
80	2.16	14.13	1.06	7564.98	49.58	44.30
100	2.52	13.73	1.25	6480.53	46.21	41.29
120	2.86	13.33	1.41	5712.68	43.50	38.95

Gráfica 11. Evaluación del comportamiento del espesor del yacimiento.

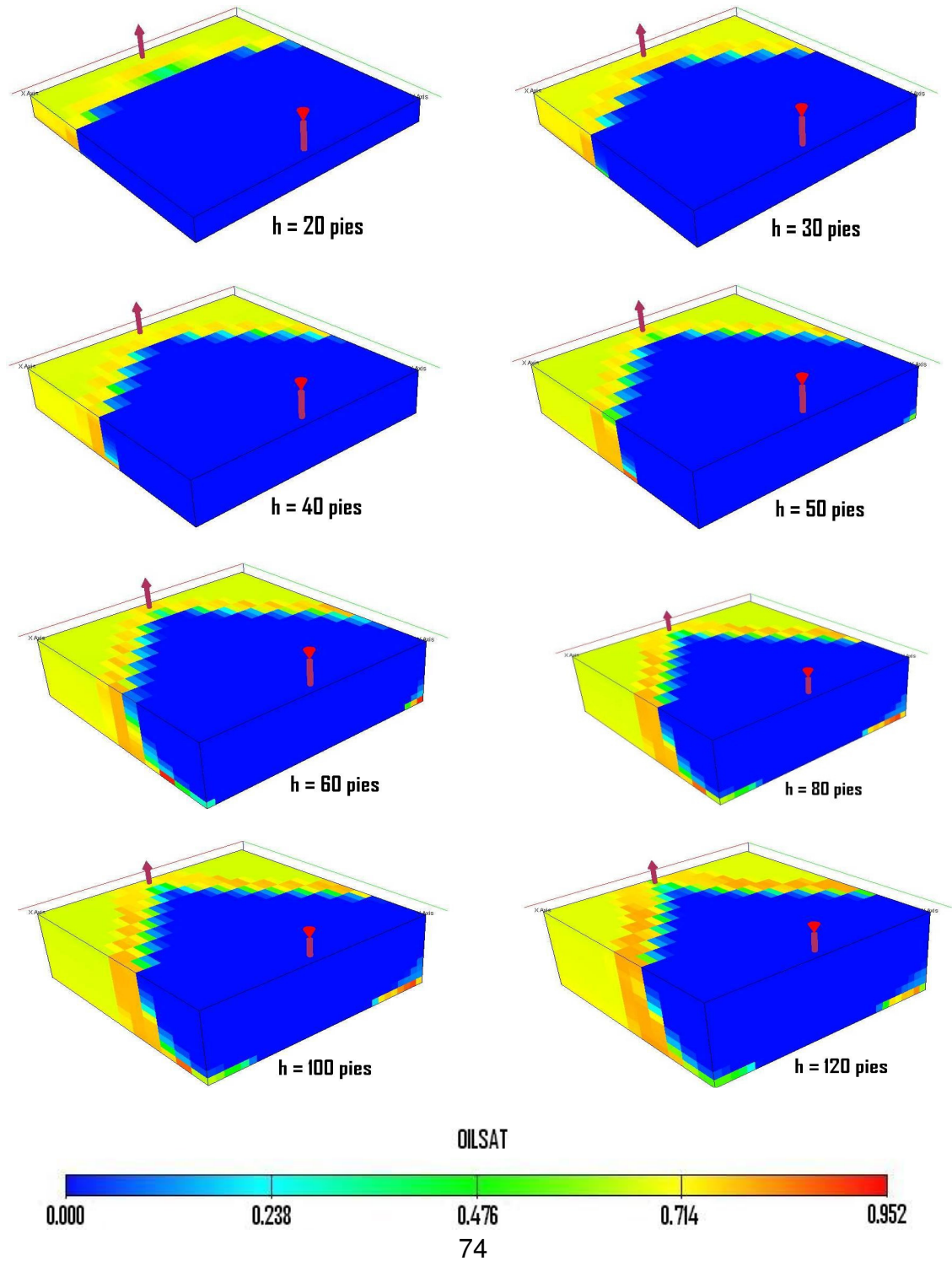


(a)

(b)



Figura 14. Vista 3D en saturación de petróleo variando el espesor del yacimiento.





En esta sensibilidad se encontró que el espesor límite mínimo del yacimiento para aplicar THAI exitosamente es de 40 pies, ya que en este punto el AOR está por debajo al límite que se tomó como referencia.

Espesores por debajo de 40 pies el AOR sobrepasa el límite de 14110 SCF/STB, haciendo antieconómico un proyecto de THAI. Además del AOR, la producción de aceite es baja debido a que la cantidad de petróleo original in-situ para recuperar es pequeña, mostrando valores de factores de recobro altos. Mientras menor sea el espesor del yacimiento, mayor será la estabilidad vertical del frente de combustión como se puede observar en la vista 3D de la figura 14.

El caso base (50 pies), se encuentra dentro del rango de propiedades óptimas para aplicar THAI. El mejor espesor fue el de 120 pies por el bajo valor del AOR y alto recobro.

#### **4.2.2.2 Porosidad del yacimiento.**

*Tabla 18. Evaluación de la porosidad del yacimiento.*

<b>Porosidad, %</b>	<b>Npo, MMSTB</b>	<b>Gp, MMMSCF</b>	<b>Npw, MMSTB</b>	<b>AOR, SCF/STB</b>	<b>FR, bruto %</b>	<b>FR neto, %</b>
15	0.71	14.92	0.54	23099.94	60.15	46.57
20	0.98	14.86	0.61	16642.90	58.41	48.48
25	1.29	14.8	0.7	12696.03	58.63	50.84
30	1.56	14.76	0.77	10450.67	57.71	51.47
35	1.81	14.74	0.81	9038.99	56.10	51.01
40	2.05	14.71	0.86	7982.66	54.75	50.54



Gráfica 12. Evaluación del comportamiento de la porosidad del yacimiento.

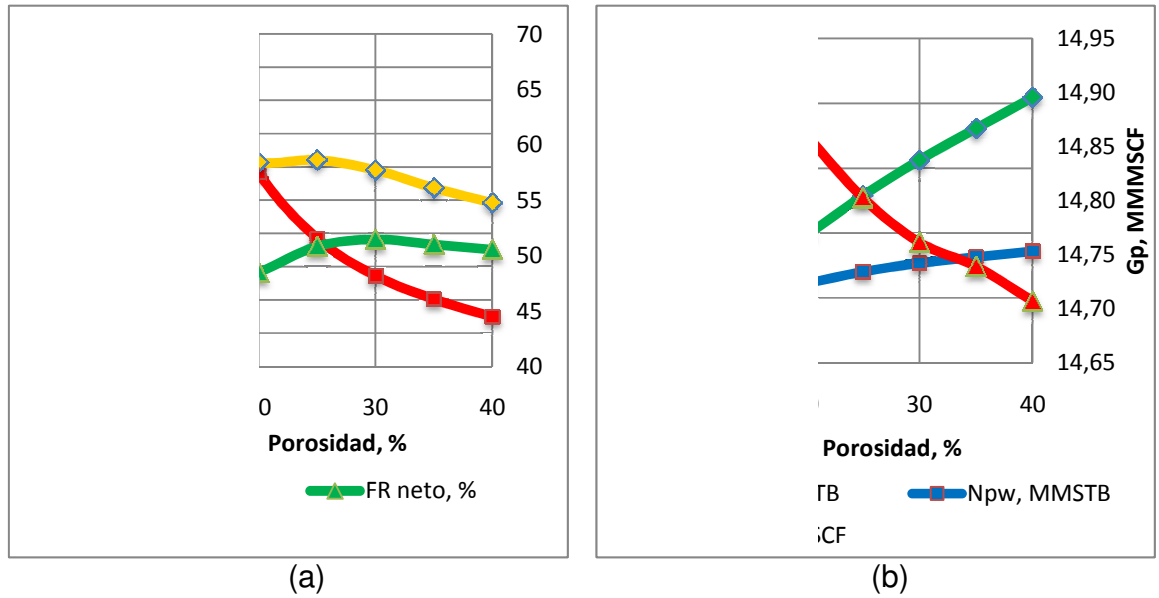
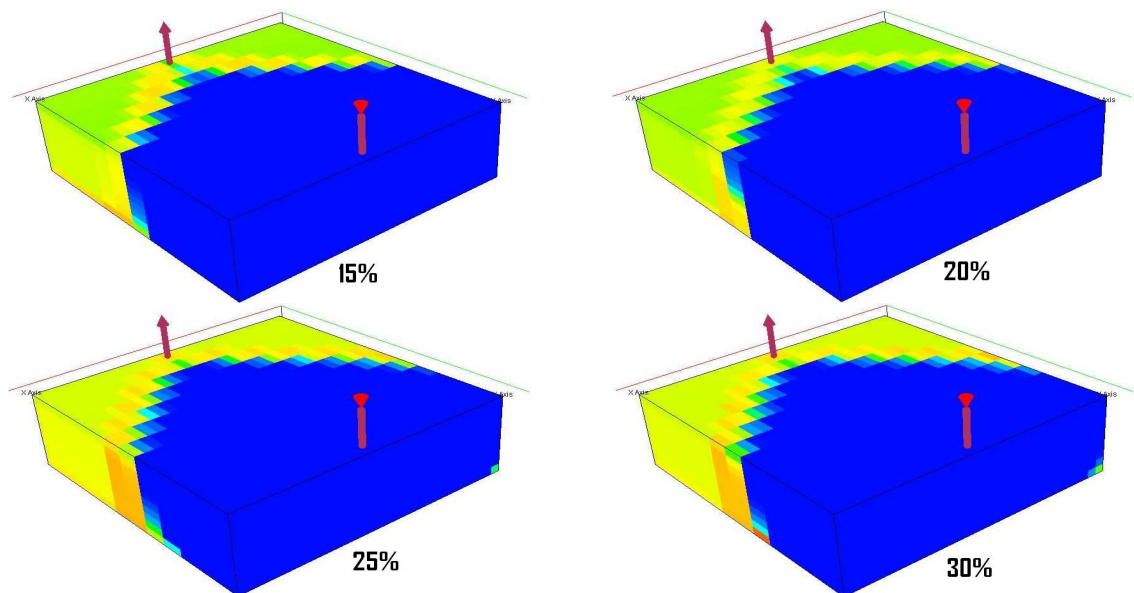
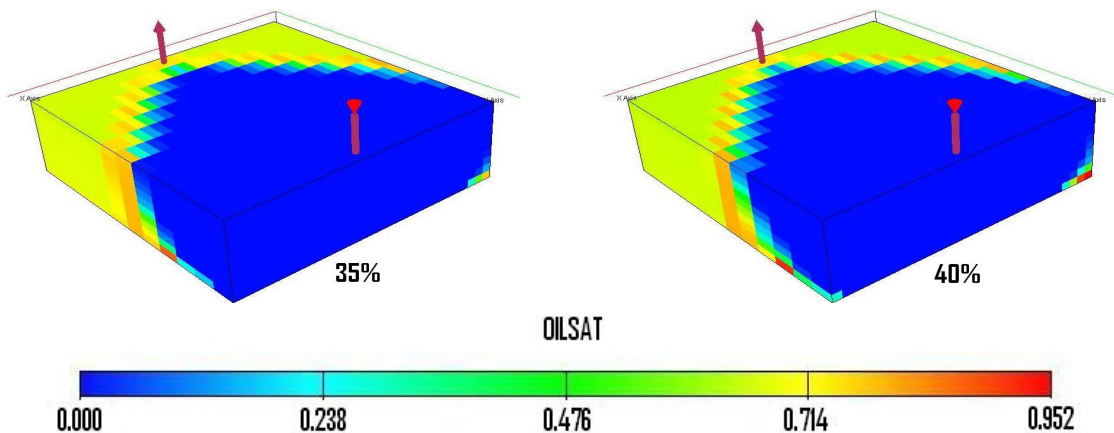


Figura 15. Vista 3D en saturación de petróleo variando la porosidad del yacimiento.



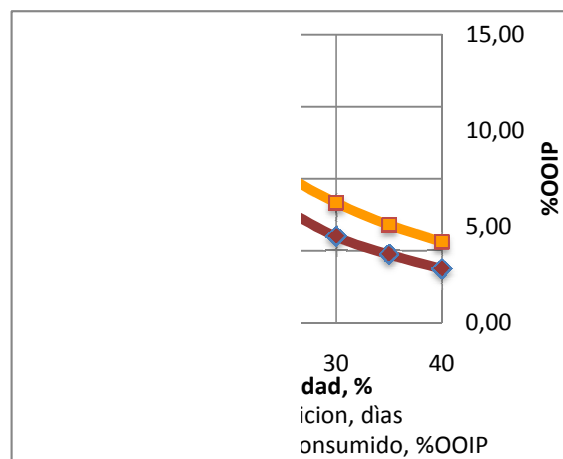


El límite mínimo de porosidad para los casos estudiados fue de 25%, debido a que en este punto el AOR fue 12696 SCF/STB, para valores de porosidad menores al 25% se observó que el tiempo de ignición es alto y que el frente de combustión consume bastante combustible (ver gráfica 13), por eso la diferencia es grande entre el factor de recobro neto y el bruto. Además, el volumen de fluidos a barrer es pequeño, lo cual se ve representado en poca producción de aceite y hace que el proceso sea antieconómico.

*Tabla 19. Combustible consumido y tiempo de ignición.*

Porosidad, %	Vf, STB	%OOIP	ti, días
15	206131.88	13.58	71
20	201067.65	9.93	42
25	197103.00	7.79	32
30	189514.30	6.24	24
35	180514.30	5.10	19
40	170452.6	4.21	15

*Gráfica 13. Combustible consumido y tiempo de ignición.*



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.

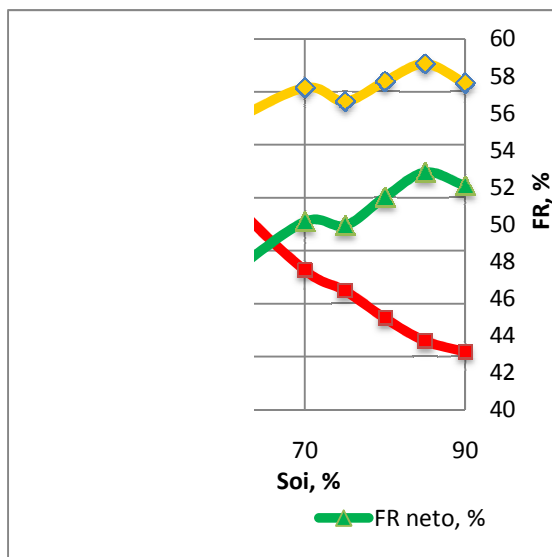
El caso base planteado de 30% de porosidad se encuentra por encima del límite mínimo obtenido, y dentro de los casos evaluados se encontró que 40% de porosidad es la porosidad más exitosa para la aplicación del proceso.

#### 4.2.2.3 Saturación inicial de petróleo.

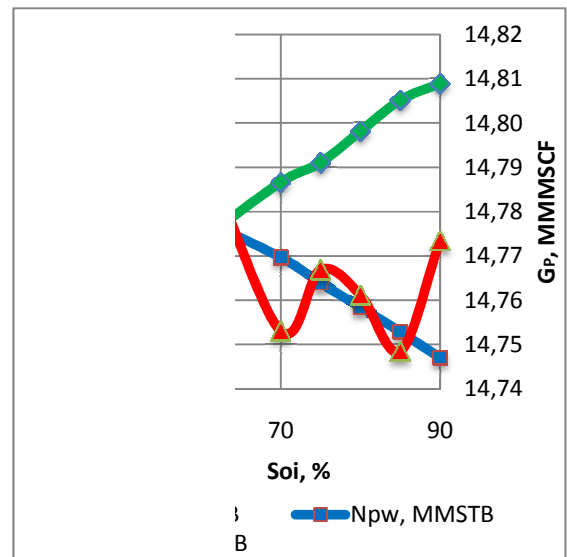
Tabla 20. Evaluación de la saturación inicial de petróleo.

Soi, %	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, (%)	FR neto, (%)
50	0.83	14.81	1.33	19748.37	53.51	43.58
60	1.07	14.79	1.17	15240.98	55.39	47.05
70	1.33	14.75	0.99	12259.68	57.37	50.14
75	1.42	14.77	0.88	11491.54	56.63	49.93
80	1.56	14.76	0.77	10450.67	57.71	51.47
85	1.70	14.75	0.66	9587.37	58.66	52.80
90	1.78	14.77	0.54	9180.93	57.62	52.08

Gráfica 14. Evaluación del comportamiento de la saturación inicial de petróleo.



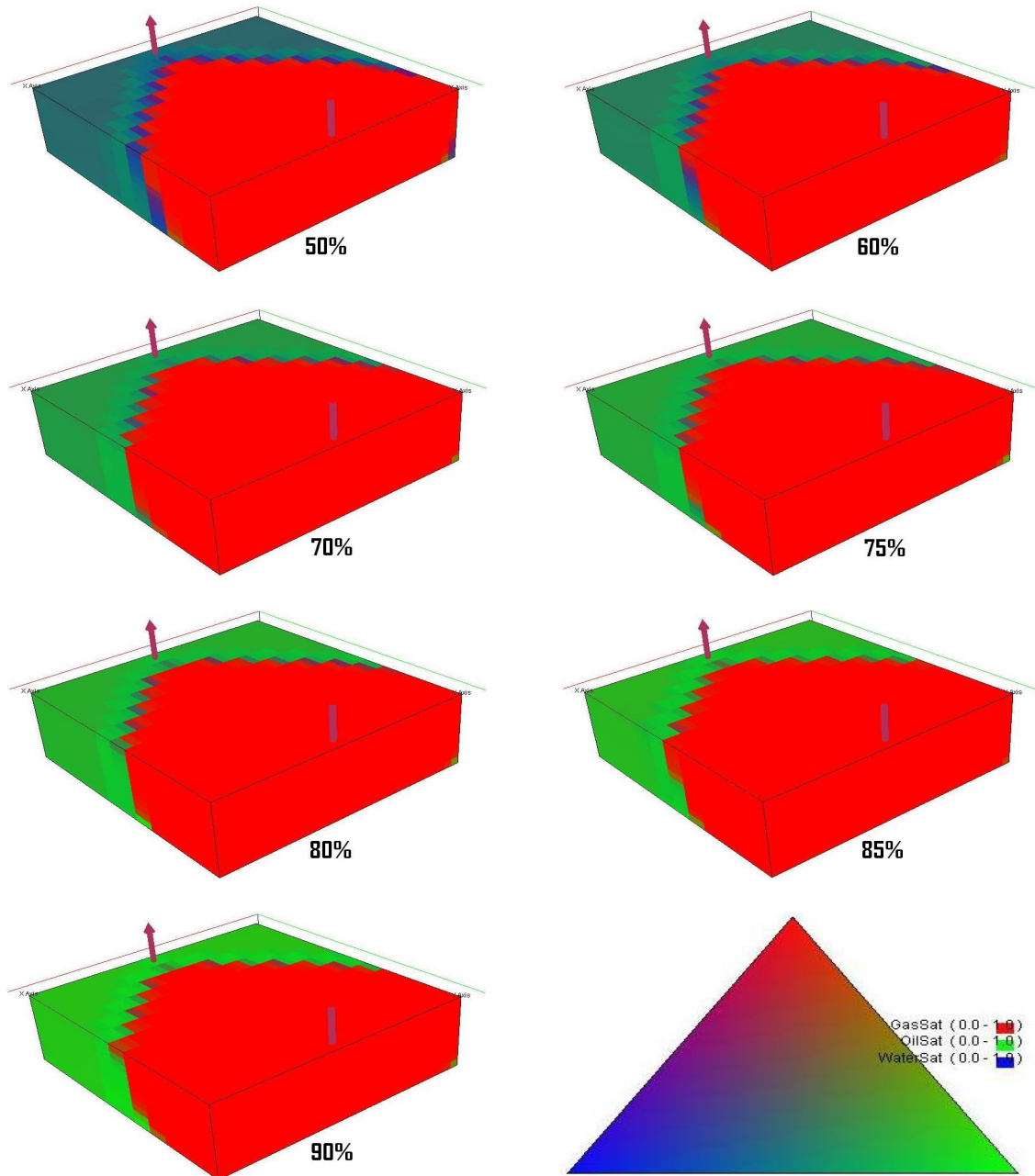
(a)



(b)



Figura 16. Vista 3D en diagrama ternario variando la saturación inicial de aceite.





El límite mínimo de saturación inicial de aceite que se obtuvo dentro de lo evaluado fue de 70%, para valores menores el AOR es mayor, y esto se debe a que la movilidad del agua es superior 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.

La grafica 14-b muestra alta producción de gas (con un porcentaje alto en oxígeno sin reaccionar), para saturaciones por debajo del 70%, indicando baja generación de calor en el yacimiento para lograr disminuir la viscosidad del crudo.

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

#### **4.2.2.4 Relación de permeabilidades del yacimiento.**

*Tabla 21. Evaluación de la relación de permeabilidades Kv/Kh.*

<b>Relación de permeabilidades, Kv/Kh</b>	<b>Npo, MMSTB</b>	<b>Gp, MMMSCF</b>	<b>Npw MMSTB</b>	<b>AOR, SCF/STB</b>	<b>FR bruto, %</b>	<b>FR neto, %</b>
0.05	1.56	14.746	0.78	10463.10	57.77	51.41
0.1	1.56	14.761	0.77	10450.67	57.71	51.47
0.2	1.52	14.774	0.73	10721.80	56.12	50.17
0.4	1.48	14.784	0.70	11011.33	54.63	48.85
0.6	1.47	14.817	0.69	11076.36	54.22	48.56
0.8	1.43	14.860	0.64	11390.00	52.67	47.22
1.0	1.42	14.885	0.63	11521.80	52.12	46.68
1.2	1.41	14.889	0.62	11611.70	51.65	46.32





Gráfica 15. Evaluación del comportamiento de la relación de permeabilidades.

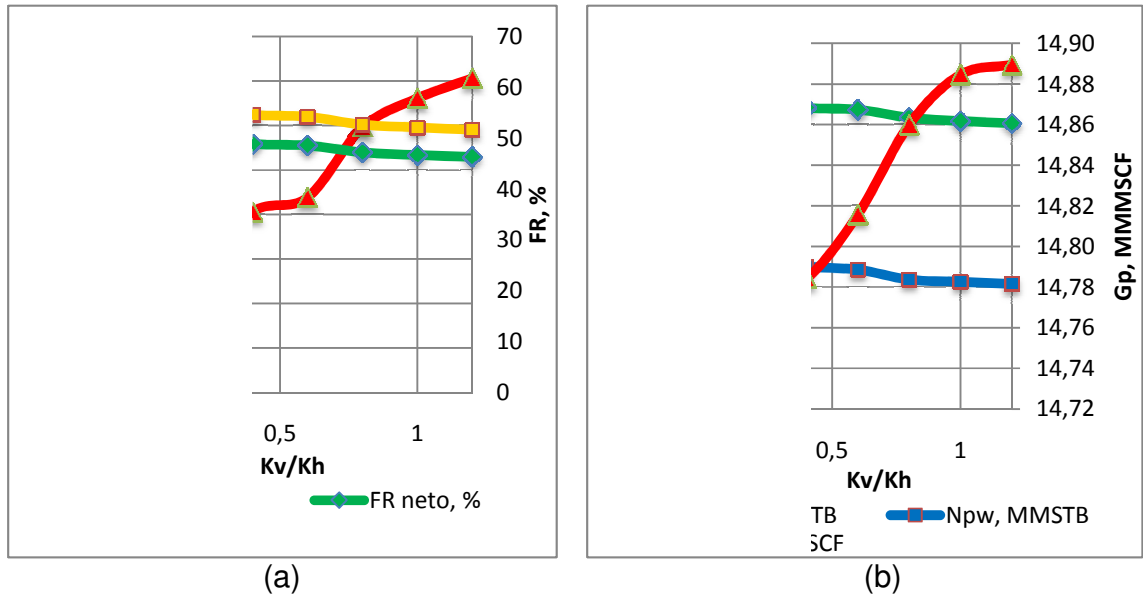
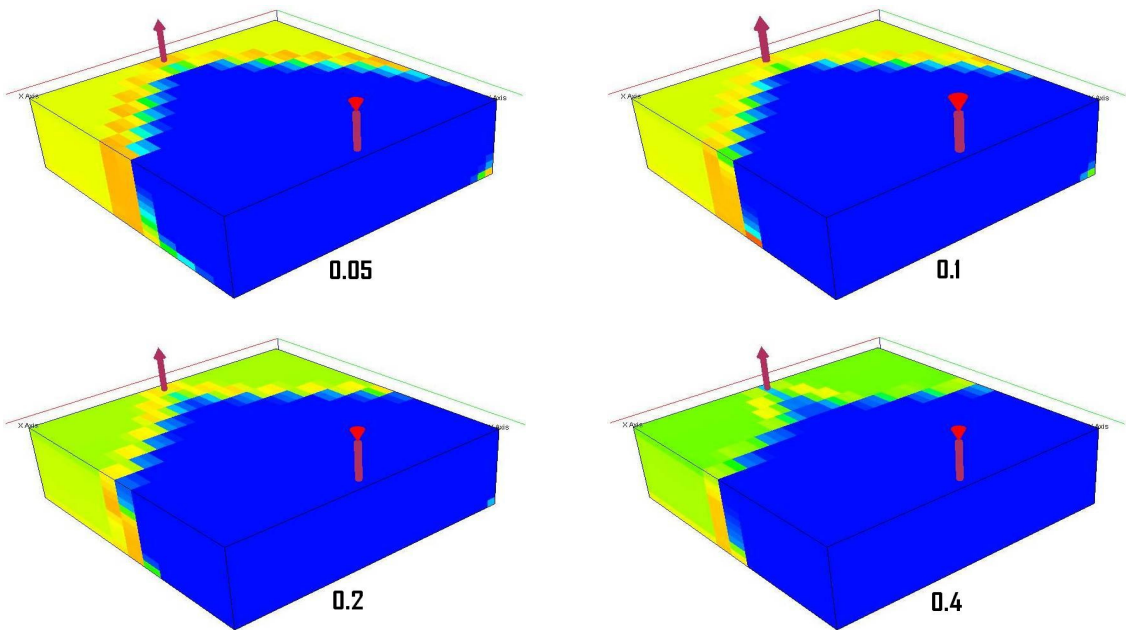
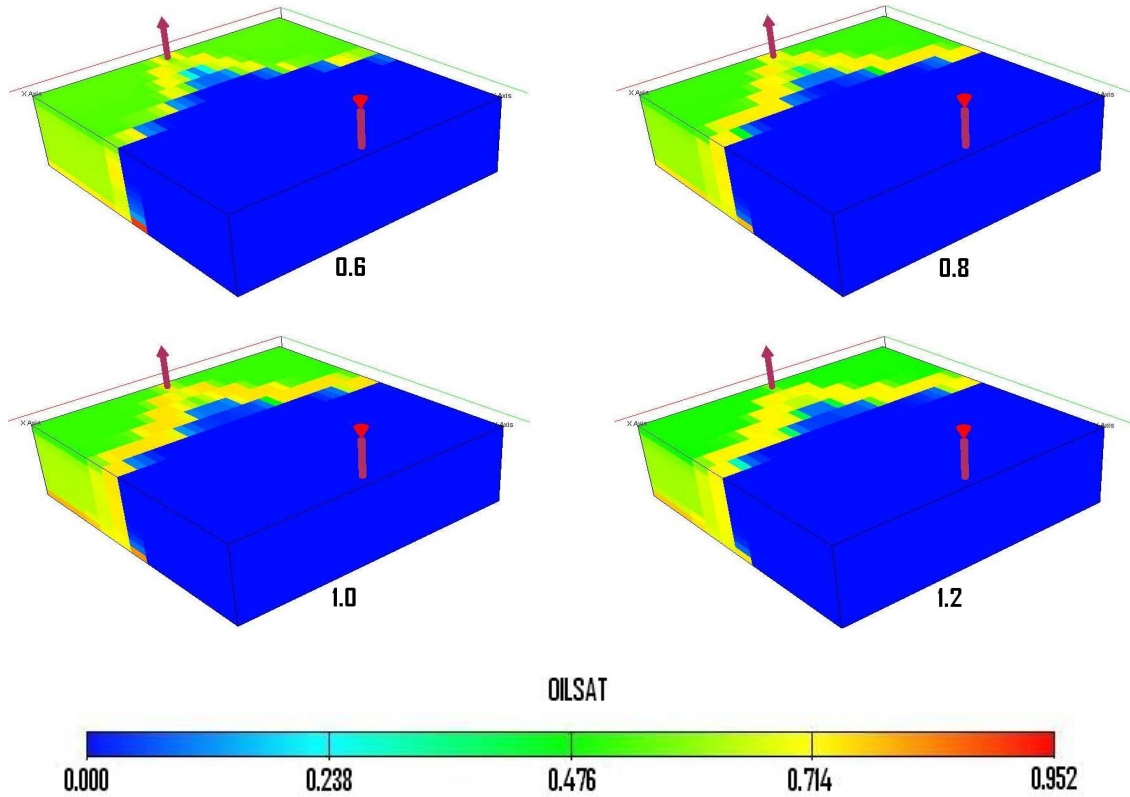


Figura 17. Vista 3D en saturación de aceite variando la relación de permeabilidades Kv/Kh.





Todas las variaciones de relación de permeabilidades evaluadas están dentro el AOR mínimo permisible para que la aplicación de la técnica sea rentable.

A medida que se aumenta la relación  $K_v/K_h$ , la producción neta de petróleo es menor al igual que el factor de recobro (neto y bruto) haciendo que el AOR y la producción de gas aumente, pero de una manera estable sin exceder el límite permitido.



#### 4.2.2.5 Permeabilidad horizontal del yacimiento.

Tabla 22. Evaluación de la permeabilidad horizontal del yacimiento.

<b>Permeabilidad horizontal, md</b>	<b>Npo, MMSTB</b>	<b>Gp, MMMSCF</b>	<b>Npw, MMSTB</b>	<b>AOR, SCF/STB</b>	<b>FR bruto, %</b>	<b>FR neto, %</b>
500	1.23	15.030	0.62	13311.25	45.66	40.41
1000	1.56	14.761	0.77	10450.67	57.71	51.47
2000	1.75	14.609	0.84	9348.81	64.17	57.53
3000	1.82	14.566	0.87	8985.75	66.66	59.86
4000	1.91	14.516	0.90	8567.12	69.76	62.78
5000	2.03	14.456	0.96	8030.22	74.32	66.98
6000	2.11	14.426	0.99	7722.45	77.12	69.65
7000	2.18	14.434	1.00	7484.74	79.33	71.86
8000	2.23	14.506	0.99	7313.60	80.79	73.54
9000	2.16	14.702	0.86	7576.13	77.40	71.00

Gráfica 16. Evaluación del comportamiento de la permeabilidad horizontal del yacimiento.

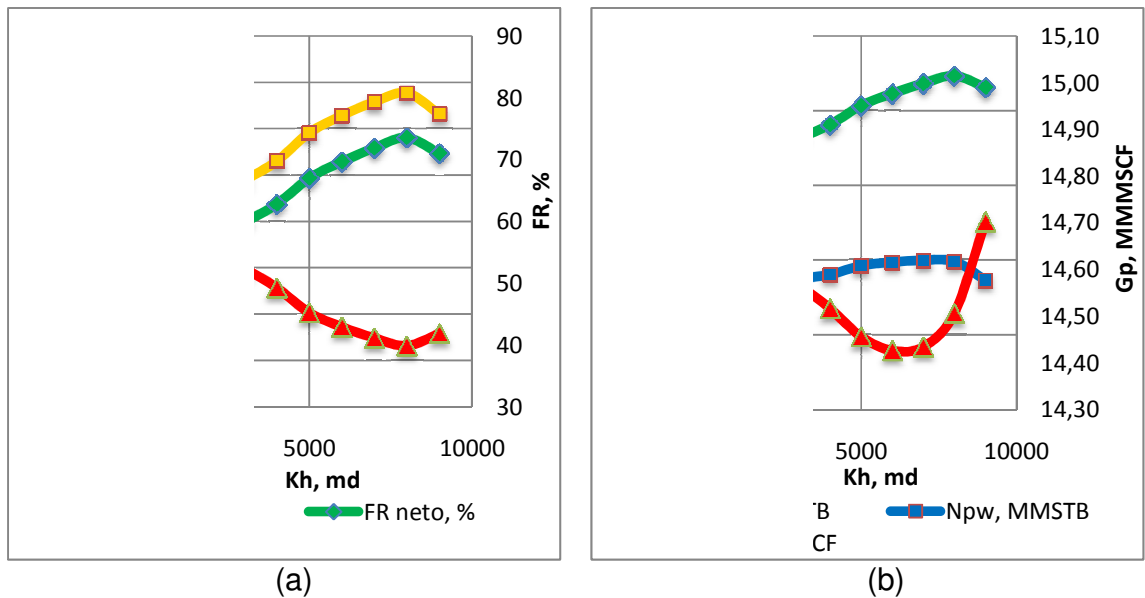
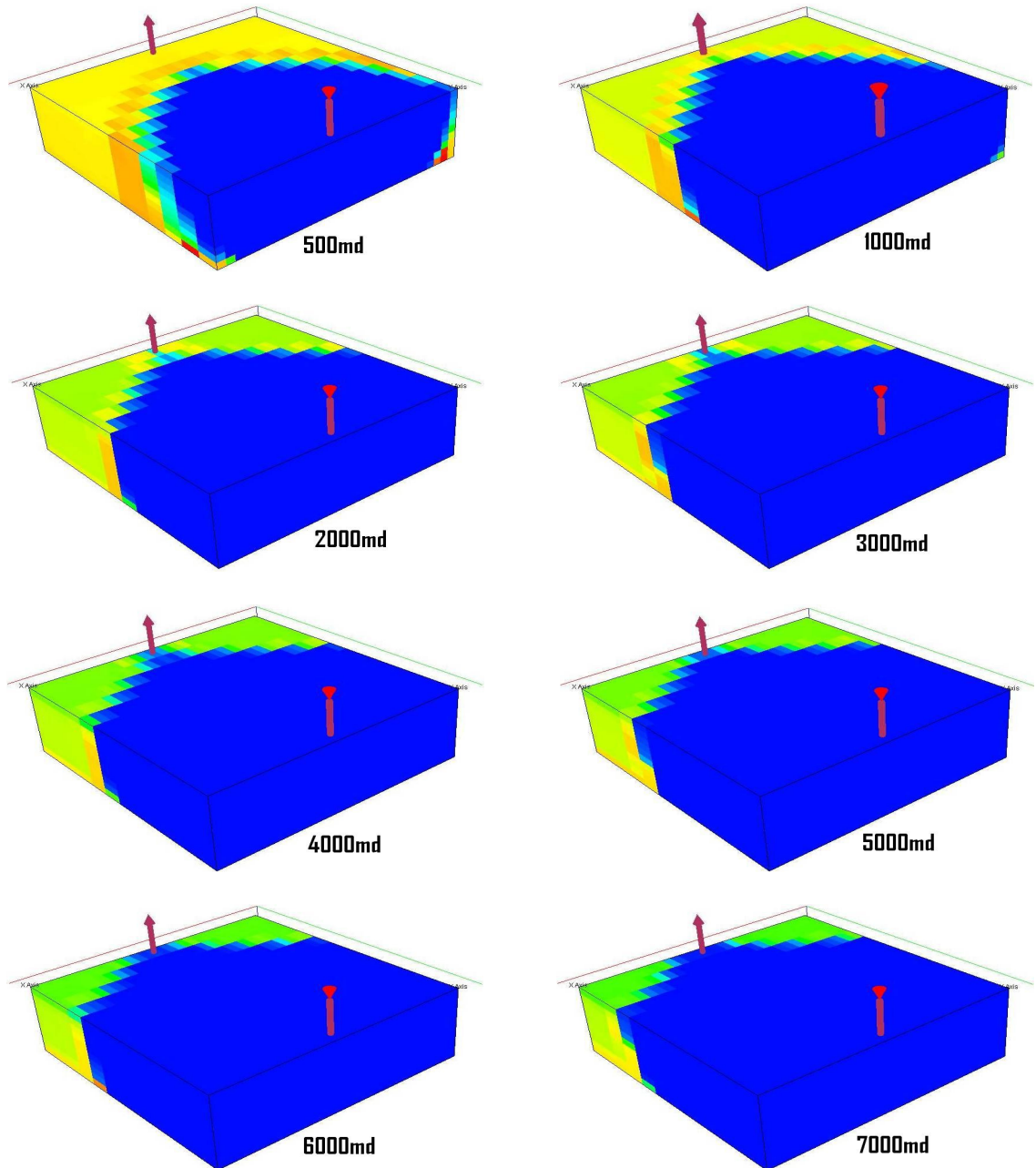
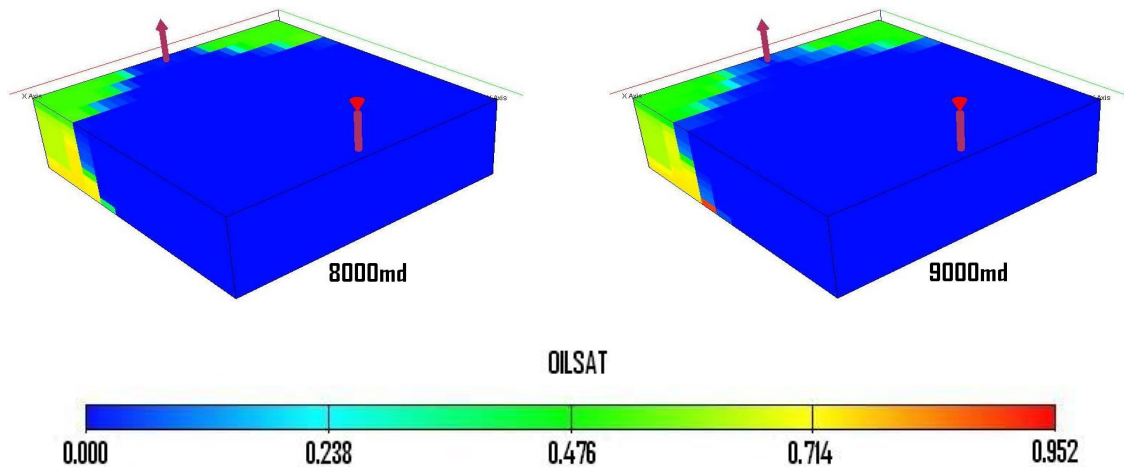




Figura 18. Vista 3D en saturación de aceite variando la permeabilidad del yacimiento.





En esta sensibilidad no se encontró un valor pesimista en la permeabilidad del yacimiento. Todas las permeabilidades evaluadas mantuvieron un frente de combustión estable para transferir el calor al crudo, reducirle la viscosidad y aumentarle su movilidad para ser producido.

Además, están bajo el límite económico de 14100 pies cúbicos estándar de aire inyectado por barril estándar producido de petróleo, haciendo rentable (para aplicar la técnica) cualquier yacimiento que esté dentro de este rango.

El caso base de 1000 md quedó dentro del rango encontrado, y el caso óptimo fue de 8000 md porque fue donde se obtuvo mayor producción de aceite, recobro y menor AOR.

#### **4.2.2.6 Presión y profundidad del yacimiento.**

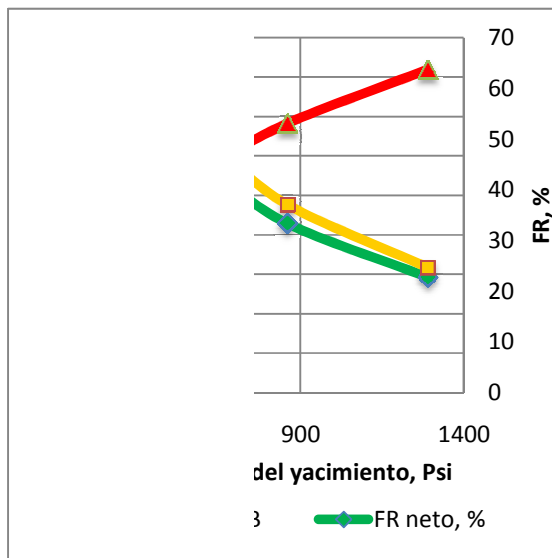
Para el análisis de esta sensibilidad se variaron simultáneamente la presión con la profundidad para evitar grandes cambios en el gradiente de presión (para yacimientos de crudo pesado es considerado en 0.43 psi/pie).



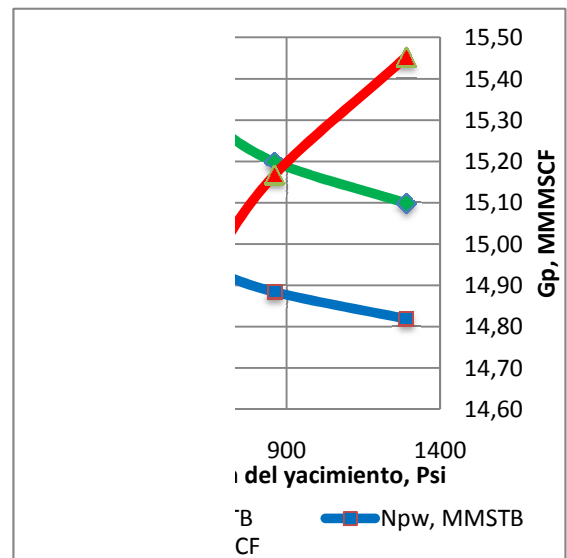
Tabla 23. Evaluación de la presión y profundidad del yacimiento.

Profundidad, pies	Presión, psi	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
1000	430	1.62	14.67	0.80	10090.23	62.47	55.62
1200	516	1.56	14.76	0.77	10450.67	57.71	51.47
1300	559	1.51	14.83	0.74	10787.62	54.71	48.82
1400	602	1.46	14.89	0.72	11166.56	51.69	46.17
1500	645	1.40	14.94	0.68	11674.87	48.43	43.25
2000	860	1.20	15.17	0.57	13643.14	37.09	33.36
3000	1290	1.00	15.45	0.44	16381.89	24.64	22.76

Gráfica 17. Evaluación del comportamiento de la presión del yacimiento.



(a)



(b)



Gráfica 18. Evaluación del comportamiento de la profundidad del yacimiento.

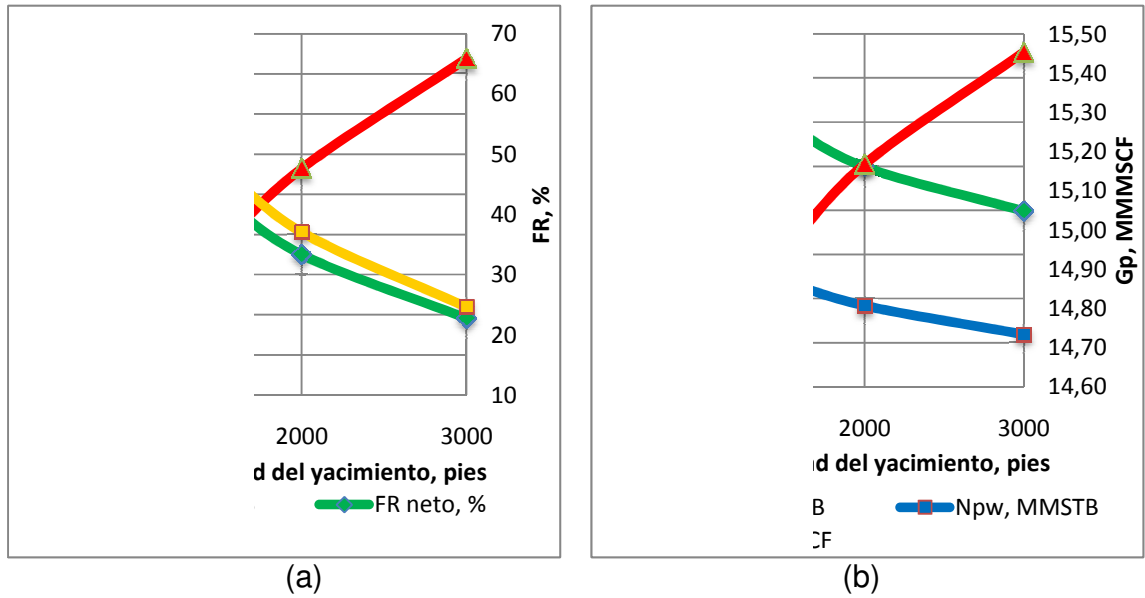
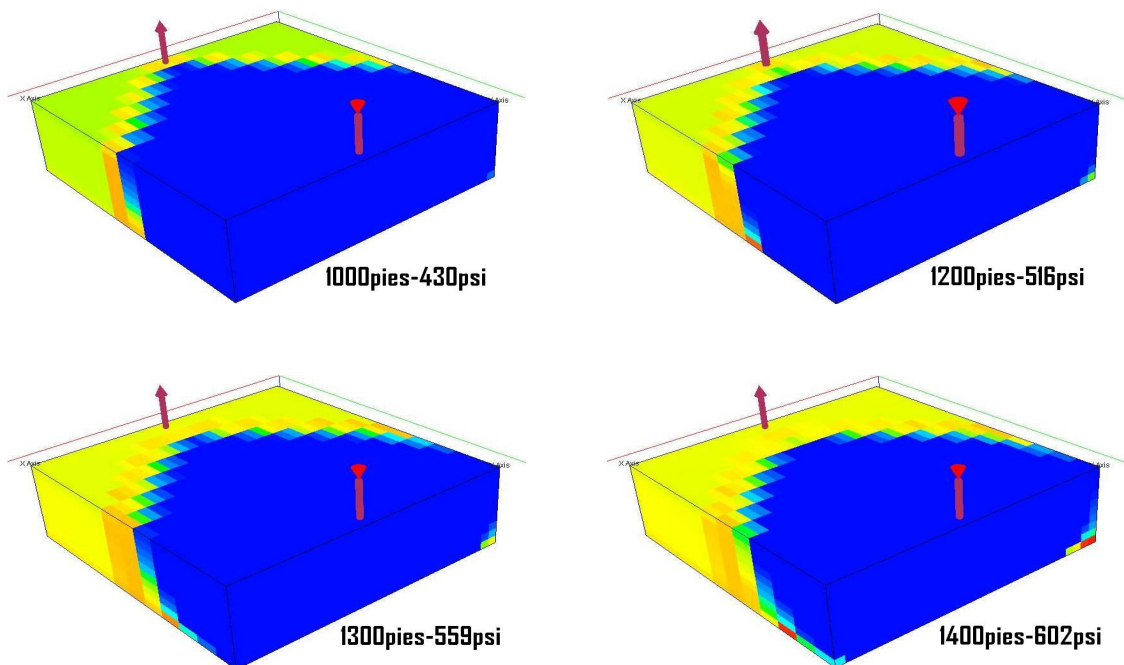
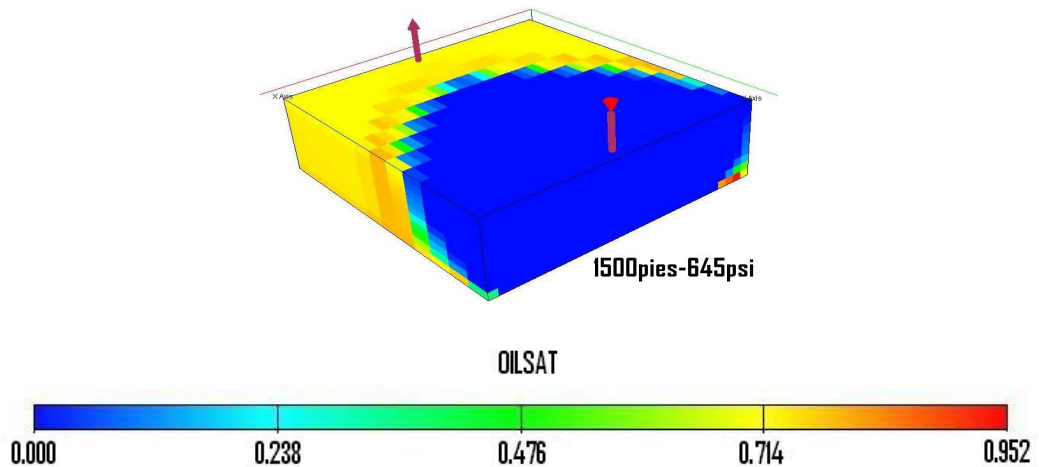


Figura 19. Vista 3D en saturación de aceite variando presión y profundidad del yacimiento.





Para valores menores de 2000 pies de profundidad y 860 psi de presión de yacimiento la aplicación de la técnica es rentable debido a que tiene valores de AOR por debajo del límite económico.

Valores por encima de los anteriormente mencionados el AOR aumenta a 16381.89 pies cúbicos estándar de gas inyectado para extraer un barril estándar de petróleo, debido a que el frente de combustión se desestabiliza y genera alta producción de gas, bajando la velocidad y la entalpia de reacción para impedir que se reduzca la viscosidad del crudo manteniendo su baja movilidad (ver vista 3D figura 19).

#### **4.2.3 Evaluación del comportamiento de los parámetros operacionales.**

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 la técnica THAI en un yacimiento determinado.



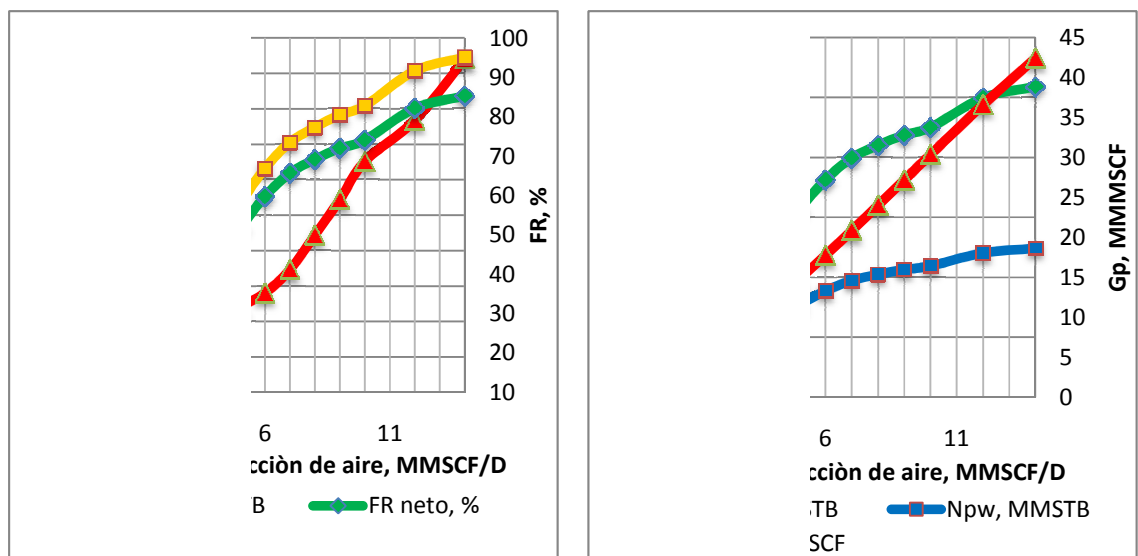


#### 4.2.3.1 Rata de inyección de Aire.

Tabla 24. Evaluación de la rata de inyección de aire.

Rata de inyección, MMSCF/D	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, (%)	FR neto, (%)
1	0.38	2.86	0.19	8514.70	14.20	12.63
2	0.65	5.85	0.32	10124.30	23.99	21.25
3	0.94	8.81	0.47	10381.31	35.09	31.09
4	1.26	11.79	0.63	10358.77	46.75	41.54
5	1.56	14.76	0.77	10450.67	57.71	51.47
6	1.81	17.78	0.89	10805.98	66.85	59.73
7	1.99	20.86	0.97	11462.60	73.45	65.69
8	2.10	24.01	1.02	12438.94	77.32	69.19
9	2.19	27.18	1.07	13442.50	80.48	72.02
10	2.25	30.36	1.10	14520.50	82.81	74.08
12	2.50	36.61	1.20	15678.77	91.69	82.18
14	2.59	42.45	1.24	17405.66	95.10	85.31

Gráfica 19. Evaluación del comportamiento de la rata de inyección de aire.

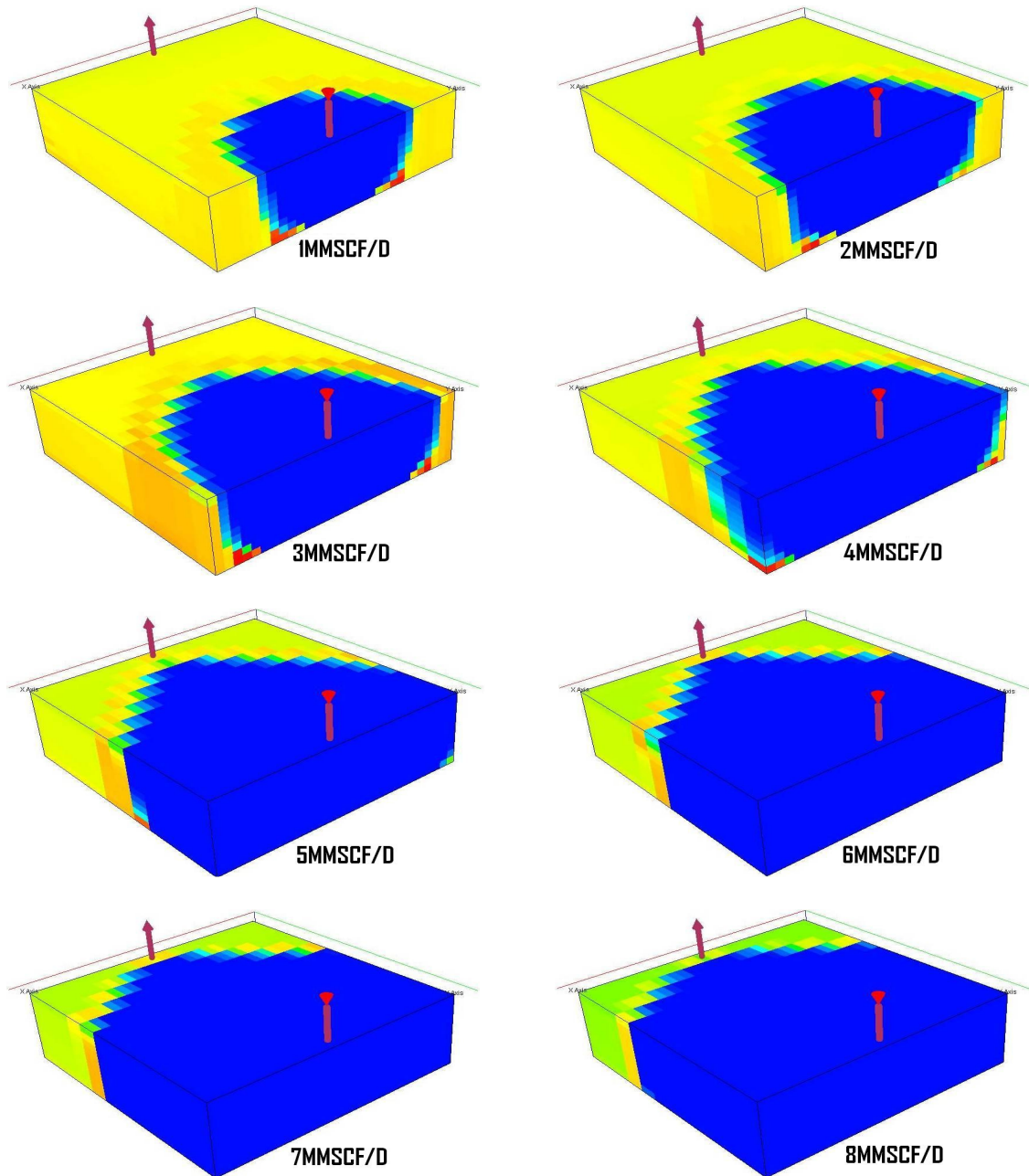


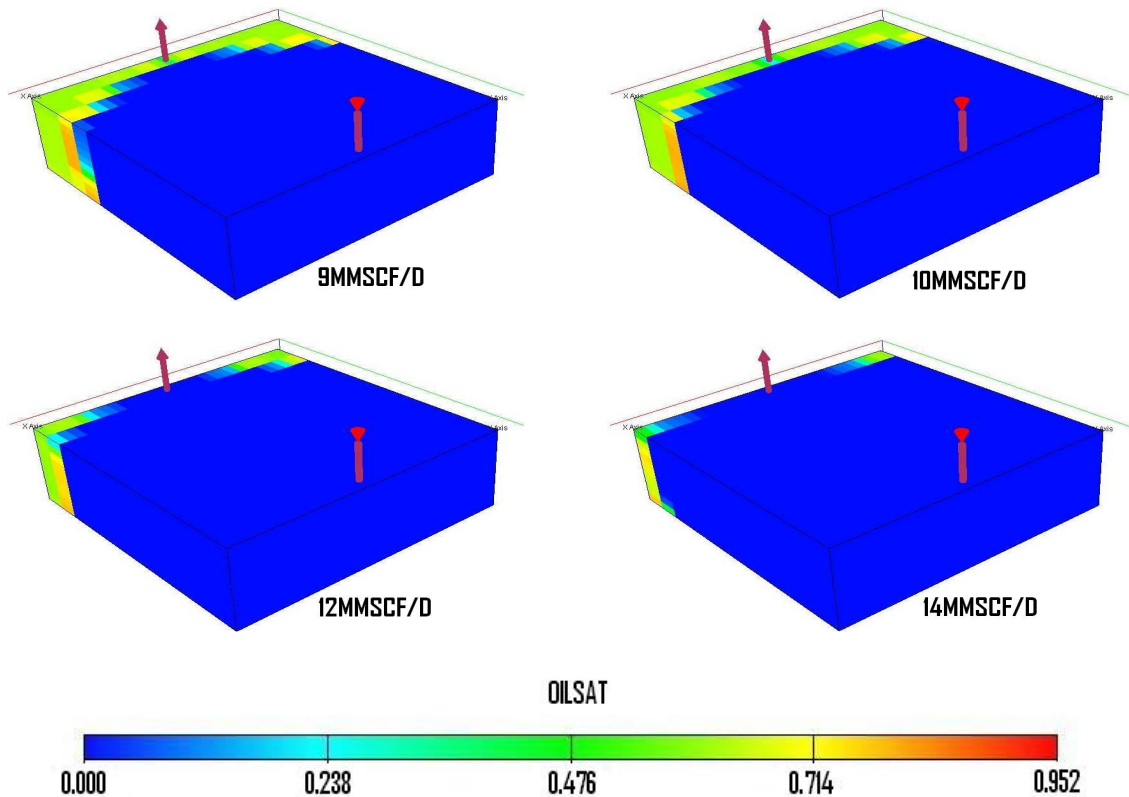
(a)

(b)



Figura 20. Vista 3D en saturación de aceite variando la rata de inyección de aire.





La rata de inyección de aire es proporcional a la velocidad de avance del frente de combustión, al barrido y a la producción de petróleo. Mientras se inyecte con mayor rata, más rápido se produce y se quema el yacimiento.

En el análisis de esta variable se determinó que por debajo de 9 MMSCF/D de aire inyectado la aplicación de la técnica es rentable, por estar bajo el límite de 14100 SCF/STB. Ratas de inyección de 10, 12 y 14 MMSCF/D, aunque aumenta la producción neta acumulada de petróleo y el factor de recobro, el costo de compresión del aire para mantener este alto caudal es antieconómico.

Ratas de 1, 2 y 3 MMSCF/D de inyección de aire no son recomendables para este yacimiento por la baja producción de aceite y el bajo factor de recobro.

Para la siguiente sensibilidad se tomó como la mejor rata de inyección la de 8 MMSCF/D, por presentar estabilidad en el frente de combustión, alto factor de recobro y un AOR representativo.

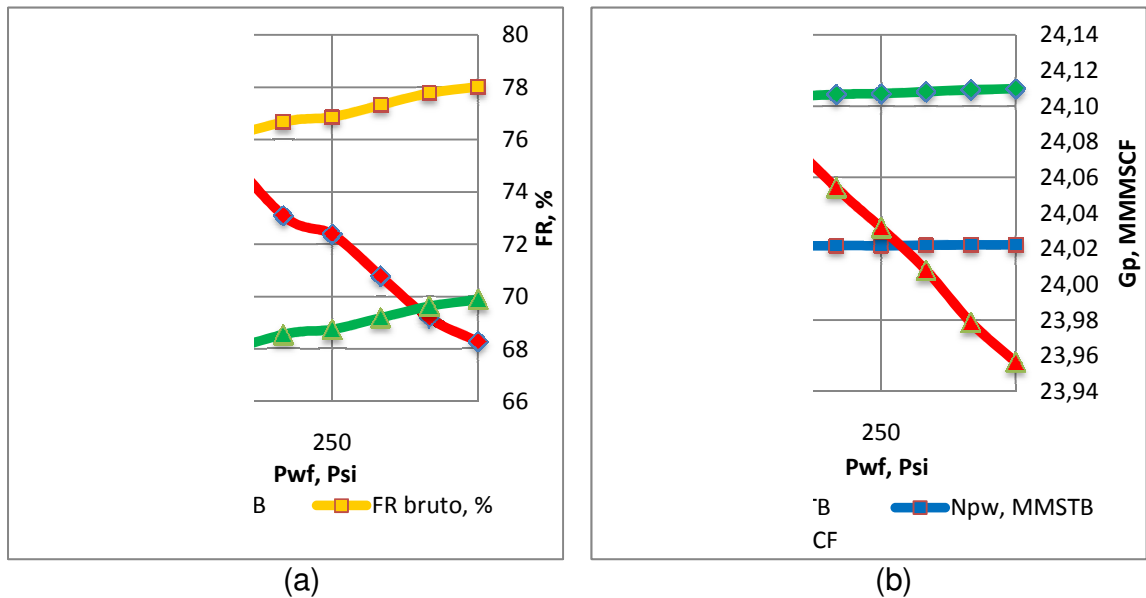


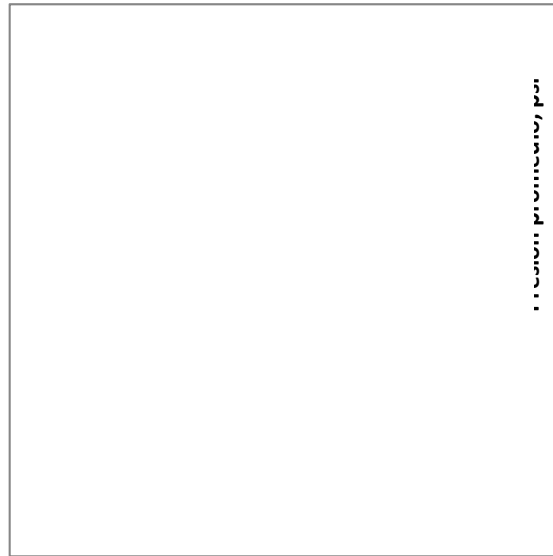
#### 4.2.3.2 Presión de fondo fluuyente del pozo productor.

Tabla 25. Evaluación de la presión de fondo fluuyente.

Presión de fondo, psi	Npo, MMSTB	Gp, MMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %	Presión promedio, psi	$\Delta P$ , psi
50	2.04	24.13	1.01	12828.98	75.24	67.08	904,47	466
100	2.05	24.10	1.02	12759.83	75.63	67.45	931,45	416
200	2.08	24.05	1.02	12554.62	76.67	68.55	986,88	316
250	2.09	24.03	1.02	12519.18	76.86	68.74	1016,07	266
300	2.10	24.01	1.02	12438.94	77.32	69.19	1045,45	216
350	2.11	23.98	1.03	12358.95	77.77	69.63	1075,47	166
400	2.12	23.96	1.03	12313.78	78.02	69.89	1107,03	116

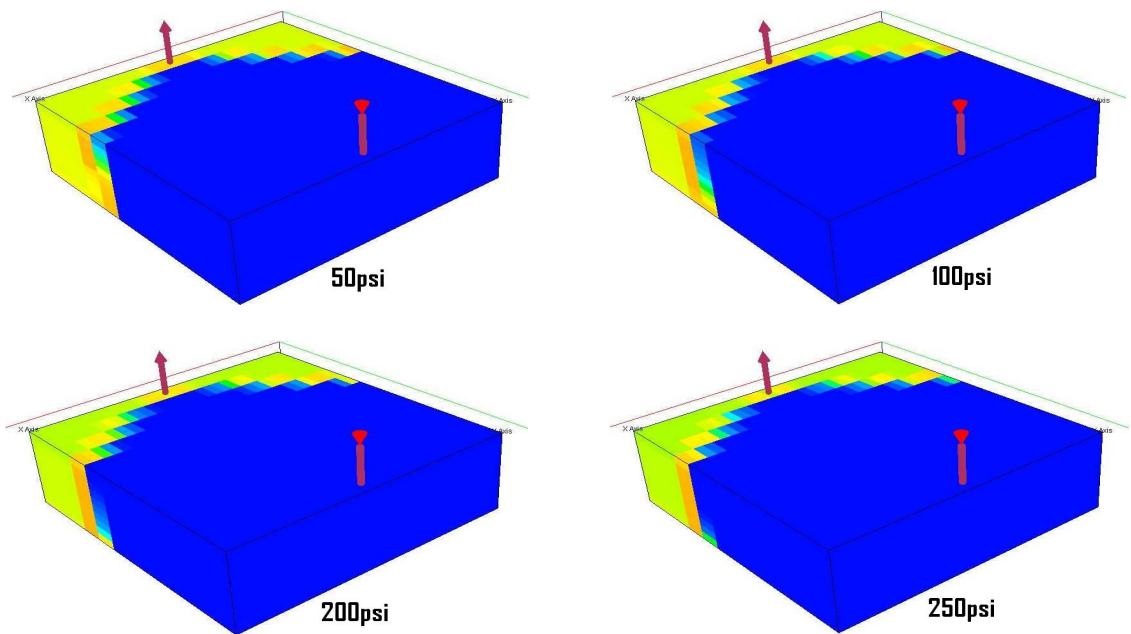
Gráfica 20. Evaluación del comportamiento de la presión de fondo fluuyente.

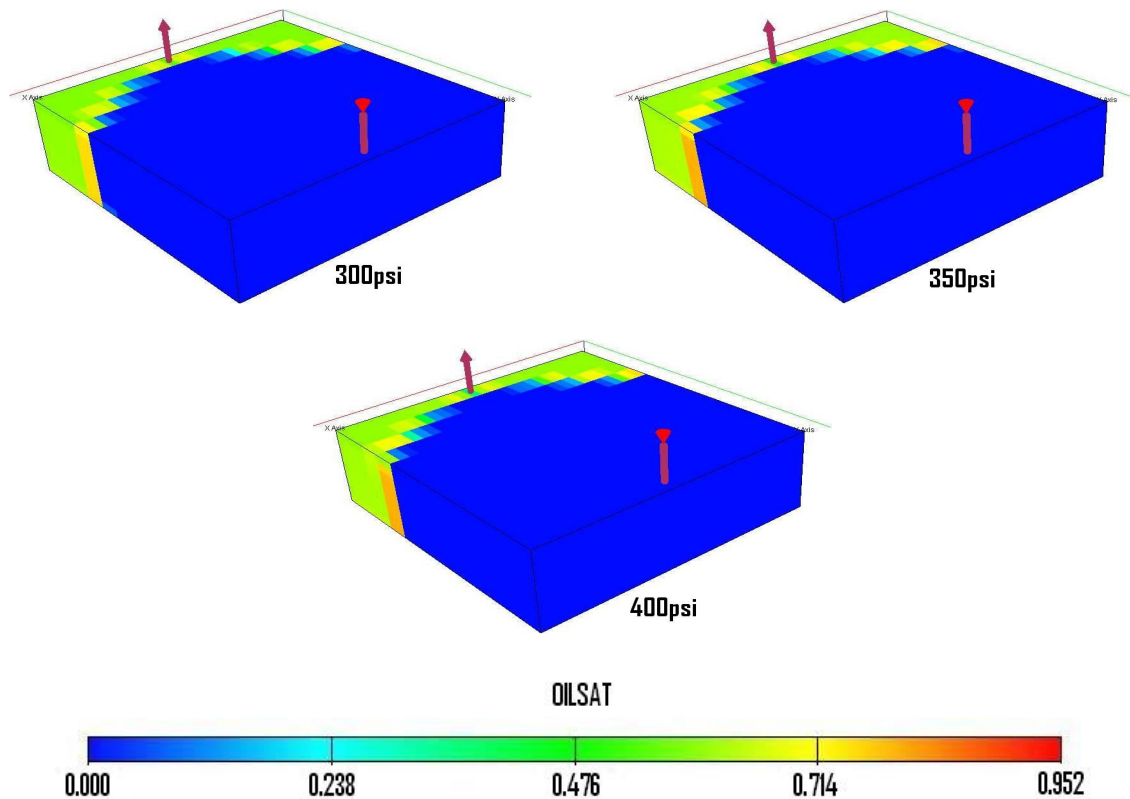




(c)

Figura 21. Vista 3D en saturación de aceite variando la presión de fondo fluyente del pozo productor.





Todas las variaciones de presión de fondo hechas para el análisis se mantuvieron con resultados estables dentro del límite económico del AOR.

Mientras menos caída de presión se genere mayor es la presión promedio mantenida en el yacimiento a causa de la inyección (ver gráfica 20-c), desplazando el fluido calentado por el frente de combustión con mayor energía al pozo productor. Se debe tener en cuenta que el aire es inyectado a 800 psi y 1222 °F. Además, al tener mayor caída de presión, se genera mayor producción de gas y menos de petróleo (ver gráfica 20-b) debido a la facilidad que tiene el gas para fluir en medios porosos y permeables.

Para continuar con el siguiente análisis de sensibilidad se tomó la presión de fondo fluente de 400 psi, por presentar el mejor comportamiento en el frente de combustión y el mejor resultado en el factor de recobro y el AOR.



### 4.2.3.3 Longitud del pozo productor.

Tabla 26. Evaluación de la longitud del pozo productor.

Longitud pozo, pies	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw MMSTB	AOR. SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
1040	2.56	23.55	1.22	10201.83	93.32	84.36
1170	2.46	23.66	1.18	10608.43	90.09	81.12
1300	2.23	23.84	1.08	11701.34	81.92	73.55
1430	2.12	23.96	1.03	12313.78	78.02	69.89

Gráfica 21. Evaluación del comportamiento de la longitud del pozo productor.

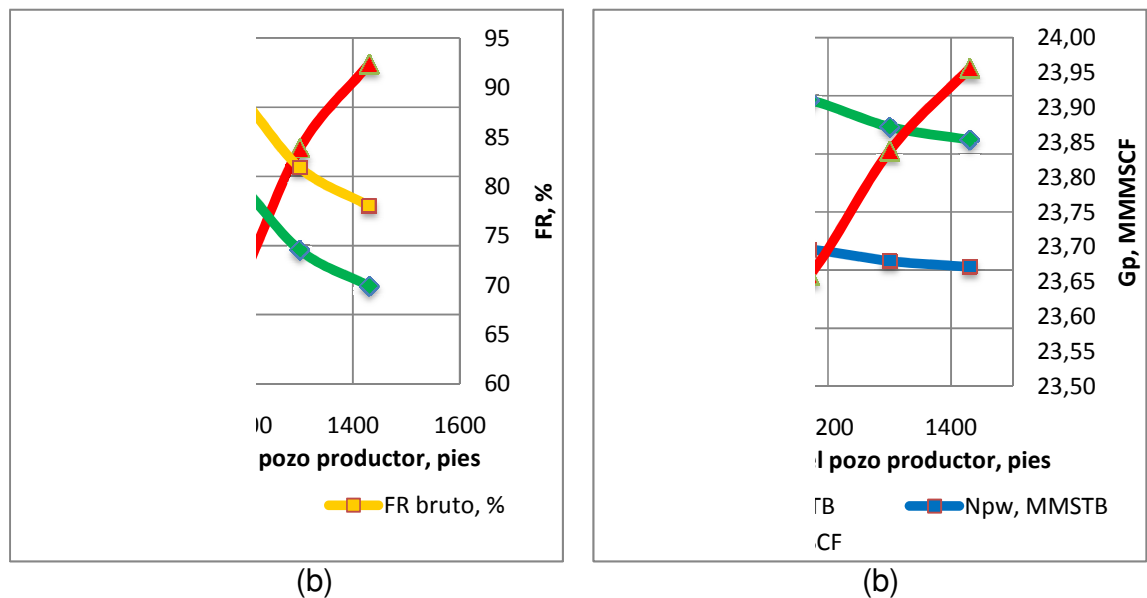
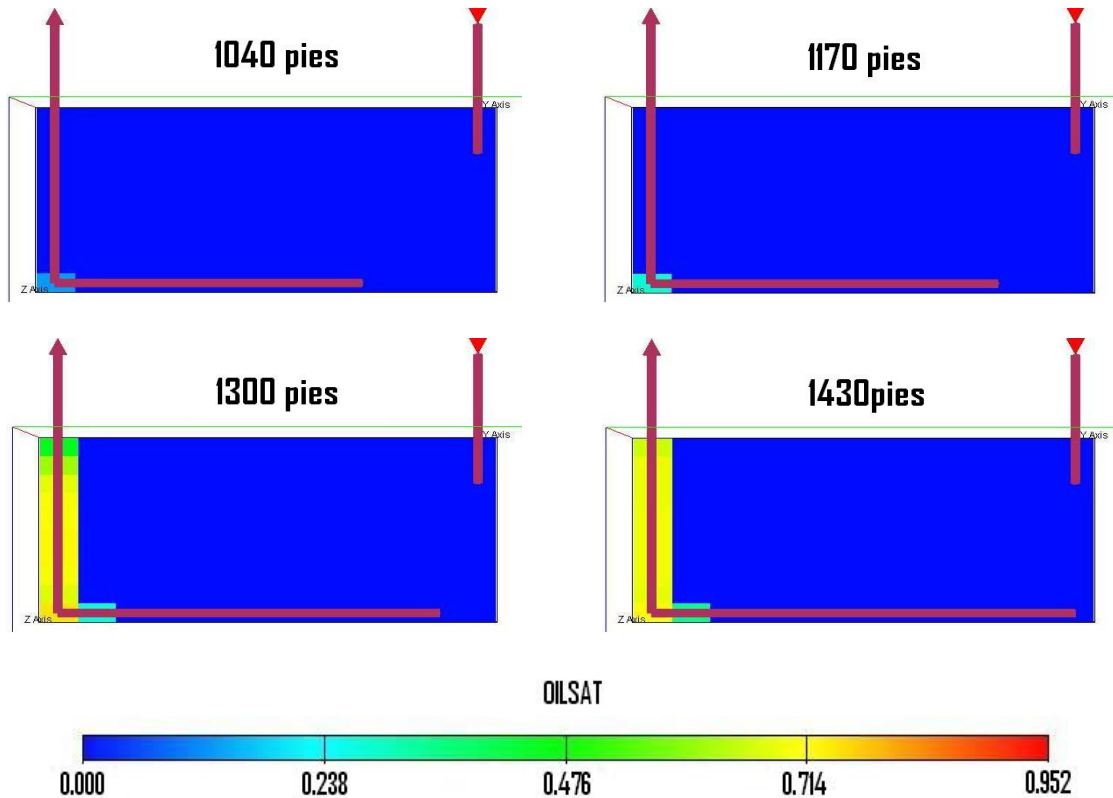




Figura 22. Vista transversal Y, Z en saturación de petróleo variando la longitud del pozo productor.



Al disminuir la longitud del pozo productor horizontal, se observa un comportamiento inverso a la producción de petróleo y proporcional a la producción de gas. Todas las longitudes evaluadas mantienen el AOR bajo el límite económico, pero solo la de 1040 pies obtiene un AOR muy positivo para la aplicación de la técnica. La Composición del gas producido, como se dijo anteriormente, es en su mayor porcentaje de oxígeno no reaccionado y de dióxido de carbono producto de las reacciones de combustión generadas en el yacimiento.

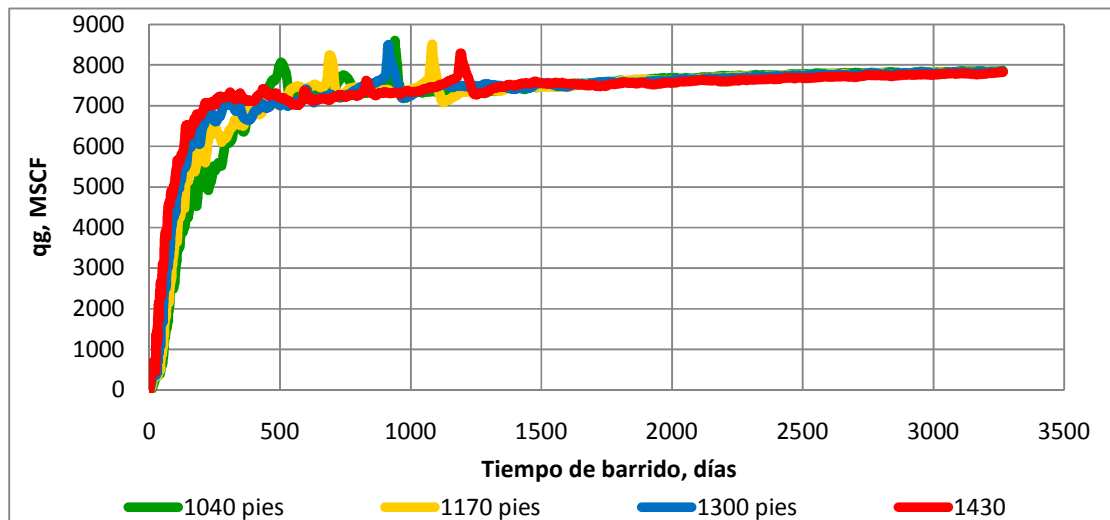
La longitud base (1430pies) produjo 23.96 MMMSCF de gas superando la producción de las demás longitudes evaluadas (ver gráfica 21-b). Entonces, el aire total inyectado es de 16.33 MMMSCF, la diferencia con el gas producido es 7.63 MMMSCF, lo cual es el contenido de gases hidrocarburos y otros gases inertes generados en la combustión. El resto del gas (16.33 MMMSCF) es oxígeno no reaccionado y dióxido de carbono según las reacciones generadas en el capítulo 3. De esto se deduce que la composición de la mayor cantidad de gas producido en las longitudes evaluadas son de oxígeno no reaccionado y dióxido de carbono.



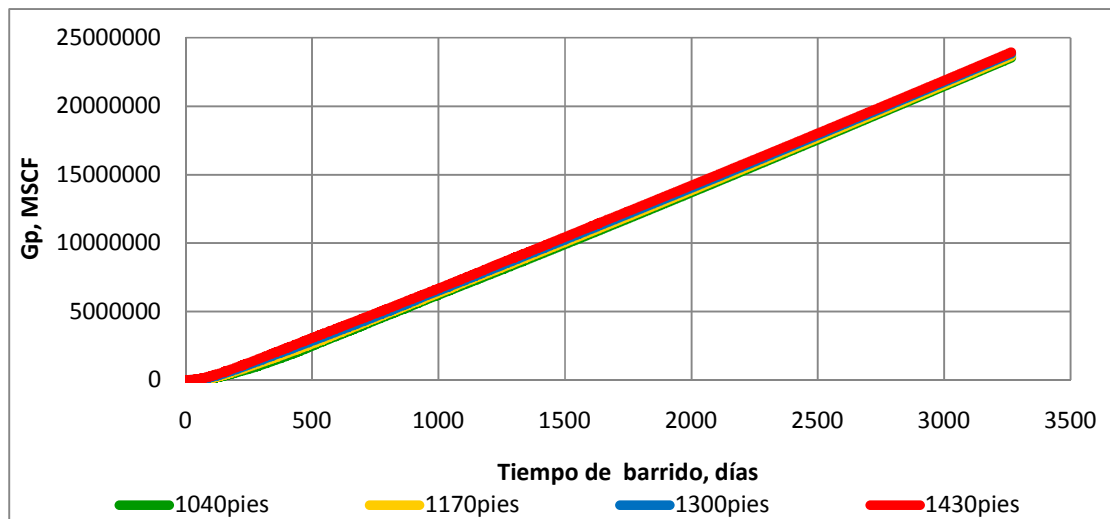


Para ver más claramente la producción del gas durante todo el tiempo de barrido (8 años), a continuación se presentan las gráficas 22 y 23 de producción de gas instantáneo y acumulado respectivamente.

Gráfica 22. Producción de gas instantánea.



Gráfica 23. Producción acumulada de gas.



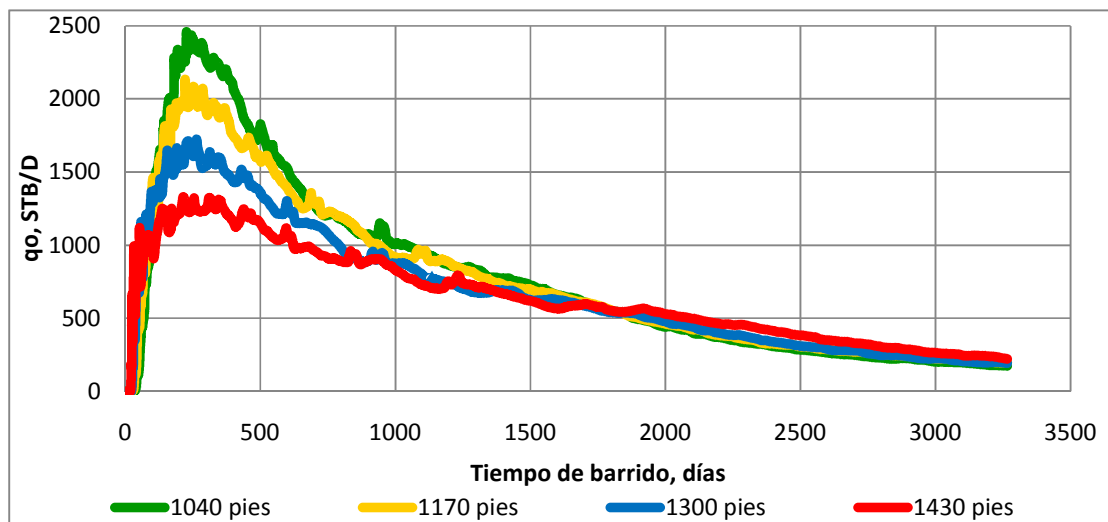
Debido a que la longitud 1430 pies, el "Toe" del pozo productor está ubicado en el mismo lugar donde comienza a formarse el frente de combustión, parte del aire inyectado en exceso es producido primera y simultáneamente con el petróleo. Mientras que con las demás longitudes ocurre un proceso de formación del frente



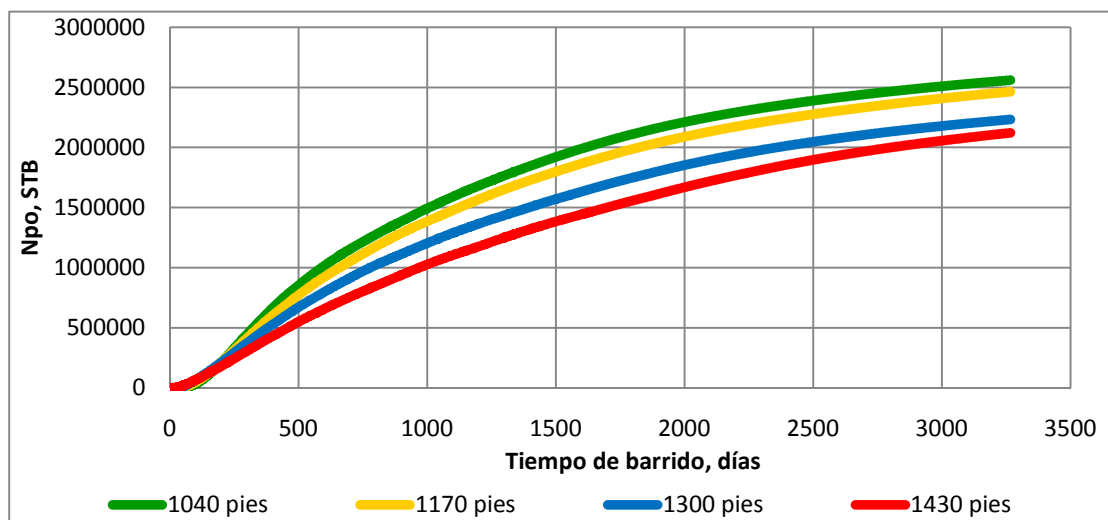
de combustión calentando gran parte del crudo que está adelante, formando así, la zona de aceite móvil e impidiendo con esto el dañino “*overriding*”.

La longitud de 1040 pies, presenta la mayor cantidad de petróleo producido (ver gráficas 24 y 25) y la menor de gas. Justamente porque el pozo tiene el “*Toe*” más lejos y está esperando a que el frente de combustión llegue con la gran cantidad de aceite calentado para producirlo, ayudando a estabilizar el viaje del frente de combustión. Por eso, al observar las gráficas 22 y 24 esta longitud es la última en producir gas y petróleo, siendo la primera la de 1430 pies.

Gráfica 24. Producción instantánea de petróleo.

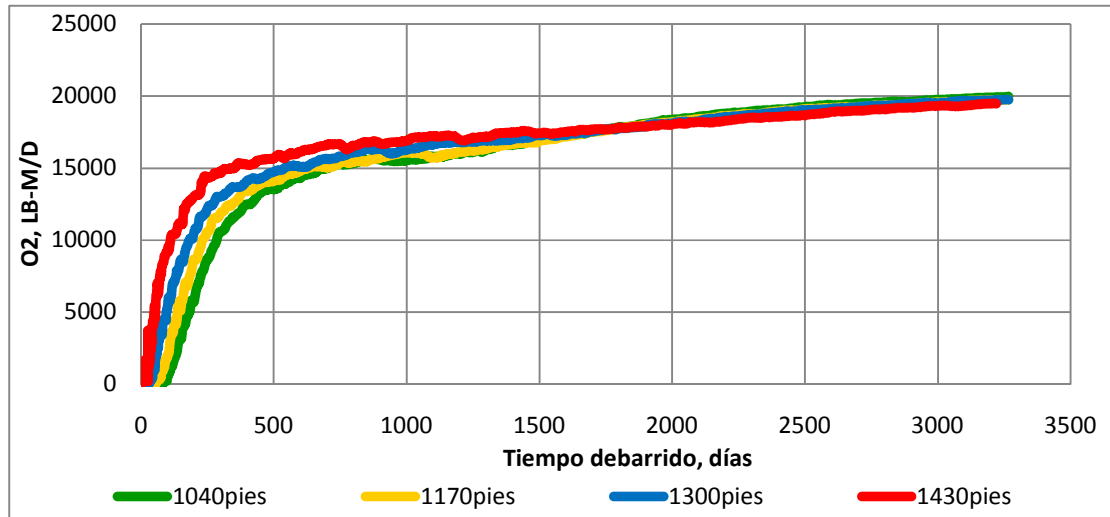


Gráfica 25. Producción acumulada de petróleo.

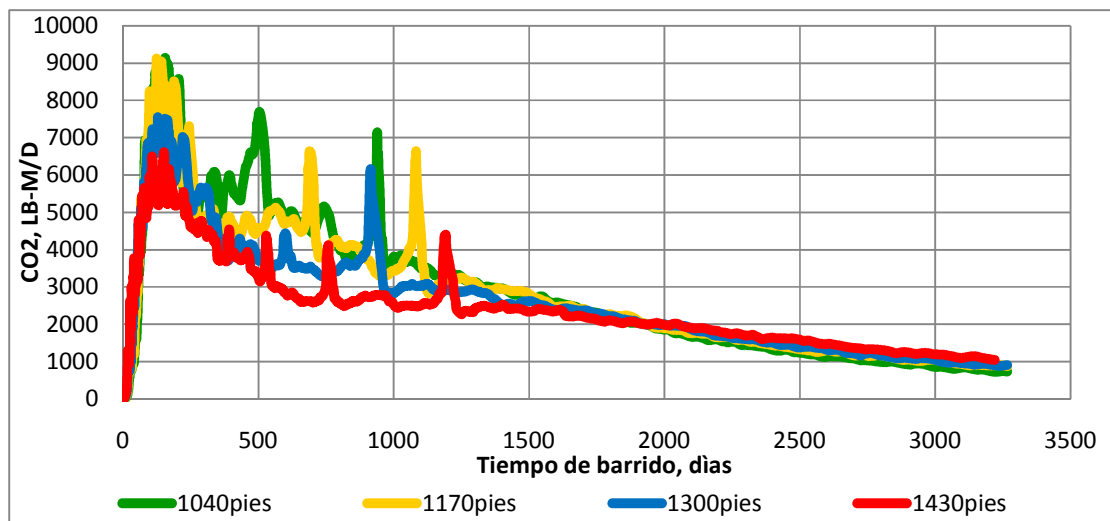




Gráfica 26. Producción instantánea de oxígeno.



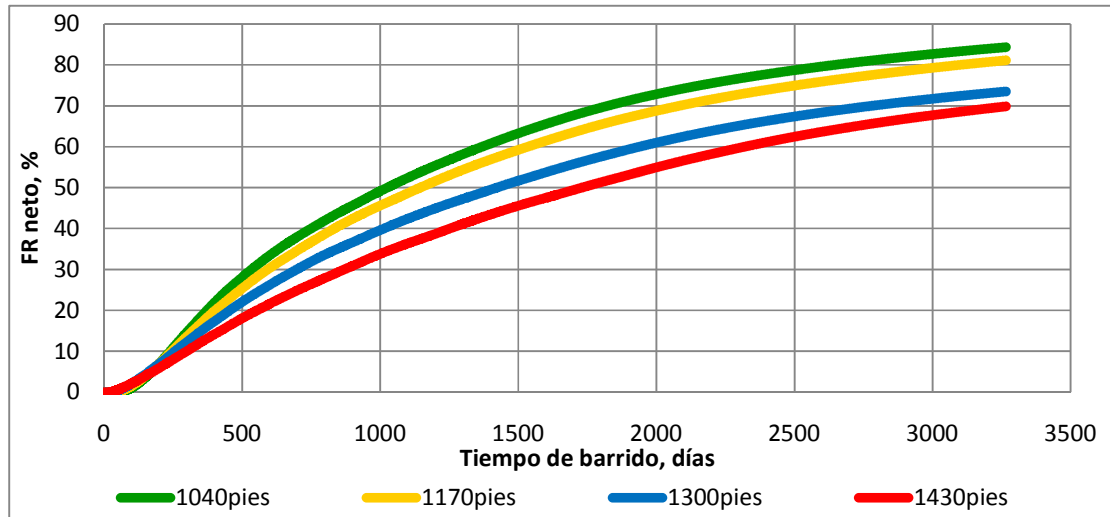
Gráfica 27. Producción instantánea de dióxido de carbono.



La producción instantánea de oxígeno (ver gráfica 26) muestra claramente que para la longitud base 1430 pies definitivamente existe mayor producción del fluido inyectado al pozo productor. Mientras, la longitud de 1040 pies tiene mayor cantidad de dióxido de carbono (ver gráfica 27), lo cual es indicativo de la estabilidad en las reacciones, generando más calor y movilidad al crudo para producirlo y obtener un alto factor de recobro, como se observa en la gráfica 28.

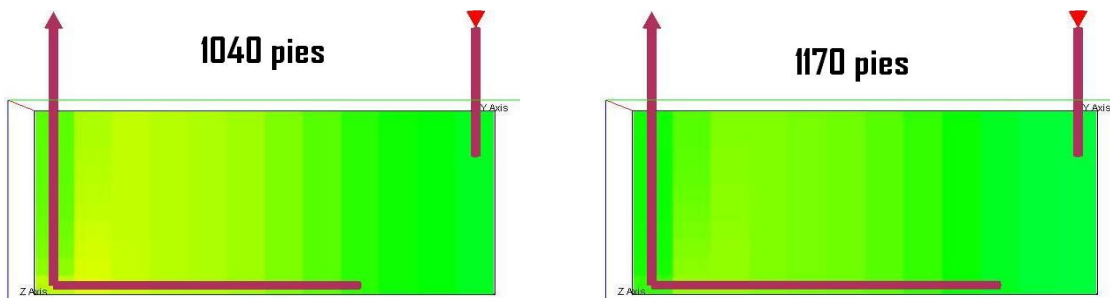


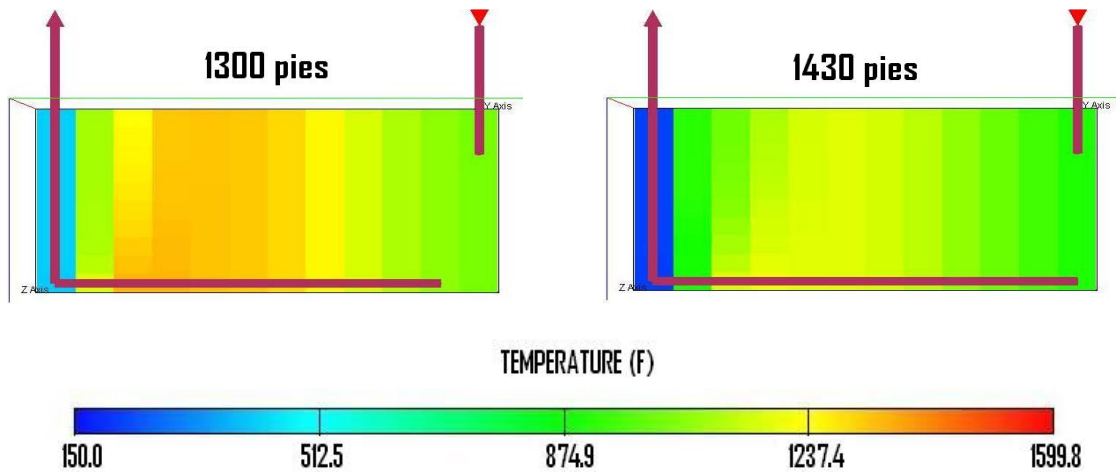
Gráfica 28. Factor de recobro neto.



A continuación en la figura 23 se presenta la vista transversal Y,Z en temperatura, para demostrar que la longitud de 1040 pies presenta mejor estabilidad en el mantenimiento de calor y en el avance del frente de combustión.

Figura 23. Vista transversal Y,Z en temperatura variando la longitud del pozo productor.





El siguiente análisis de sensibilidad se evaluará con la longitud más óptima obtenida, es decir la de 1040 pies.

#### 4.2.3.4 Distancia vertical del pozo productor respecto al tope del yacimiento.

Tabla 27. Evaluación de la distancia vertical del pozo productor.

Distancia vertical, pies	N <sub>po</sub> , MMSTB	G <sub>p</sub> , MMMSCF	N <sub>pw</sub> , MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
17.5	2.497	23.646	1.19	10465.46	90.878	82.23
22.5	2.529	23.602	1.21	10332.98	92.070	83.29
27.5	2.548	23.576	1.22	10255.83	92.811	83.91
32.5	2.554	23.552	1.23	10231.45	93.074	84.11
37.5	2.558	23.536	1.22	10214.61	93.321	84.25
42.5	2.562	23.544	1.22	10199.97	93.428	84.37
47.5	2.561	23.550	1.22	10201.83	93.322	84.36



Gráfica 29. Evaluación del comportamiento de la distancia vertical del pozo productor.

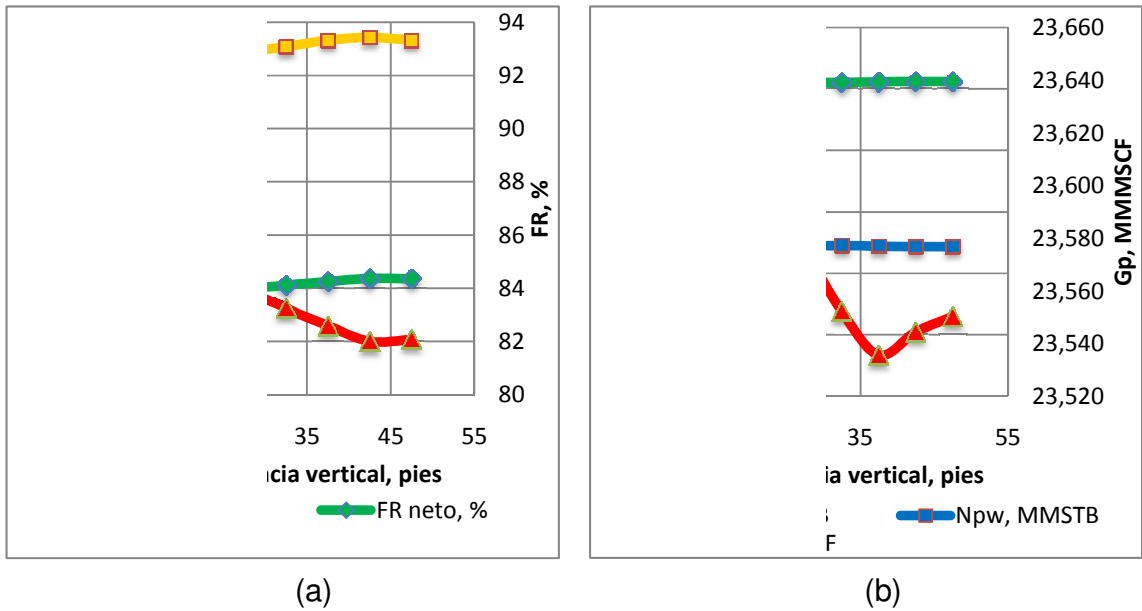
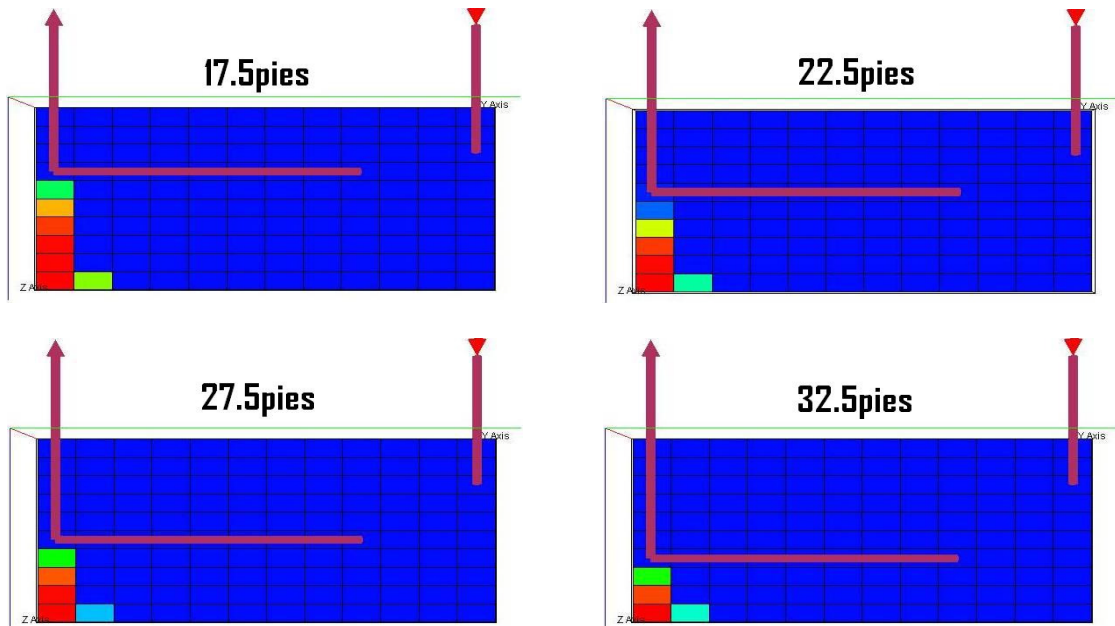
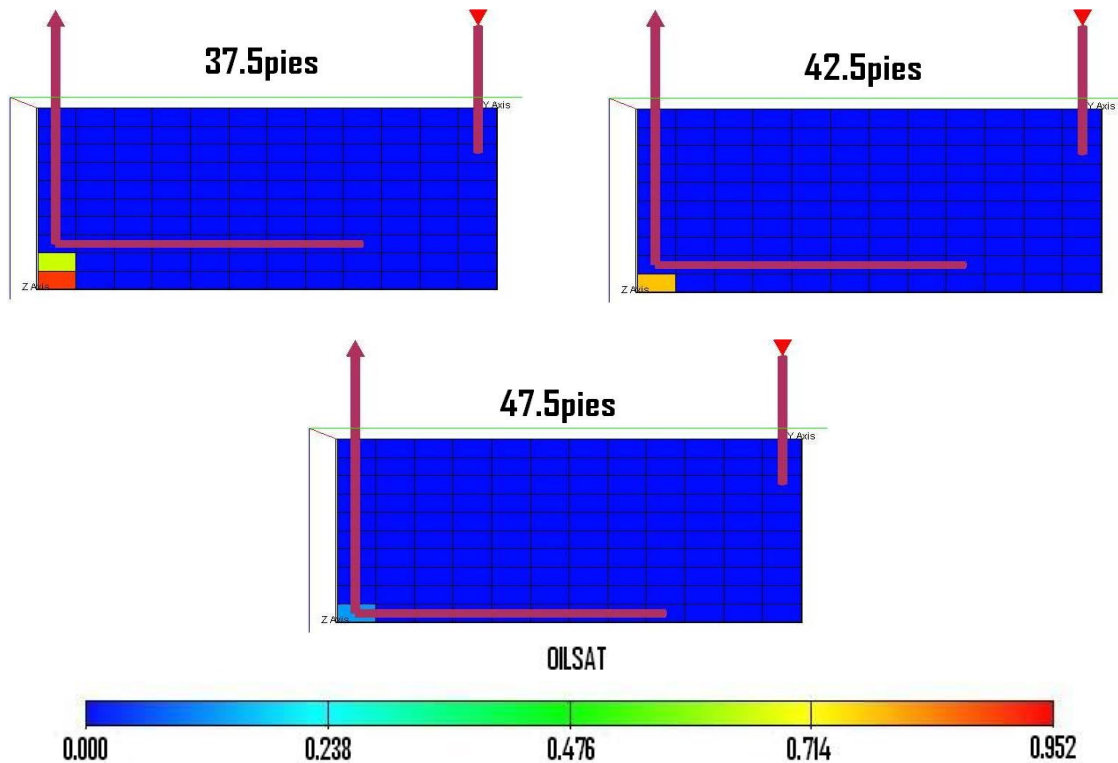


Figura 24. Vista transversal Y,Z, en saturación de aceite variando la distancia vertical del pozo productor horizontal respecto al tope del yacimiento.





La distancia vertical del pozo productor más óptima es la de 42.5 pies, obtuvo el más bajo AOR y el más alto factor de recobro. Todas las demás distancias verticales evaluadas se mantuvieron dentro del límite económico del AOR.

La relación que presenta la evaluación en la gráfica 29-a es proporcional al factor de recobro (neto y bruto) e inversa al AOR; es decir, mientras mayor sea la distancia vertical del pozo productor horizontal, mayor es el factor de recobro y menor es el AOR. Particularmente, la distancia vertical de 47.5 pies, la cual era la distancia base de las evaluaciones de sensibilidad anteriores, se cae en el factor de recobro y producción acumulada de aceite aumentando el AOR, debido a que la transferencia de calor del frente de combustión no solo es en el crudo sino también hacia el contacto agua-aceite, lo cual se traduce en pérdida de calor. La distancia de 42.5 pies, aprovecha esta transferencia de calor y, además, existe un delta de presión a favor, entre el pozo y la celda 10 en dirección Z, por este motivo presenta los mejores resultados.

Para el siguiente análisis de sensibilidad se evaluará con la distancia vertical del pozo productor horizontal de 42.5 pies.

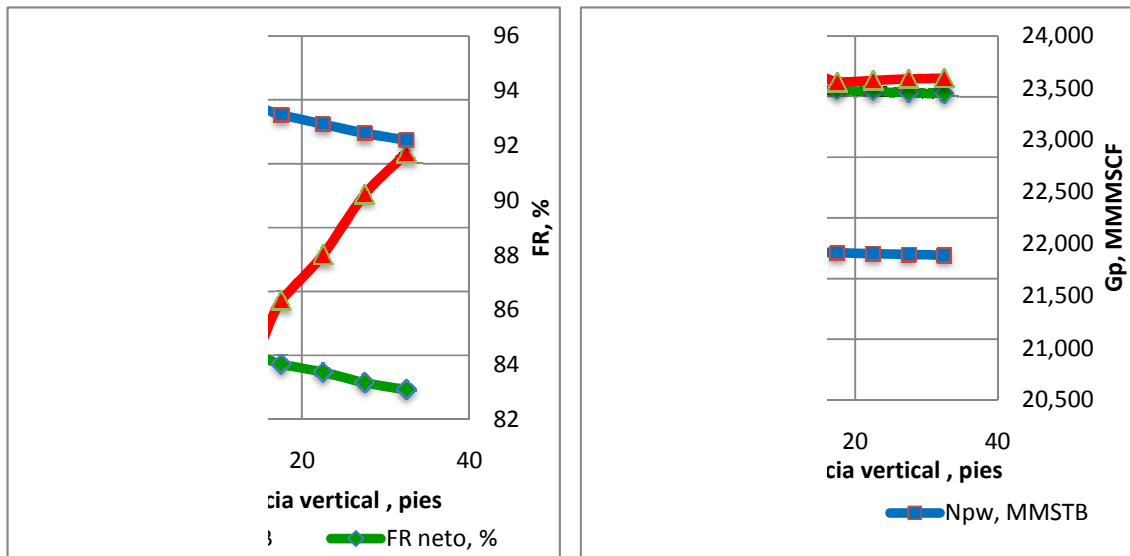


#### 4.2.3.5 Distancia vertical del pozo inyector respecto al tope del yacimiento.

Tabla 28. Evaluación de la distancia vertical del pozo inyector.

Distancia vertical, pies	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
2.5	2.522	23.591	1.19	10361.82	92.02	83.05
7.5	2.512	20.886	1.19	10402.32	91.70	82.73
12.5	2.562	23.544	1.22	10199.97	93.43	84.37
17.5	2.551	23.555	1.21	10243.02	93.12	84.02
22.5	2.542	23.572	1.21	10278.72	92.78	83.73
27.5	2.530	23.586	1.20	10326.03	92.45	83.34
32.5	2.522	23.595	1.19	10358.00	92.20	83.09

Gráfica 30. Evaluación del comportamiento de la distancia vertical del pozo inyector.



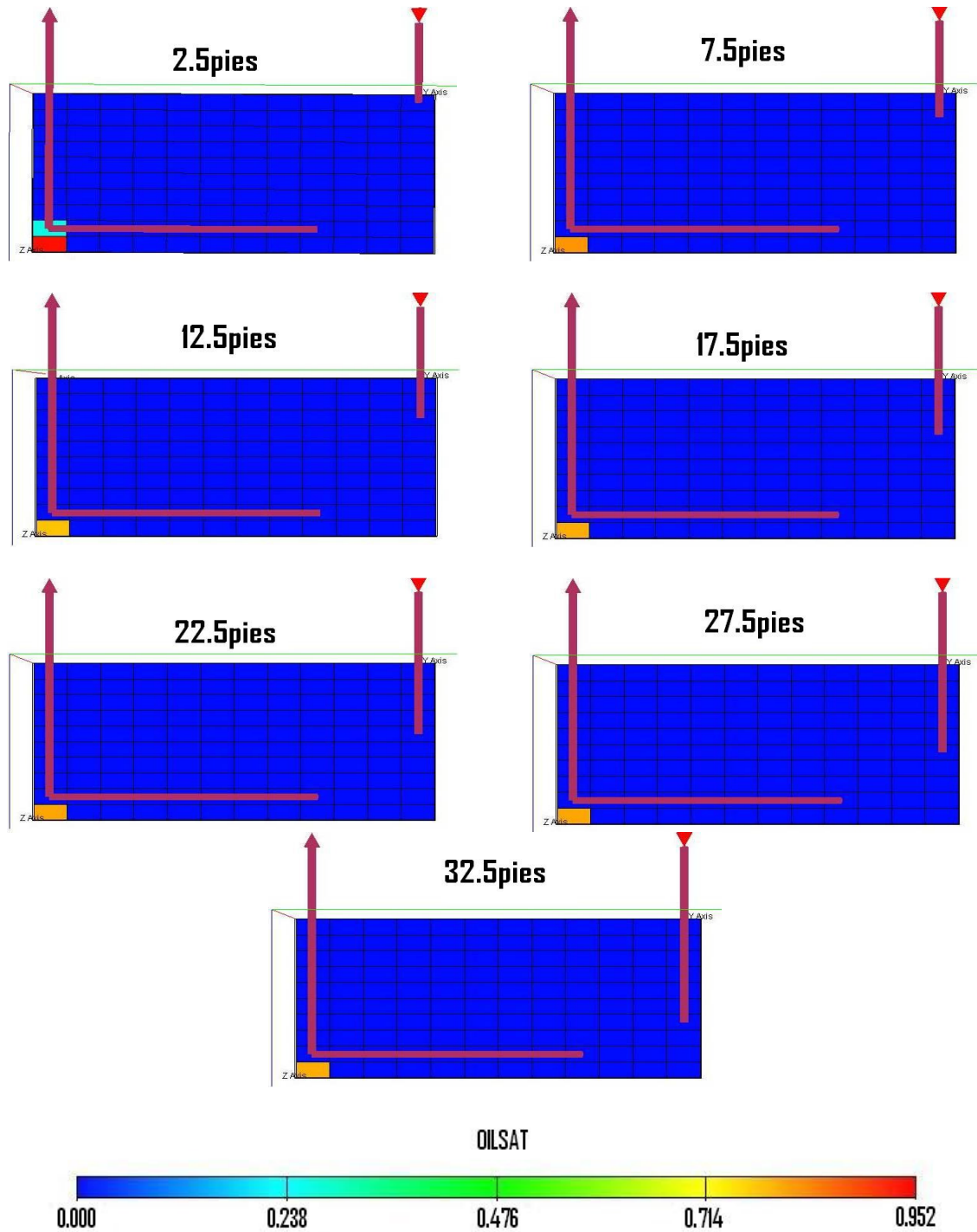
(a)

(b)





Figura 25. Vista transversal Y,Z en saturación de aceite variando la distancia vertical del pozo inyector respecto al tope del yacimiento.





Todas las distancias verticales del pozo inyector evaluadas están bajo el límite económico del AOR, resultando rentable la aplicación de la técnica para cualquier distancia vertical del inyector que se quiera tomar.

Según las gráficas 30-a y 30-b, las distancias verticales de 2.5, 7.5, 17.5, 22.5, 27.5 y 32.5 pies, tienen una relación directa con el AOR e inversa con el factor de recobro, pero para la distancia de 12.5 pies el AOR cae a 10199.97 SCF/STB, debido a que la producción acumulada de petróleo aumenta significativamente.

Esto permite que el factor de recobro tanto el bruto como el neto sea el más alto que las demás distancias verticales del pozo inyector evaluadas. Note que esta distancia vertical del pozo inyector (12.5 pies) es la que coincidentalmente se utilizó para las evaluaciones llevadas a cabo anteriormente.

Entonces, la distancia vertical del pozo inyector más óptima es la de 12.5 pies por presentar los resultados más favorables y es ésta la que se seguirá utilizando para el desarrollo del campo.

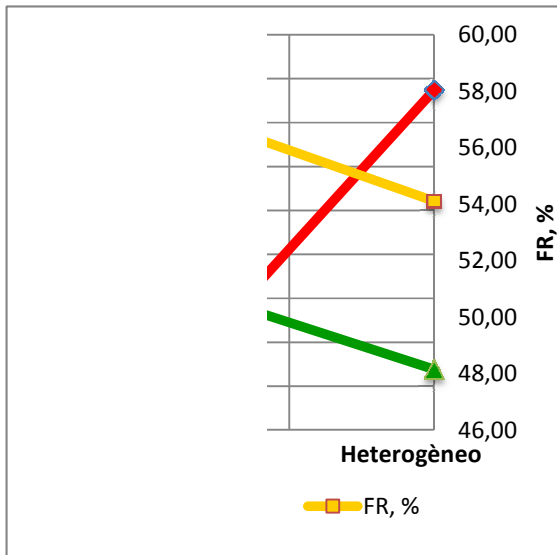
#### **4.2.4 Efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.**

*Tabla 29. Evaluación del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.*

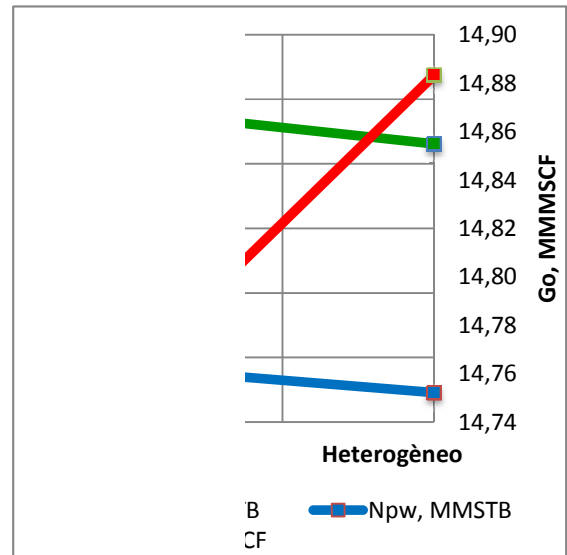
<b>Tipo de Yacimiento</b>	<b>Npo, MMSTB</b>	<b>Gp, MMMSCF</b>	<b>Npw, MMSTB</b>	<b>AOR, SCF/STB</b>	<b>FR, %</b>	<b>FR neto, %</b>
Homogéneo	1.56	14.76	0.77	10450.67	57.71	51.47
Heterogéneo	1.46	14.88	0.69	11173.76	54,10	48.14



Gráfica 31. Evaluación del comportamiento de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.

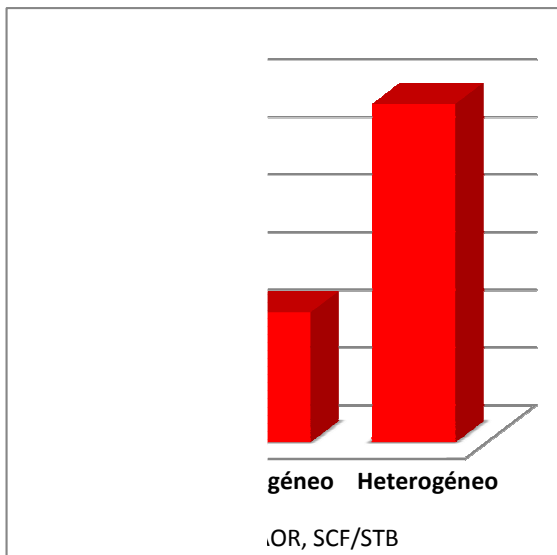


(a)

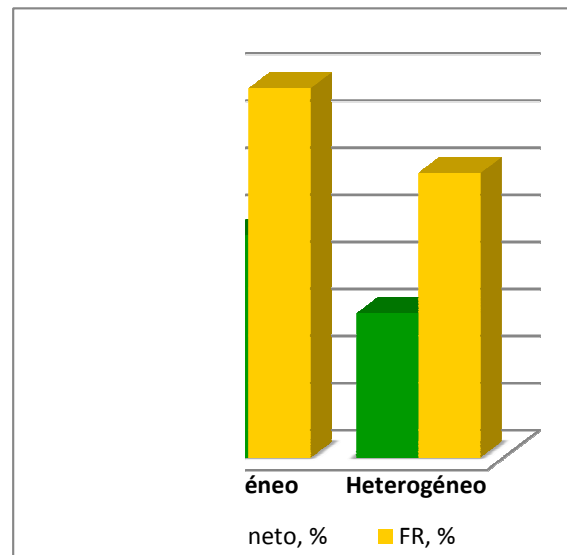


(b)

Gráfica 32. Comparación del factor de recobro y del AOR en el análisis del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.



(a)



(b)



Figura 26. Vista 3D en saturación de aceite del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.

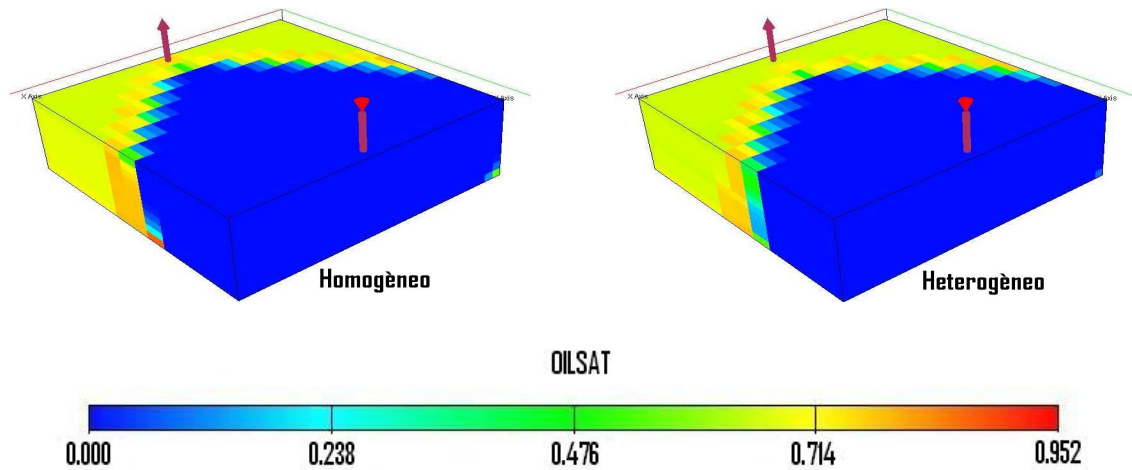
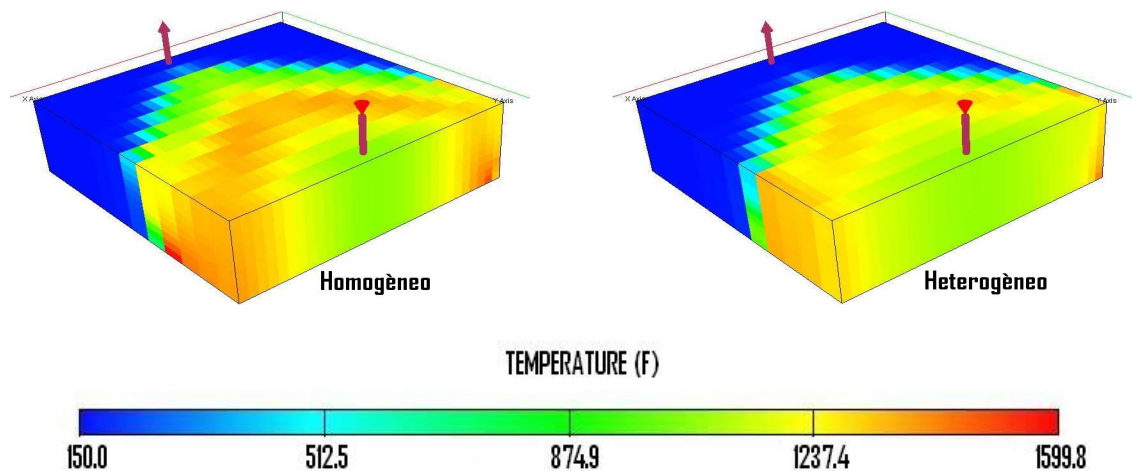


Figura 27. Vista 3D en temperatura del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI.



El yacimiento homogèneo y heterogèneo mantiene las mismas propiedades (solo cambia la permeabilidad y porosidad) y parámetros operacionales del caso base.

Los resultados obtenidos del Npo, FR y AOR, demuestran que el efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI no tiene un impacto significativo. Esto es, porque las fuerzas gravitacionales y la caída de presión causada por la producción del pozo prevalecen sobre el efecto que cause la heterogeneidad en el recobro.



Al observar y comparar las figuras 26 y 27, se observa que el avance del frente de combustión para el caso homogéneo es mayor en los 8 años que para el heterogéneo ocasionando un mayor barrido en el yacimiento. Sin embargo, como se dijo anteriormente la diferencia en producción y/o recobro no es significativa.

#### 4.2.5 Comparación de la producción en frío con la técnica THAI.

Tabla 30. Casos simulados para análisis y comparación.

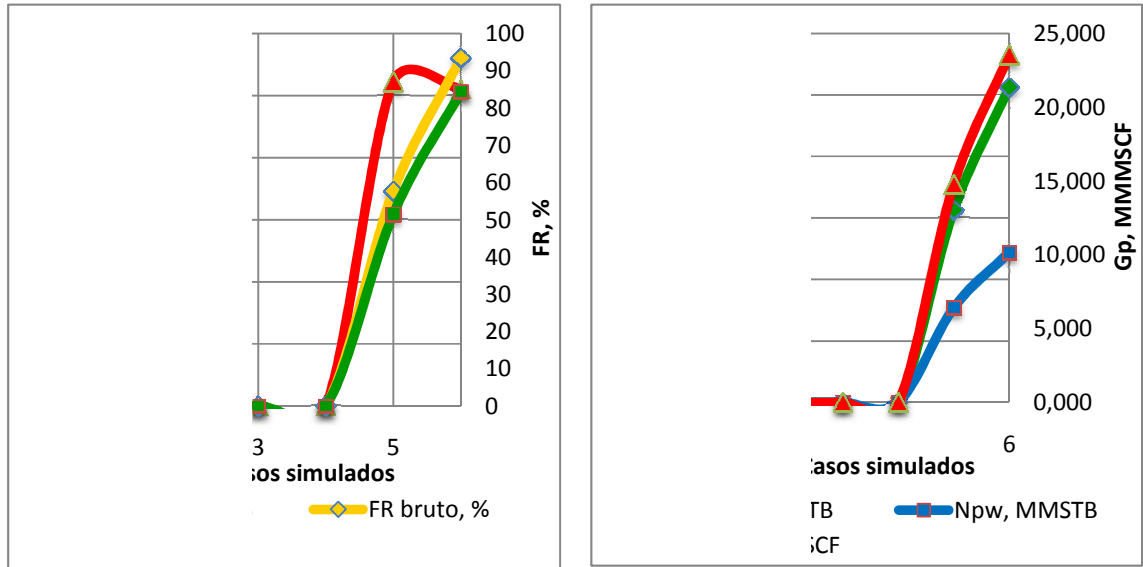
Caso	Descripción caso
1	Caso base, con producción en frío, con un solo pozo productor.
2	Caso base, con producción en frío, con dos pozos productores.
3	Caso base optimizado, con producción en frío, con un solo pozo productor (Pwf, longitud del pozo y distancia vertical).
4	Caso base optimizado, con producción en frío, con dos pozos productores (Pwf, longitud del pozo y distancia vertical).
5	Caso base, sin pre-calentamiento.
6	Caso base optimizado, sin pre-calentamiento.

Tabla 31. Evaluación de los casos simulados.

Caso	Npo, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
1	0.0003	0.000	0.000	0.000	0.011	0.011
2	0.0006	0.000	0.000	0.000	0.021	0.021
3	0.0001	0.000	0.000	0.000	0.005	0.005
4	0.0003	0.000	0.000	0.000	0.009	0.009
5	1.5626	14.761	0.768	10450.668	57.712	51.468
6	2.5616	23.544	1.218	10199.967	93.428	84.372



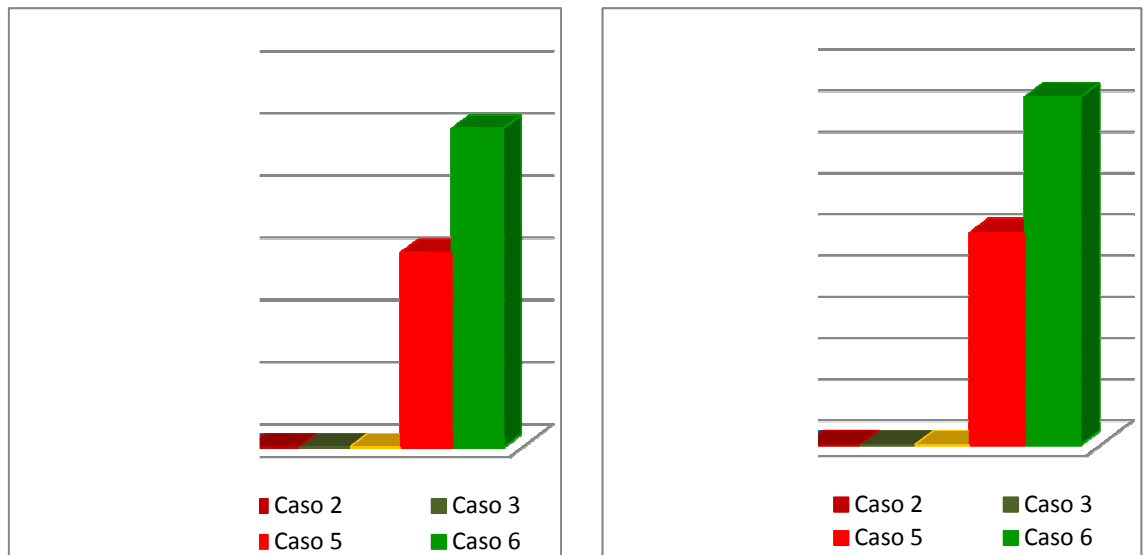
Gráfica 33. Evaluación del comportamiento de los casos simulados.



(a)

(b)

Gráfica 34. Comparación de la producción acumulada de petróleo y del factor de recobro para los casos simulados.

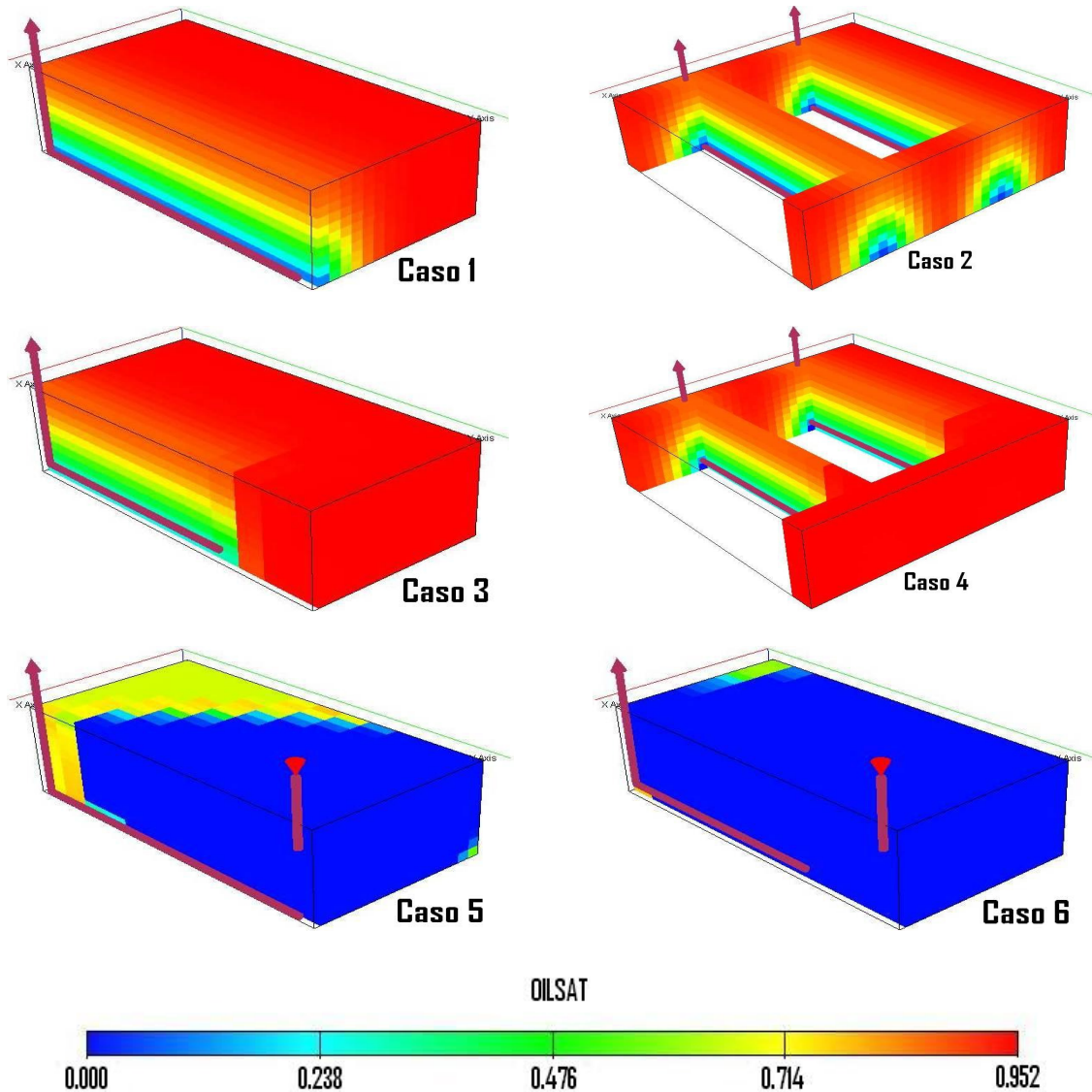


(a)

(b)



Figura 28. Vista transversal X,Y,Z, de los casos simulados.



Todos los casos analizados son yacimientos con propiedades iguales al yacimiento base usado para el análisis de sensibilidades anteriores.

Los casos 1, 2, 3 y 4, están sometidos a producción en frío sin ningún tipo de recuperación mejorada.

Los casos 5 y 6 están sometidos a la recuperación térmica analizada en esta investigación, Toe To Heel Air injection “THAI”. El caso 6 tiene todos los



parámetros operacionales óptimos encontrados, mientras, el caso 5 tiene los parámetros operacionales del caso base usado en el análisis de las propiedades del yacimiento.

Dentro de todos los casos que están bajo producción en frío, el caso 2 se presenta como el mejor, debido primero a la longitud de los pozos, los cuales están conectados en todas las celdas de la dirección en Y del yacimiento, además de la Pwf que brinda una mayor caída de presión en el yacimiento comparada con la Pwf usada en los casos 3 y 4 (optimizado); segundo, se tienen dos pozos produciendo simultáneamente en el yacimiento, lo que hace que exista mayor área de flujo. Los casos 3 y 4, tienen optimizado sus pozos, pero se debe entender que esta optimización se hizo bajo la recuperación térmica, lo cual hace que sea desfavorable para la producción en frío. Tres fueron los parámetros operacionales optimizados tenidos en cuenta en los casos 3 y 4:

- La longitud del pozo horizontal productor (1040 pies), la cual disminuye el área de flujo, bajando la producción.
- La Pwf, al ser mayor (400psi a 300psi del caso base) ofrece un delta de presión de tan solo 116 psi (comparada con 216 psi del caso base), disminuyendo el flujo del crudo del yacimiento al pozo.
- La distancia vertical del pozo, la cual sería el único parámetro operacional que no afecta la producción en frío, sino más bien la favorece debido a que se aprovecha la caída de presión entre el pozo y la celda 10 en dirección Z del yacimiento.

De todas maneras, cualquier caso desde el 1 hasta el 4 que se aplique a un yacimiento de crudo pesado es un total fracaso, la alta viscosidad del crudo impide su movilidad del yacimiento al pozo, reduciendo drásticamente el factor de recobro.

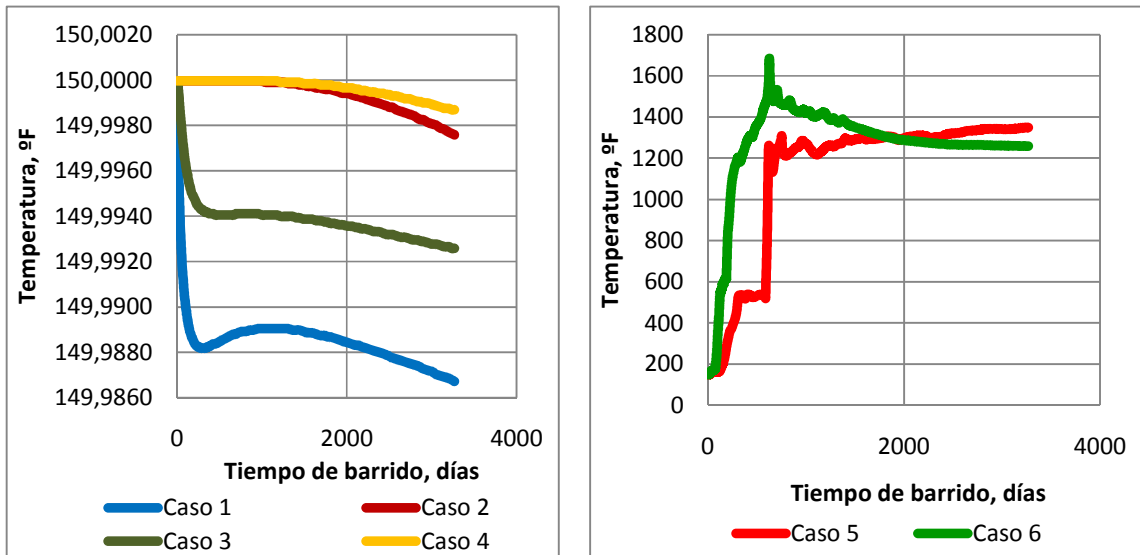
En los casos bajo la aplicación de la técnica THAI, se generó temperaturas de hasta 1700 °F, manteniéndose en un promedio de 1300 °F, ésto provoca transferencia de calor desde el frente de combustión a todo el yacimiento, para reducir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad (ver gráficas 33 y 34).

El caso 6 se presenta como el mejor, alto factor de recobro y bajo AOR, debido a la optimización que se realizó en los parámetros operacionales.

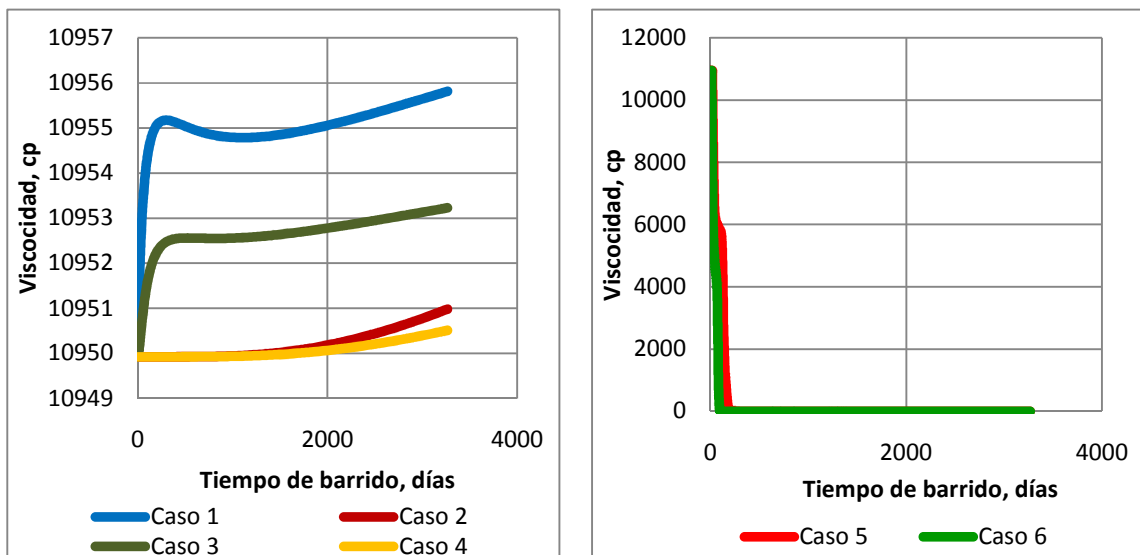




Gráfica 35. Comportamiento de la temperatura para los casos simulados en el bloque (15, 6,10).



Gráfica 36. Comportamiento de la viscosidad del crudo para los casos simulados en el bloque (15, 6, 10).



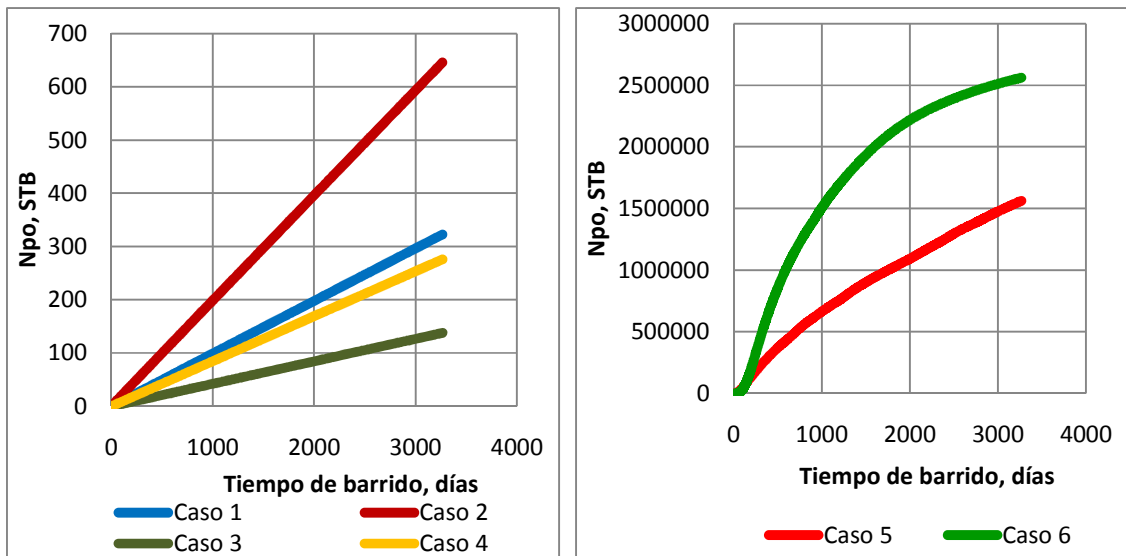
Comparando la producción obtenida en frío con la producción bajo la aplicación de la técnica THAI, la diferencia es muy notable, demostrando una vez más la necesidad de transferirle calor a un crudo pesado para reducirle su viscosidad y



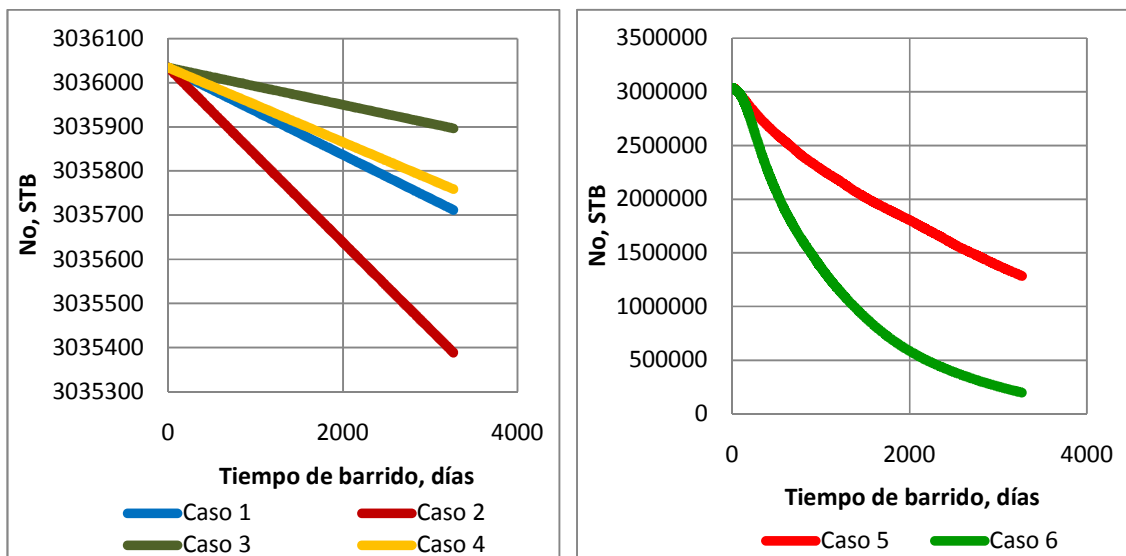
obtener gran producción de petróleo y un alto factor de recobro, reduciendo el volumen de crudo in situ en el yacimiento (ver gráficas 35, 36 y 37).

El factor de recobro neto de 84.37 % con la técnica, contra un 0.021% sin la técnica es la demostración contundente del éxito de la aplicación de la técnica THAI (Toe To Heel Air Injection) a un yacimiento de crudo pesado.

Gráfica 37. Producción acumulada de petróleo obtenida en los casos simulados.

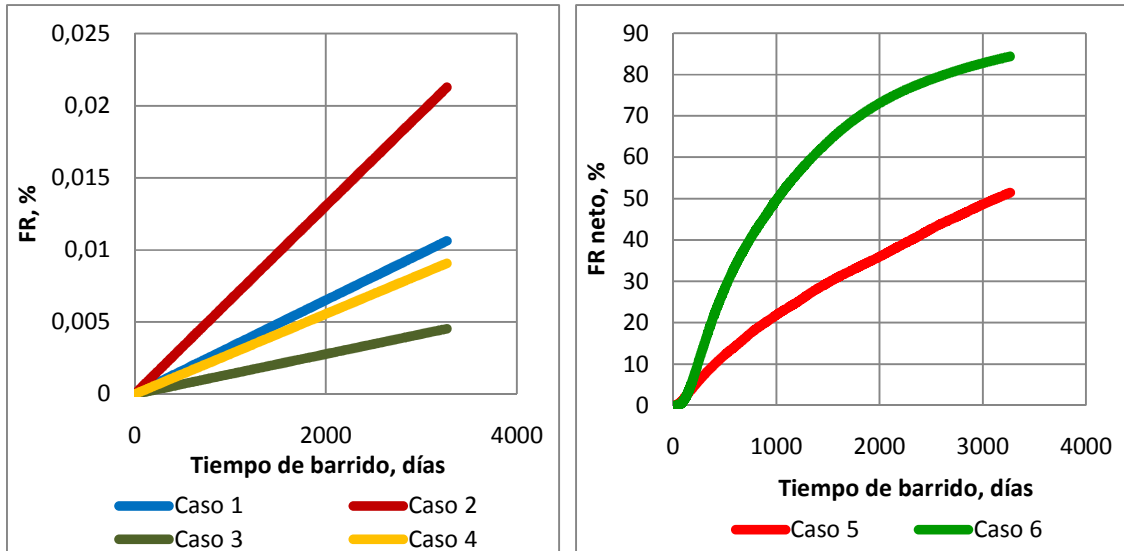


Gráfica 38. Petróleo remanente obtenido en los casos simulados.





Gráfica 39. Factor de recobro obtenido en los casos simulados.



#### 4.2.6 Producción de un campo

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

Tabla 32. Propiedades del campo en estudio.

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación, pies	1200
Longitud horizontal (X), pies	1500
Longitud horizontal (Y), pies	1560
Temperatura, °F	150
Espesor (Z), pies	50
Porosidad, %	30
Saturación Inicial de aceite, %	80
Relación de permeabilidades, $K_v/K_h$	0.1
Permeabilidad horizontal, md	1000
Presión, psi	516



Tabla 33. Parámetros operacionales optimizados de la técnica THAI.

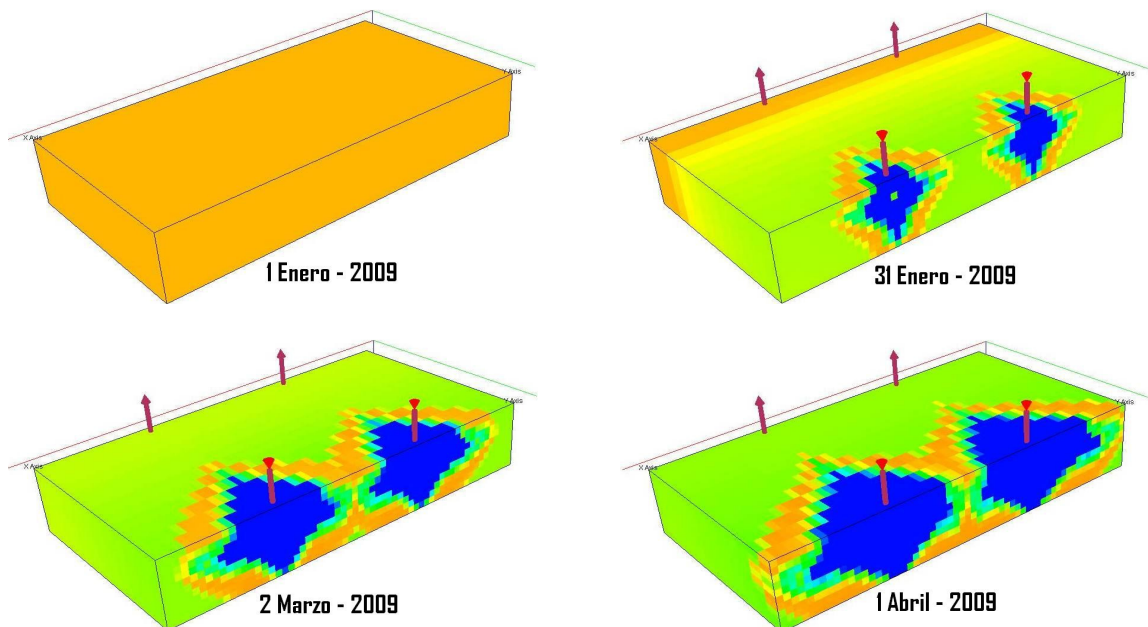
PARÁMETRO	VALOR
Tasa de inyección de aire, MMSCF/D	8
Presión de fondo fluyente del pozo productor, psi	400
Longitud del pozo productor, pies	1040
Distancia vertical del pozo productor respecto al tope, pies	42.5
Distancia vertical del pozo inyector respecto al tope, pies	12.5
Tiempo de barrido o simulación, años	8

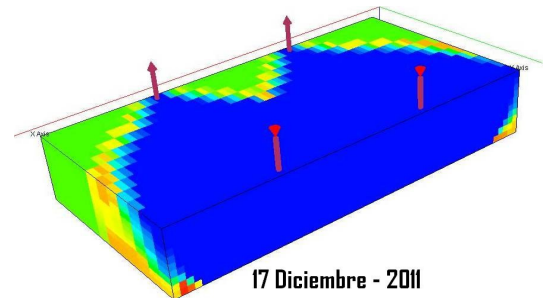
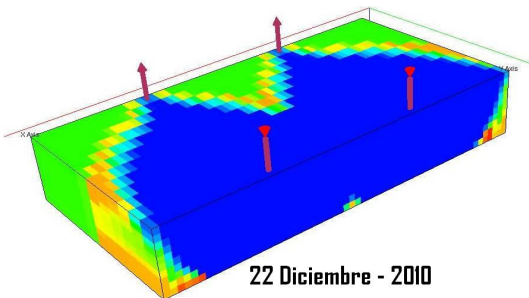
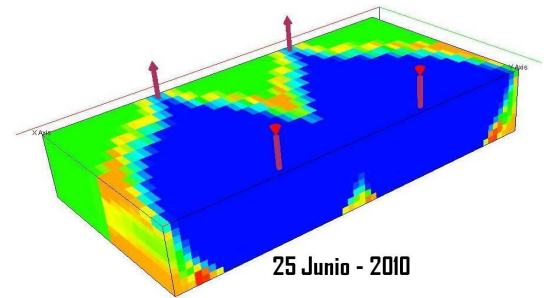
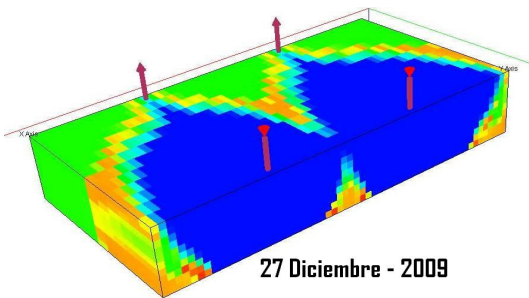
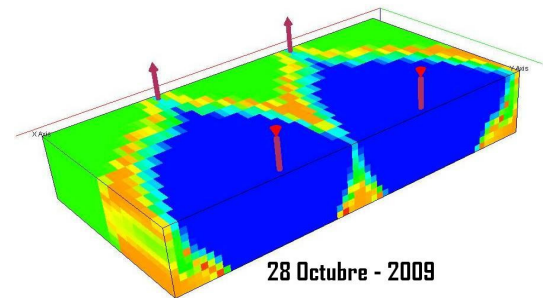
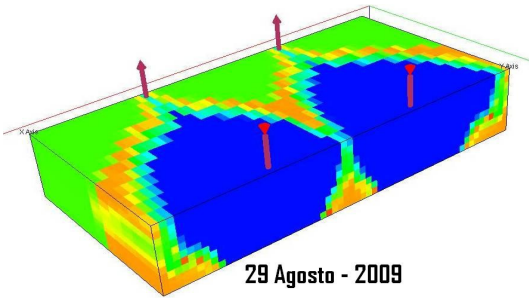
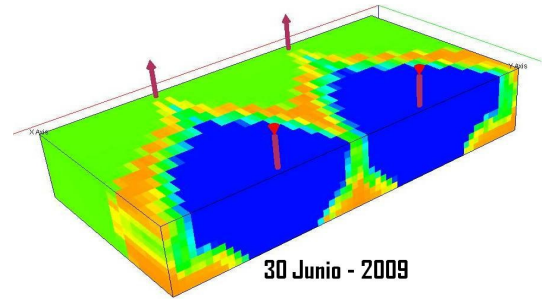
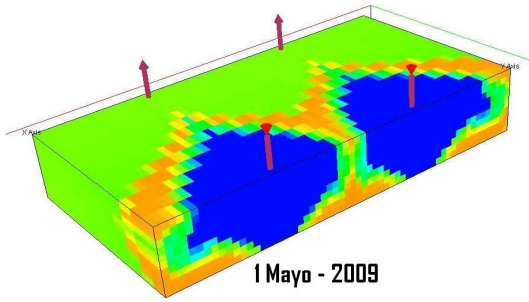
Con esta simulación se obtuvieron los resultados presentados en la tabla 34, figura 29 y gráficas 40, 41, 42 y 43:

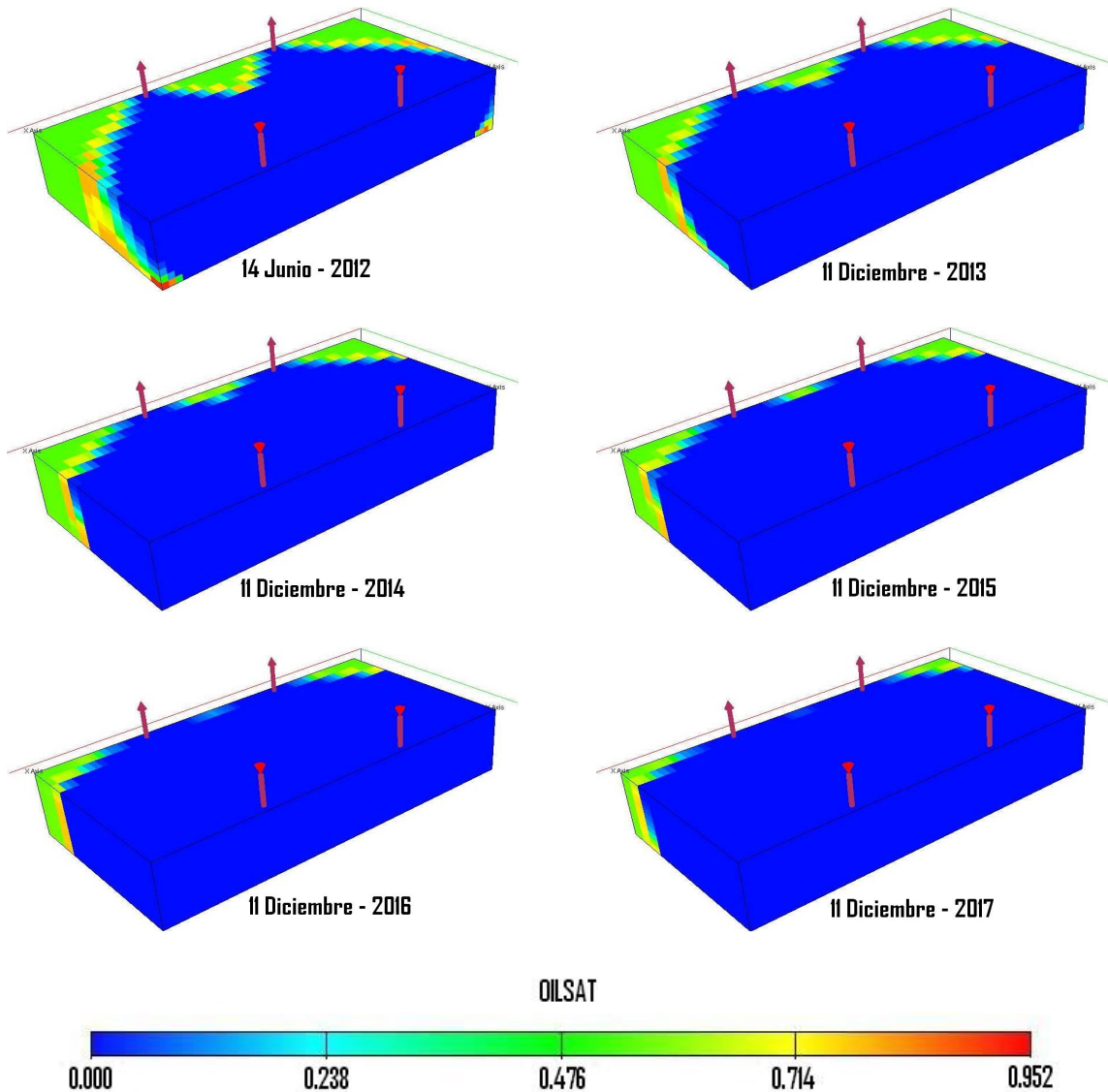
Tabla 34. Parámetros de evaluación de la técnica THAI en la producción de un campo.

Npo, MMSTB	No, MMSTB	Gp, MMMSCF	Npw, MMSTB	AOR, SCF/STB	FR bruto, %	FR neto, %
5.06	0.46	47.12	2.41	10317.78	92.43	83.41

Figura 29. Vista 3D en saturación de aceite del campo simulado en diferentes periodos de tiempo.





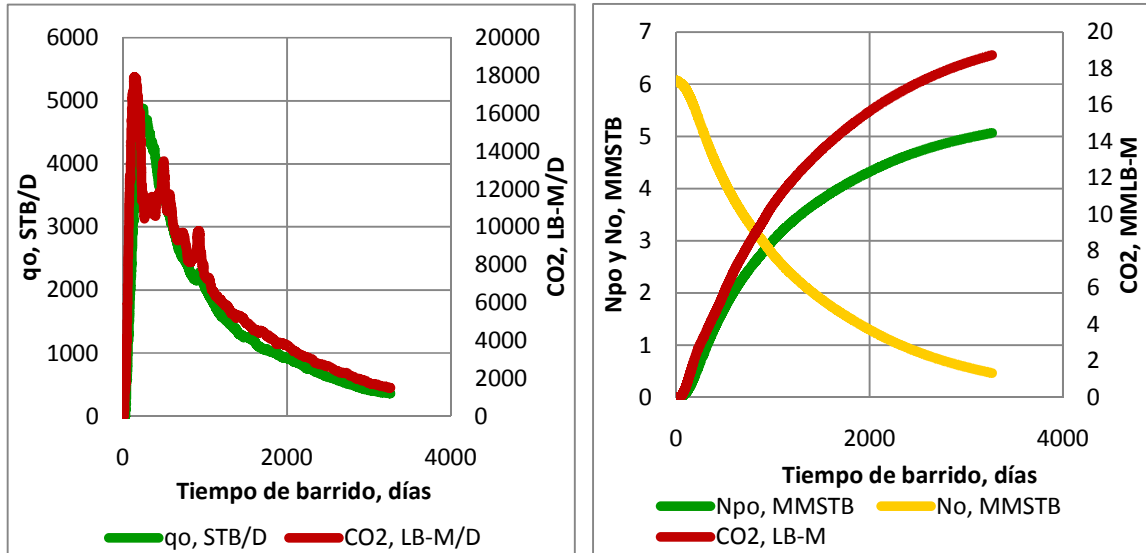


La figura 29 muestra claramente la estabilidad del frente de combustión durante todo el tiempo de simulación al barrer efectivamente todo el yacimiento, reflejando excelentes resultados en la producción acumulada de aceite, el factor de recobro y el AOR. En 83.41 % y 10317.78 SCF/STB, fueron los resultados del factor de recobro neto y el AOR respectivamente, que demuestran el éxito total de la técnica THAI para aplicarse en un yacimiento de crudo pesado.

A continuación se presenta un análisis mas detallado del comportamiento de la técnica a través de todo el tiempo de barrido:



Gráfica 40. Remanente de petróleo, producción instantánea y acumulada de petróleo y dióxido de carbono.



(a)

(b)

La presencia de dióxido de carbono en la producción es un indicativo claro que en el yacimiento se están originando reacciones para generar calor. De la gráfica 40 (a y b) se deduce que la producción instantánea y acumulada de aceite tiene un comportamiento similar a la de dióxido de carbono. La gráfica 40-a muestra que el pico máximo de producción de dióxido de carbono de 17493.35 LB-M/D sucede casi al mismo tiempo (por 58 días de diferencia) cuando se presenta el pico máximo de 4880.23 STB/D de producción instantánea de petróleo.

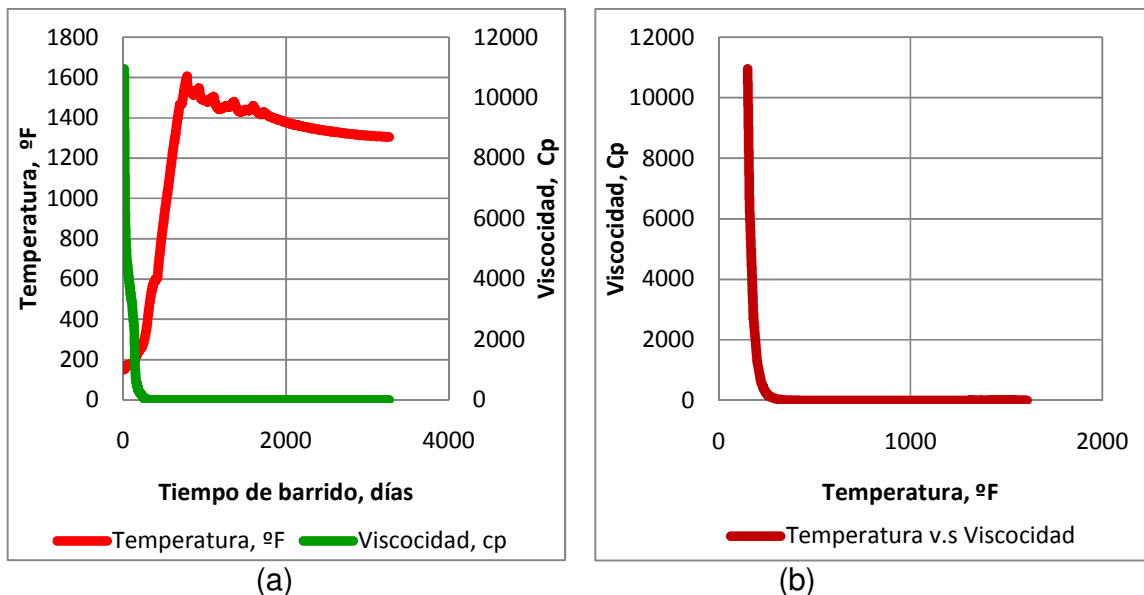
Al inyectar el aire a 800 psi de presión se genera ignición espontánea a los 28 días de simulación, esto causa que el oxígeno contenido en el aire (en exceso) reaccione con el combustible para generar dióxido de carbono, agua y calor (ver reacciones de combustión capítulo 3). Las numerosas reacciones exotérmicas de oxidación forman el frente de combustión, manteniéndose estable y cuasi-vertical durante los 8 años de producción por la presencia continua del oxígeno, del combustible y de la producción del pozo. El calor generado es transferido a través del frente de combustión y de la zona de aceite móvil a la zona de aceite frío, con el objetivo de reducir su viscosidad (ver gráfica 41), aumentar la movilidad y producir el crudo por gravedad al pozo horizontal; mientras que el dióxido de carbono ya ha sido producido. Es decir, los productos de las reacciones se generan al mismo tiempo, pero el dióxido de carbono es primero producido por el pozo, antes que el calor, el cual es traducido en petróleo móvil. Todo este proceso desde el inicio de la ignición hasta la producción del crudo y teniendo en cuenta que el gas (dióxido de carbono) fluye más fácilmente por medios porosos y



permeables, ocasiona que el pico de producción instantánea llegue primero que el de petróleo.

La gráfica 40-b tiene tres curvas: la producción acumulada de petróleo (Npo), la del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y la curva de petróleo remanente (No). Las dos primeras curvas (Npo y CO<sub>2</sub>) confirman el comportamiento similar que tiene la producción de petróleo con la producción de dióxido de carbono explicado anteriormente. Las curvas de Npo y No, demuestran la efectividad del recobro térmico mediante la técnica THAI, dejando en el yacimiento un volumen remanente de tan solo 459958.19 STB.

Gráfica 41. Comportamiento de la viscosidad del crudo y la temperatura del yacimiento en el bloque (15,6,10).



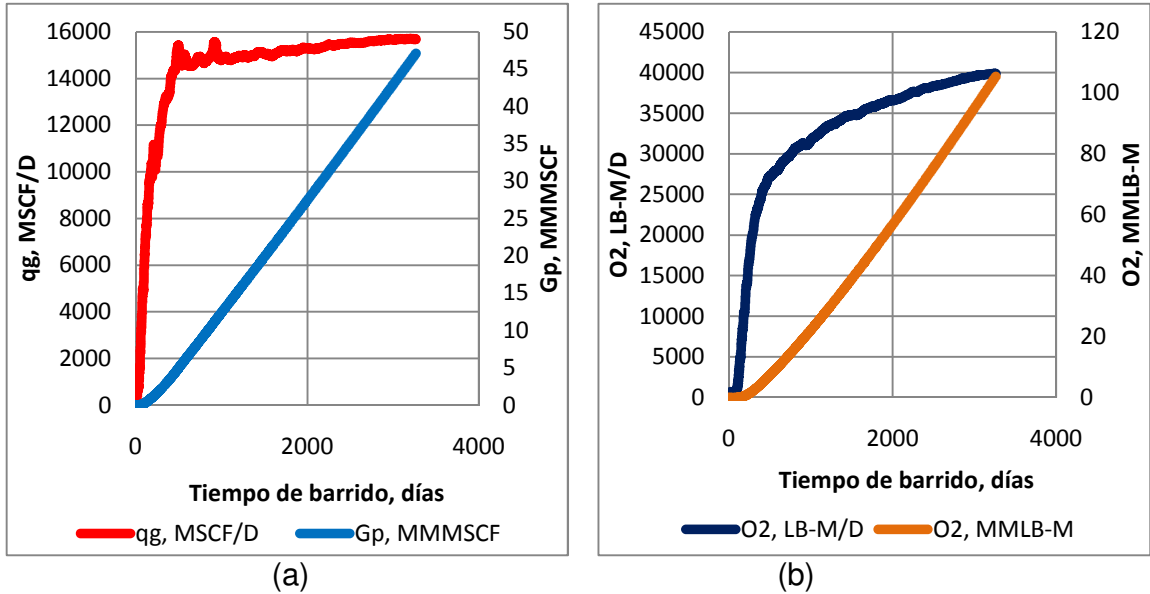
La gráfica 41-a muestra el comportamiento de la temperatura del yacimiento y la viscosidad del crudo con el tiempo de barrido o de simulación en el bloque (15,6,10), finalizando a 17 de diciembre de 2017 con 1304.80 °F de temperatura y con 1 cp de viscosidad. En la gráfica 41-b se observa que la temperatura del bloque tiene efecto sobre la viscosidad del crudo hasta los 600 °F aproximadamente, por encima de esta temperatura la viscosidad continúa en 1.02 cp.

El oxígeno producido es el que no reacciona por el exceso de aire que se inyecta al yacimiento (ver gráfica 42-b). El gas producido es, como se mencionó en análisis anteriores, dióxido de carbono, oxígeno no reaccionado y un pequeño volumen de gas hidrocarburo (ver gráfica 42-a).

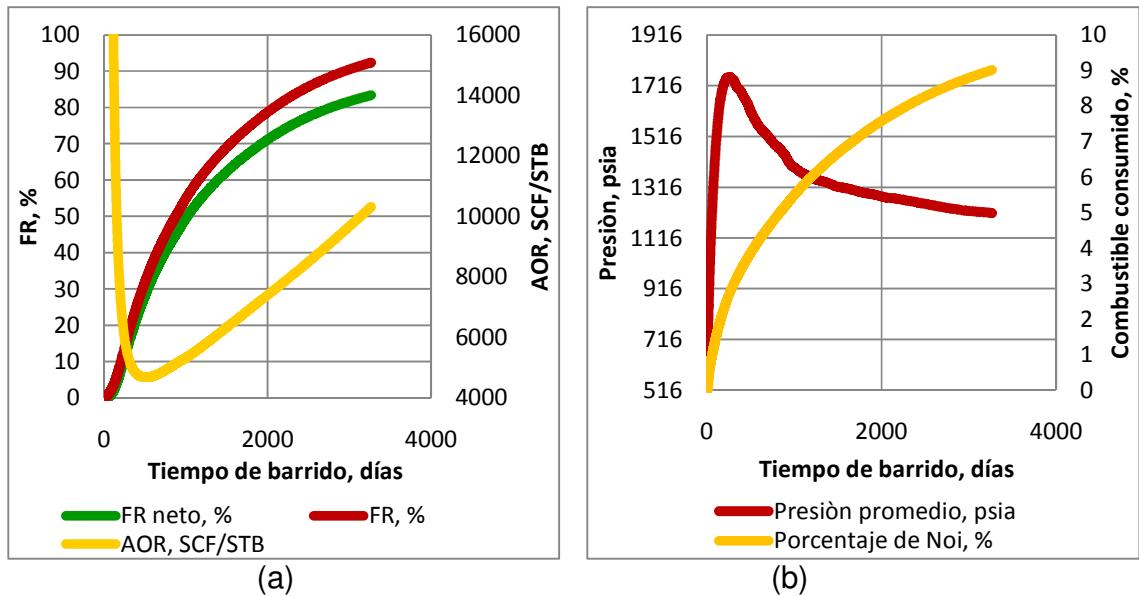




Gráfica 42. Producción instantánea y acumulada de gas y oxígeno.



Gráfica 43. Comportamiento del factor de recobro, AOR, del combustible consumido en la combustión y de la presión promedio del yacimiento.



La gráfica 43-b muestra que al finalizar el tiempo de barrido (8años), el crudo consumido como combustible es 9.015 % el volumen estándar de crudo original del yacimiento (Noi), es decir, 547455.21 STB. De la gráfica 41-a se observa que



la aplicación de la técnica empieza a ser rentable a los 122 días de barrido con un AOR de 14090 SCF/STB, justo cuando se tiene una producción acumulada de 1.39 MMSTB, una inyección acumulada de aire de 1.96 MMMSCF y un factor de recobro neto de tan solo 2.29 %; éstos son resultados contundentes que demuestran el éxito de la técnica THAI. El AOR tiene un mínimo de 4686.79 SCF/STB, lo cual sucede en un periodo equivalente cuando la producción instantánea de petróleo y la presión promedio del yacimiento están en su pico máximo. Éste pico de 1750 psia de presión se puede observar en la gráfica 43-b, finalizando a los 8 años de simulación con 1213 psia. La presión le proporciona al yacimiento energía para mantener el avance del frente de combustión.



## CONCLUSIONES

- El mejor comportamiento de la combustión in situ mediante la técnica THAI se presenta con la selección en línea de transporte directo VIHP: un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal. Esta selección presenta estabilidad en el frente de combustión obteniendo un alto factor de recobro debido a la más alta producción de petróleo ocasionando que el valor del AOR termine bajo el límite económico. Además, la inyección de aire vía un pozo vertical es un diseño económico y muy práctico para operaciones de campo.
- Los rangos encontrados en el estudio de los parámetros de yacimiento que influyen en proyectos de recuperación mejorada de crudos pesados mediante la técnica THAI son:

Tabla 35. Rangos de los parámetros de yacimiento obtenidos

PROPIEDADES	RANGOS
Espesor de la formación, pies	$\geq 40$
Porosidad, %	$\geq 25$
Saturación inicial de aceite, %	$\geq 70$
Relación de permeabilidades, Kv/Kh	$\geq 0.05$
Permeabilidad horizontal, md	$\geq 500$
Profundidad de yacimiento, pies	1000 - 2000
Presión de yacimiento, psi	430 - 860

- Los rangos de parámetros de operación de la técnica THAI en el yacimiento tomado como modelo son:

Tabla 36. Rangos de parámetros de operación obtenidos mediante la aplicación de la técnica THAI.

PARÁMETRO	VALOR
Rata de inyección de aire, MMSCF/D	4 - 9
Presión de fondo fluyente del pozo productor, psi	50 - 400
Longitud del pozo productor, pies	1040 - 1430
Distancia vertical del pozo productor respecto al tope, pies	17.5 – 47.5
Distancia vertical del pozo inyector respecto al tope, pies	2.5 - 32.5



Los rangos de los parámetros de  $P_{wf}$ , longitud del pozo productor, distancia vertical del pozo productor y distancia vertical del pozo inyector analizados en este estudio resultaron favorables debido a que estos parámetros no limitan en gran medida la técnica THAI.

- Los valores de las condiciones de operación optimizados para el yacimiento base que se obtuvieron son mostrados en la tabla 37, junto con el incremento de la producción que generó cada sensibilidad optimizada con respecto a la producción en frío.

*Tabla 37. Incremento de la producción acumulada con la optimización de los parámetros operacionales de la técnica THAI.*

Parámetros optimizados	valor	Producción acumulada de petróleo, MMSTB	Incremento del $N_{po}$ con la optimización, MMSTB
Caso base producción en frío con un (1) pozo productor.		0.000322	
Caso base producción en frío con dos (2) pozos productores.		0.000645	0.000323
Caso base con THAI.		1.562	1.561
Rata de Inyección, MMSCF	8	2.100	0.538
Longitud del pozo productor, pies	1040	2.561	0.461
Distancia vertical del pozo productor, pies	42.5	2.562	0.001
Distancia vertical del pozo inyector, pies	12.5	2.562	0.000

Con la optimización de las condiciones de operación del modelo planteado se logró una producción acumulada de aceite de 2.562 MMSTB, un factor de recobro de 84.37%, un AOR de 10199.97 SCF/STB, lo que hace tanto técnica como económicamente viable la implementación de la técnica THAI para un yacimiento con las características planteadas.

- Al simular y comparar el yacimiento homogéneo con el heterogéneo se demostró que el efecto de la heterogeneidad sobre el recobro y el desarrollo de la técnica THAI no es significativo, debido a que en el yacimiento prevalecen las fuerzas gravitacionales y la caída de presión al



producir el pozo. En ambos casos se presenta estabilidad en el frente de combustión.

- Al plantear el desarrollo de un campo con las propiedades del caso base y los parámetros operacionales óptimos, aplicándole la técnica THAI, usando dos pares de pozos se obtuvo una producción acumulada de petróleo de 5.064 MMSTB, un factor de recobro de 83.41 %, y un AOR de 10317.78 SCF/STB; 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 crudo pesado candidatos a la aplicación de THAI y una metodología para la optimización de las condiciones de operación en un yacimiento definido.
- La técnica THAI 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 pruebas piloto de la técnica THAI debe realizarse un análisis económico, para acompañar la secuencia de optimización, incorporando consideraciones financieras y técnicas para el diseño de un proyecto con este proceso.
- Realizar el análisis de sensibilidades teniendo en cuenta la heterogeneidad de un yacimiento real.
- Considerar en la simulación la composición del aire como 79 % de nitrógeno y 21% de oxígeno para las reacciones exotérmicas de oxidación.
- Efectuar este análisis de sensibilidades con combustión in situ húmeda, inyectando agua durante un periodo de tiempo, para conservar el calor y obtener un mayor recobro evaluando otra variable además del AOR: el WAR (Water Air Relation).
- Plantear una grilla más compleja para el estudio (PEBI: Bisección perpendicular), con un mayor número de celdas, que permitan visualizar mejor el comportamiento del frente de combustión.
- Hacer un estudio de los efectos de la mecánica de rocas como el estado inicial de las fuerzas efectivas in-situ, presión de poro inicial que se presentan en un proceso térmico.



## BIBLIOGRAFÍA

- CURTIS, Carl et al. (2002). Yacimientos de crudo pesado. Venezuela.
- ESCOBAR, Fredy Humberto. Aspectos fundamentales de Recobro secundario y Terciario. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana, 2006.
- ALVARADO, Douglas. Recuperación Térmica del petróleo: Curso de formación avanzada. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana, 1993.
- GUERRA, J.J. y GROSSO, J.L. Segregated In-Situ Combustion Process (SISC) y Toe to Heel Air Injection (THAI), alternativas potenciales de recobro mejorado en campos Colombianos de crudo medio y pesado. Paper ACIPET, Artículo elegido por el Comité Técnico para presentación en el XI Congreso Colombiano de Petróleo y gas, organizado por ACIPET. Bogotá D.C, Colombia, 2005.
- AYASSE, C; BLOOMER C; LYNGBERG, E; W. BODDY, J; DONNELLY and GREAVES, M. First Field Pilot of THAI Process. Paper ACIPET, this technical article was chosen by the technical committee of the congress in order to be presented in the XI Colombian congress of Petroleum and Gas organized by ACIPET. Bogotá D.C, Colombia, 2005.
- GREAVES, M; REN, S.R. and XIA, T.X. (Octubre, 1999). New Air Injection Technology For IOR Operations In Light And Heavy Oil Reservoirs. Paper SPE 57295. Improved Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malaysia.
- NASR, T.N. y AYODELE, O.R. (Diciembre, 2005). Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. Paper SPE 97488. International improved oil recovery conference. Asia Pacific held in Kuala Lumpur, Malaysia.
- NELSON, T.W. y MCNEIL, J.S. HOW TO ENGINEER AN IN SITU COMBUSTION PROJECT. Soconu Mobil Oil Co., Inc.
- SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; pagina 88 – 95 y pagina 423 - 425, 2009.



- GREAVES, M. and XIA, T.X. (Abril, 2000). Recent Laboratory Results Of THAI And Its Comparison With Other IOR Processes. Paper SPE 59334. Tulsa, Oklahoma.
- XIA, T.X. and GREAVES, M. (Noviembre, 2000). Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-To-Heel Air Injection. Paper SPE 65524. Calgary, Alberta, Canada.
- XIA, T.X. and GREAVES, M. (Marzo, 2001). Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI-SARA Analysis. Paper SPE 69693. Porlamar, Margarita Island, Venezuela.
- XIA, T.X. and GREAVES, M. (Abril, 2002). Producer Well Combinations In THAI (Toe To Heel Air Injection). Paper SPE 75137. Tulsa, Oklahoma.
- XIA, T.X; GREAVES, M. and AYASSE, C. (Noviembre, 2005). Underground Upgrading Of Heavy Oil Using THAI-Toe To Heel Air Injection. Paper SPE 97728. Calgary, Alberta, Canada.
- NASR, T.N. and AYODELE, O.R. (Diciembre, 2005). Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. Paper SPE 97488. Kuala Lumpur, Malaysia.
- RANGEL-GERMAN, E.R. and CAMACHO-ROMERO, S. (Septiembre, 2006). Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy-Oil Projects. Paper SPE 104046. Cancun, Mexico.
- DOUGDALE, P.J. Petro-Canada Resources. (Abril, 1986). Comparison of Recovery and Economics for Oxygen and Air Fireflood in Canadian Heavy Oil Areas. Tulsa, Oklahoma.
- ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición. Neiva – Huila. Universidad Surcolombiana, 2005.
- SCHLUMBERGER. Oilfied Review. Importancia del crudo pesado. Marco doctrinal [en línea]< <http://www.slb.com/>> [citado en 20 de Diciembre de 2008].





- FAROUQ ALI, S.M. y JONES, J.A. Practical Heavy Oil Recovery. Universidad de Alberta (Canadá). 1997.
- 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.
- XIA, T.X; GREAVES, M. y TURTA, A.T. (Abril, 2002). Injection Well – Producer Well Combinations in THAI “Toe-to-Heel Air Injection”. Paper SPE 75137. Presentation at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma.
- SEPÚLVEDA, J. y ESCOBAR, F. Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas. Neiva-Huila. Universidad Surcolombiana, 2005.
- Petrobank, Energy and Resources LTD. May River Project and The Kerrobert THAI Project. [Online]. Diciembre 2009. Disponible en la Internet: URL: <http://www.petrobank.com/>.
- JOINT INDUSTRY PROJECT PROPOSAL – JIP PROPOSAL. (Junio, 2002). TOE-TO-HEEL-AIR INJECTION-THAI: Maximizing Heavy Oil Recovery & In – situ Upgrading. Universidad de Bath, UK.