

Evaluación del Comportamiento de un Yacimiento de Crudo Pesado Mediante la Aplicación de la Técnica THAI “Toe To Heel Air Injection”

Evaluation of the Behavior of Heavy Oil Reservoir Using the THAI Technique (Toe To Heel Air Injection)

Jairo Antonio Sepúlveda¹ y William Fernando Montaña²

Resumen

Esta investigación fue 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. 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. La segunda parte consiste en el estudio de las condiciones operacionales de la técnica THAI en un yacimiento definido. 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.

Palabras Clave: THAI, crudos pesados, bitumen, simulador termal.

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. 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, and depth and reservoir pressure. The second part of this study consists on the study of the operating conditions for the THAI technique in a well-defined 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.

Key Words: THAI, heavy oil, bitumen, thermal simulator.

1. Introducción

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, puedan extraerse de tal manera que sometidos 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, extra pesado y arenas bituminosas y el 30% restante es de crudo convencional (Schlumberger, 2008), 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 aún 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.

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 (Guerra y Grosso, 2005).

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.

2. Metodología

2.1 Técnica THAI: Es una tecnología para el recobro de crudo pesado y bitumen, que combina pozos inyectores 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 (sobre posición 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 (Guerra y Grosso, 2005).

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 figura 1.

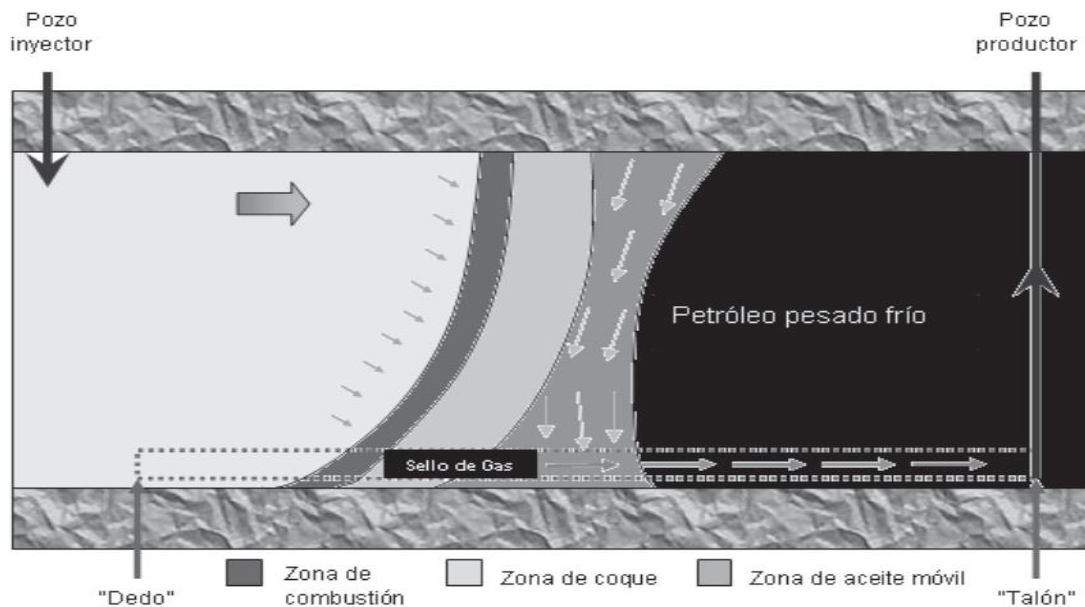


Figura 1 Representación conceptual de la técnica THAI (JIP PROPOSAL, 2002)

2.2 Construcción del modelo: Para el desarrollo de las pruebas piloto se generó una grilla cartesiana de bloques centrados de tres dimensiones (ver tabla 1). El pozo inyector vertical está orientado en Z cerca al tope como se ve en la figura 2.

Tabla 1. Grilla 3D del modelo simulado

DIMENSIÓN	Nº DE CELDAS	TAMAÑO (ft)
X	30	25
Y	12	130
Z	10	5

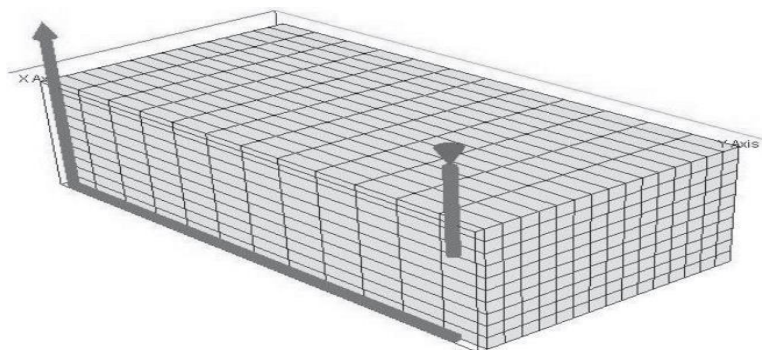


Figura 2 Vista transversal Y,Z del modelo simulado

2.3 Modelamiento PVT: El PVT que se utilizó en el estudio fue tomado de MAGO, 2006. 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 2).

Tabla 2. Definición de componentes usados en la simulación

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

Para 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 figura 3).

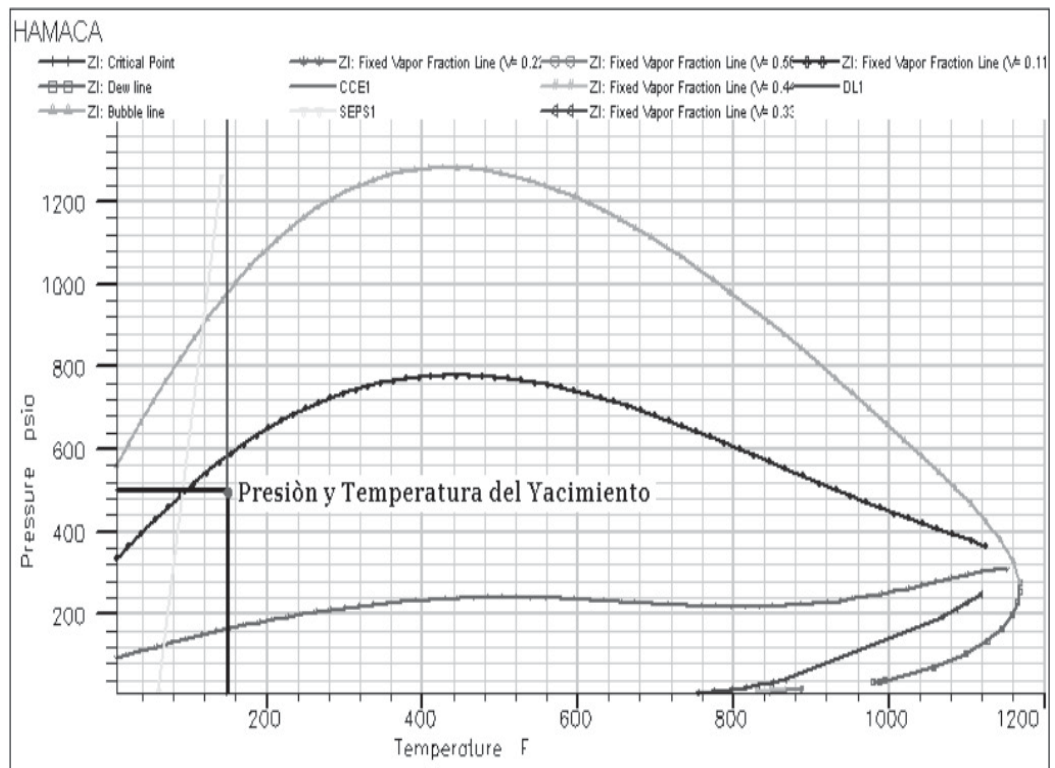


Figura 3 Diagrama de fases PVT realizado en el programa PVTi del paquete GeoQuest Schlumberger

2.4 Descripción del yacimiento base

Tabla 3. 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, KV/Kh	0.1
Permeabilidad horizontal, md	1000

Tabla 4. Parámetros operacionales de la técnica THAI

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

2.5 Descripción de la simulación: 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 (ver tablas 5, 6 y 7).

Tabla 5. Composición del crudo, peso molecular y gas inyectado

COMPONENTES	COMPOSICIÓN, %	PESO MOLECULAR	GAS INYECTADO,
C ₆₁₋₈₀ -C	11.83	975.41	0
C ₄₇₋₆₀ -C	10.91	741.29	0
C ₂₃₋₄₆ -C	14.81	537.74	0
C ₁₋₂₁ -C	62.46	140.34	0
O ₂	0	32	100
CO ₂	0	44	0
H ₂ O	0	18	0

Tabla 6. Reacciones químicas

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

Tabla 7. Energía de activación, velocidad y entalpia de reacción

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

Las simulaciones se dividieron en siete partes que vienen a continuación:

2.5.1 Evaluación del comportamiento de las combinaciones de pozos horizontales y verticales: 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) (Xia et al, 2002). 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 4 y 5.

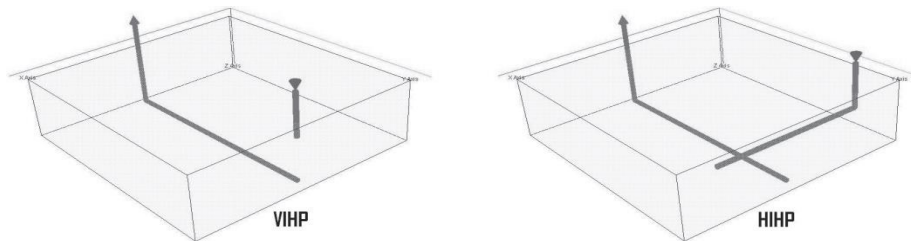


Figura 4 Configuración en línea de transporte directo

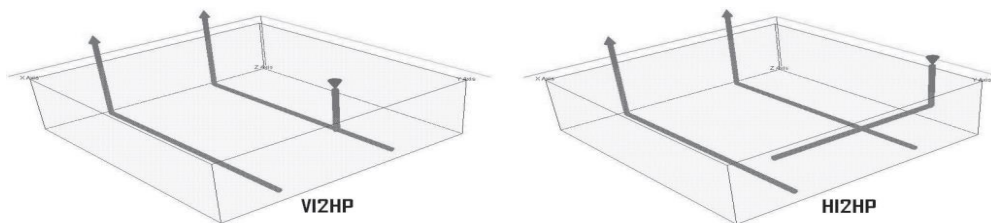


Fig. 5 Configuración en línea de transporte escalonado 12

2.5.2 Evaluación del comportamiento de las propiedades del yacimiento: Estas propiedades se analizaron una por una (ver tabla 8), 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.

Tabla 8. 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, KV/Kh	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				

2.5.3 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 (ver tabla 8 valores en negrilla), por ser estas representativas de yacimientos de crudos pesados reales (ver tabla 9).

Tabla 9. 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,	1040	1170	1300	1430								
Distancia vertical del pozo productor,	17.5	22.5	27.5	32.5	37.5	42.5	47.5					
Distancia vertical del pozo inyector,	2.5	7.5	12.5	17.5	22.5	27.5	32.5					

2.5.4 Efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI: En la tabla 10 se observan las propiedades del yacimiento heterogéneo, el cual está dividido en dos capas productoras con diferentes valores de porosidad y permeabilidad.

Tabla 10. 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, KV/Kh	0.1
Permeabilidad horizontal capa uno, md	500
Permeabilidad horizontal capa dos, md	1500
Presión, psi	516

2.5.5 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.

2.5.6 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 6), con el fin de verificar la viabilidad tanto técnica como económica de la técnica THAI en un campo modelado.

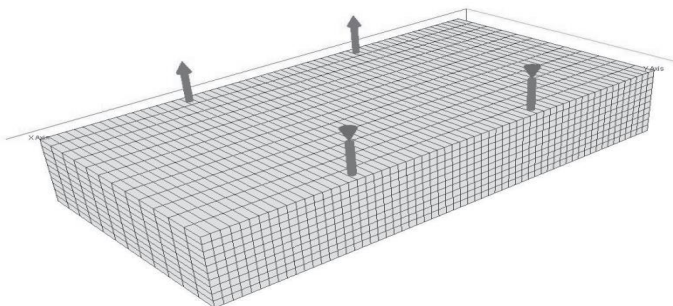


Figura 6. Modelo simulado del campo

3. Resultados

3.1. 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.

3.1.1 Producción acumulada de aceite (Npo): 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.

3.1.2 Producción acumulada de agua (Npw): 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.

3.1.3 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.

$$FR_{bruto} = \frac{N_{oi} - N_o}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po} - V_F}{N_{oi}} * 100\% \quad (1)$$

Noi = Volumen de petróleo original in-situ, MMSTB.

No = Volumen de petróleo remanente, MMSTB.

VF = Volumen de petróleo consumido como combustible, MMSTB.

Npo = Volumen de producción de aceite acumulada, MMSTB.

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

$$VF = Noi - Npo - No \quad (2)$$

3.1.4 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.

$$FR_{neto} = \frac{N_{oi} - N_o - V_F}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po}}{N_{oi}} * 100\% \quad (3)$$

Noi = Volumen de petróleo original in-situ, MMSTB.

No = Volumen de petróleo remanente, MMSTB.

Npo = Volumen de producción de aceite acumulada, MMSTB.

VF = Volumen de petróleo consumido como combustible, MMSTB.

3.1.5 Relación aire inyectado acumulado/aceite producido acumulado (AOR): Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$AOR = \frac{A_T}{N_{po}} \quad (4)$$

AT = Volumen de aire acumulado inyectado, SCF.

Npo = Volumen de producción de aceite acumulado, STB.

Para hallar el límite económico de la relación aire total inyectado por petróleo producido acumulado AOREL, 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), (Guerra y Grosso, 2005) la utilidad mínima del proyecto 20%. El AOREL fue hallado mediante las siguientes fórmulas:

$$AOR_{re} = \frac{A_T}{N_{po}} = \frac{\text{precio neto de petroleo (US\$)}}{\text{precio del aire inyectado (US\$)}} \quad (5)$$

Reemplazando se obtuvo:

$$\text{Precio neto de petróleo (US\$)} = 30 * (100 - 20) = \text{US\$ } 24 \quad (6)$$

$$AOR_{EL} = \frac{24}{9.55/1000} = 2513 \frac{\text{barriles de aire}}{\text{barriles de petróleo}} \quad (7)$$

Se multiplica la ecuación (6) por el factor de conversión 5.615 y la expresión queda de la siguiente manera:

$$AOR_{EL} = 14110 \frac{PCS}{STB} \quad (8)$$

Este valor de AOREL de 14110 fue tomado como referencia para comparar y así evaluar los resultados conseguidos con las simulaciones.

3.2 Resultados de las simulaciones

3.2.1 Evaluación de las combinaciones de pozos horizontales y verticales

Tabla 11. Comportamiento de las combinaciones de pozos

Combinaciones de	Npo, MMST	Npw, MMST	Gp, MMMSC	AOR, SCF/	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

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 tabla 11). Ésto es debido a la estabilidad del frente de combustión que ofrece ésta selección. Las selecciones HIHP, VI2HP y HI2HP no producen el petróleo suficiente para mantenerse en el límite económico del AOR.

3.2.2 Evaluación del comportamiento de las propiedades del yacimiento: 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 12. Rangos de los parámetros de yacimientos establecidos

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

3.2.3 Evaluación del comportamiento de los parámetros operacionales: Los rangos de parámetros de operación de la técnica THAI en el yacimiento tomado como modelo son (Tabla 13):

Tabla 13. Rangos de los 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

3.2.4 Efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI

Tabla 14. Evaluación del efecto de la heterogeneidad en el desarrollo de la técnica THAI

Tipo de Yacimiento	Npo, MMST	Gp, MMMSC	Npw, MMST	AOR, SCF/	FR, %	FR neto, %
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

Los resultados obtenidos del Npo, FR y AOR (ver tabla 14), 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.

3.2.5 Comparación de la producción en frío con la técnica THAI

Tabla 15. 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 16. Evaluación de los casos simulados

Caso	Npo,MMSTB	Gp, MMMSC	Npw,MMSTB	AOR, SCF/	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

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 (es el mejor caso), mientras, el caso 5 tiene los parámetros operacionales del caso base usado en el análisis de las propiedades del yacimiento.

3.2.6 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 (ver tablas 17 y 18).

Tabla 17. Propiedades del campo 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, KV/Kh	0.1
Permeabilidad horizontal, md	1000
Presión, psi	516

Tabla 18. 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

Tabla 19. Parámetros de evaluación de la técnica THAI en la producción de un campo

N _{po} , MMST	No, MMSTB	G _p , MMMSCF	N _{pw} , MMST	AOR, SCF/	FR bruto, %	FR neto, %
5.06	0.46	47.12	2.41	10317.78	92.43	83.41

La tabla 19 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, que demuestran el éxito total de la técnica THAI para aplicarse en un yacimiento de crudo pesado.

4. 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 valores de las condiciones de operación optimizados para el yacimiento base que se obtuvieron son mostrados en la tabla 20, junto con el incremento de la producción que generó cada sensibilidad optimizada con respecto a la producción en frío.

Tabla 20. 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 Npo 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

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.

5. Referencias Bibliográficas

1. Schlumberger, oilfield review. Importancia del crudo pesado. Consultado el 20 de diciembre de 2008.....<http://www.slb.com/>.
2. 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.

3. 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.
4. Mago, Alonso Luis. Tesis: Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Assess Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.
5. Xia, T; Greaves, M. y Turta, A. (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, Okla.