

Evaluación del desempeño de la inyección del peróxido de hidrógeno como agente oxidante en  
un proceso de combustión in-situ

Cristian Humberto Badillo Agredo

Valentina Rosero Cruz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Samuel Fernando Muñoz Navarro

*M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos*

Codirector

Néstor Javier Castro Parra

*M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos*

Luis Miguel Salas Chia

*M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos*

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

## DEDICATORIA

A Dios quien me ha visto crecer como mujer y profesional en mi paso por la Universidad Industrial de Santander, quien nunca me desamparó y siempre fue mi Padre Celestial guiándome por los caminos y decisiones adecuadas para cumplir este sueño.

A mi mamá Diana María, por ser mi super héroe favorita, la mujer que ha dado todo y más porque yo viva plena, feliz y realizada, gracias mami por todos los sacrificios y la entrega infinita que has hecho en tu vida para ayudarme a vivir la mía. Este logro más que mío es tuyo.

A mis abuelitos, Luz Marina y Luis Carlos, son mi hogar y el motor de mi corazón, gracias por los consejos sabios y la compañía amorosa, también a mi tía María del Carmen y mi primo Luis Carlos, gracias infinitas por su amor conmigo y hacerme reír en momentos difíciles de la Universidad.

A mis mejores amigos, Angelly, Nikol y Kike, los quiero con mi corazón, gracias por seguir apoyándome a través de la distancia todos estos años. A mis amigos de la Universidad, Cristian, Valentina, Camilo y Manuela, los admiro y estoy muy orgullosa de poder llamarlos colegas.

Al Grupo de Recobro Mejorado GRM, por la oportunidad de trabajar mi proyecto de tesis en un espacio lleno de aprendizaje. A mi director el profesor Samuel y a mis codirectores Néstor y Miguel, por ayudarnos en cada paso del camino, son profesionales maravillosos a quienes admiro.

Valentina Rosero Cruz

## DEDICATORIA

A Dios, quien me ha dado la fortaleza, la sabiduría y la perseverancia para completar esta etapa como estudiante en la Universidad Industrial de Santander. Su guía constante y su gracia han sido mi luz en cada paso del camino.

A mis papás, Isabel Agredo y Cristo Badillo, quienes han creído en mí más de lo que yo mismo he hecho, alentándome a perseguir mis sueños y brindándome el sustento emocional y financiero necesario para alcanzarlos. Gracias, infinitas gracias por su apoyo y ejemplo, sin ustedes este logro no hubiera sido posible.

A mi abuelos, Eraclio, Alix, Reyes y Mercedes, cuyo amor y apoyo han sido una constante en mi vida. Aunque ya no todos estén físicamente conmigo, su presencia y su legado siguen vivos en mi corazón y en cada logro que alcanzo.

A mi hermano, Maikol, quien ha sido una fuente constante de inspiración y fortaleza, con sus palabras de aliento, amor y cada abrazo me recordaba que nunca estuve solo en este camino. A mi hermana, Mélany, el amor de mi vida, su presencia ha sido una fuente constante de alegría y motivación para mí. A través de sus risas ha iluminado incluso los días más difíciles.

A mis amigos de la universidad, Carlos, Ian, Simon, Angel, Fabiana, Jaime, Camilo, Valentina Rosero, Valentina Contreras y Manuela, su amistad incondicional ha enriquecido mi experiencia universitaria. Agradezco profundamente su presencia en mi vida y espero celebrar juntos muchos más logros y momentos memorables.

Al Grupo de Recobro Mejorado GRM, por su apoyo fundamental en mi crecimiento profesional y en el desarrollo de mi proyecto de tesis, brindándome oportunidades de aprendizaje. A mi director el profesor Samuel, por su orientación experta. A mis codirectores, Miguel Chía, por su trabajo y dedicación y a Nestor Castro, quien fue mi tutor durante toda mi etapa en el grupo de investigación. Este logro no habría sido posible sin su colaboración.

Cristian Humberto Badillo Agredo

## AGRADECIMIENTO

A la Universidad Industrial de Santander porque nos formó no solo como profesionales sino también como personas integra, el paso por la UIS marca un antes y después en nuestras vidas.

Al Grupo de Recobro Mejorado GRM, especialmente al profesor Samuel Muñoz, por su apoyo y guía en este proceso.

A nuestros codirectores Néstor Castro y Luis Miguel Salas, por su disposición, ayuda y por compartir todo su conocimiento con nosotros.

A CMG Ltda. Por permitirnos usar las licencias a sus programas por completar nuestro proceso de tesis mientras nos encontrábamos en prácticas.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a los profesores con quienes tuvimos el gusto de compartir aula de clase, de cada uno nos llevamos una enseñanza.

**TABLA DE CONTENIDO**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	14
1. Objetivos.....	19
1.1 Objetivo general.....	19
1.2 Objetivos específicos .....	19
2. Generalidades de la combustión <i>in-situ</i> .....	20
2.1 Esquemas de la combustión <i>in-situ</i> .....	21
2.2 Reacciones químicas.....	23
2.3 Combustión <i>in-situ</i> como método de recobro térmico.....	25
2.3.1 Antecedentes de la combustión <i>in-situ</i> .....	25
2.3.2 Ventajas y limitaciones de la combustión <i>in-situ</i> .....	27
2.4 Inyección de peróxido de hidrógeno como alternativa a la combustión <i>in-situ</i> .....	29
2.4.1 Generalidades del Peróxido de Hidrógeno.....	32
3. Desarrollo del modelo base de simulación .....	34
3.1 Diseño de la malla de simulación .....	34
3.2 Propiedades del yacimiento .....	35
3.3 Modelo de fluidos .....	38
3.4 Modelo Cinético.....	40
3.5 Interacción roca fluido .....	42
3.6 Parámetros de operación de los pozos y tiempos de evaluación.....	43
3.7 Análisis matemático del flux.....	44
3.8 Resultados de simulación.....	45

4. Desarrollo del modelo de simulación con peróxido de hidrógeno.....	49
4.1 Modelo de fluido.....	49
4.2 Modelo cinético.....	50
4.3 Parámetros de operación de los pozos y tiempos de evaluación.....	51
4.4 Análisis matemático del flux.....	51
4.5 Resultados de simulación.....	53
5. Análisis comparativo de modelos .....	56
5.1 Análisis perfiles de temperatura.....	56
5.2 Análisis distribución parcial del oxígeno.....	61
5.3 Energía liberada por las reacciones.....	64
5.4 Análisis del comportamiento del aceite .....	65
6. Conclusiones.....	68
7. Recomendaciones.....	69
Referencias bibliográficas.....	70

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Métodos de recobro terciario. ....	15
Tabla 2 Aplicación de la combustión in-situ en USA.....	26
Tabla 3 Propiedades fisicoquímicas del peróxido de hidrógeno.....	33
Tabla 4 Diseño del grid de simulación.....	35
Tabla 5 Propiedades del yacimiento modelado.....	36
Tabla 6 Componentes del modelo de fluido .....	39
Tabla 7 Parámetros cinéticos incluidos para modelar el comportamiento reactivo del aceite .....	41
Tabla 8 Cálculo de flux de aire usado en el proceso de combustión in-situ.....	45
Tabla 9 Componentes del modelo de fluido .....	49
Tabla 10 Parámetros cinéticos incluidos para modelar el comportamiento de descomposición de H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> .....	51
Tabla 11 Cálculo de flux de H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> usado en el proceso de combustión in-situ.....	53
Tabla 12 Comparación tasa de oxígeno inicial inyectada usando aire y H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> .....	53

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1 Aplicación de los diferentes métodos de recobro.....	20
Figura 2 Zonas presentes en el yacimiento durante un proceso de combustión in-situ.....	22
Figura 3 Tasa de consumo de oxígeno-temperatura. ....	24
Figura 4 Comportamiento del proceso de inyección de Peróxido de Hidrógeno. ....	30
Figura 5 Diseño de la malla de simulación.....	35
Figura 6 Distribución de la porosidad en la malla de simulación.....	37
Figura 7 Distribución de la permeabilidad en la malla de simulación.....	38
Figura 8 Comportamiento de la viscosidad del crudo respecto a la temperatura. ....	40
Figura 9 Curvas de permeabilidad relativa del agua.....	42
Figura 10 Curvas de permeabilidad relativa al gas.....	43
Figura 11 Distribución de temperatura a diferentes tiempos de simulación.....	47
Figura 12 Distribución de fracción molar de oxígeno a diferentes tiempos de simulación.....	48
Figura 13 Distribución de temperatura a diferentes tiempos de simulación.....	54
Figura 14 Distribución de fracción molar de oxígeno a diferentes tiempos de simulación.....	55
Figura 15 Comparación tiempo de ignición para los diferentes fluidos de inyección.....	57
Figura 16 Distribución de la temperatura en el día cinco.....	58
Figura 17 Distribución de la temperatura en el día diez.....	59
Figura 18 Distribución de la temperatura en el día quince.....	59
Figura 19 Distribución de la temperatura en el día treinta.....	60

Figura 20 Distribución parcial de oxígeno para el inicio de ignición.....	62
Figura 21 Distribución parcial de oxígeno para el día treinta.....	63
Figura 22 Energía liberada por las reacciones .....	64
Figura 23 Distribución de la saturación de aceite en el día treinta .....	66
Figura 24 Tasa de producción de aceite.....	66
Figura 25 Factor de recobro.....	67

### Nomenclatura

- $F$  Flujo de un fluido
- $dS$  Area superficial
- $N$  Constante del modelo
- $r^2$  Radio de un cilindro
- $\Pi$  Numero pi.
- $\nabla$  Pozo inyector
- Pozo productor

**RESUMEN**

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DEL PERÓXIDO DE HIDRÓGENO COMO AGENTE OXIDANTE EN UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN-SITU\*

**AUTOR:** CRISTIAN HUMBERTO BADILLO AGREDO, VALENTINA ROSERO CRUZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Combustión *in-situ*, Ignición, Peróxido de Hidrogeno, Simulación Numérica de Yacimientos, CMG.

**DESCRIPCIÓN:**

La combustión *in-situ* es un método de recobro térmico que permite la extracción de crudos pesados y extrapesados a través de la inyección de fluidos ricos en oxígeno que al contacto con el hidrocarburo generen reacciones químicas exotérmicas que liberan más oxígeno permitiendo una disminución considerable en la viscosidad del aceite y contribuyendo al incremento de producción; en esta técnica el aire seco o húmedo es comúnmente utilizado como fluido de inyección, sin embargo, la composición del mismo, con nitrógeno como mayor componente, genera limitaciones en el área contactada y la distribución de la energía liberada en el yacimiento. A raíz de esta problemática, se plantea el uso de otros agentes oxidantes dentro del proceso como es el caso del peróxido de hidrogeno que por sus componentes y propiedades fisicoquímicas permite de forma teórica, el aumento de la temperatura de ignición, un proceso de reacciones sostenido y una distribución del perfil de temperatura mucho más uniforme, lo que se traduce en una mayor eficiencia de barrido vertical, mayor área contactada y mayor porcentaje de recobro del pozo productor.

El presente trabajo de investigación proporciona un análisis comparativo de ambos fluidos de inyección dentro del proceso de combustión *in-situ* mediante simulación numérica de yacimientos, permitiendo comparar la distribución de los perfiles de temperatura, la presión parcial de oxígeno y la energía liberada por las reacciones. Finalmente, se concluye que el proceso de combustión *in-situ* (CIS) con inyección de peróxido de hidrógeno presenta características como la degradación química del componente y su composición que lo posicionan como un mejor método a comparación de la alternativa convencional, como lo evidencia el aumento en un 238% de producción de aceite y un 12% en el factor de recobro.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

Codirector: M. Sc. Néstor Javier Castro Parra.

Codirector: M. Sc. Luis Miguel Salas Chia.

**ABSTRACT**

**TITLE:** EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF HYDROGEN PEROXIDE INJECTION AS OXIDIZING AGENT IN AN IN-SITU COMBUSTION PROCESS\*

**AUTHOR(S):** CRISTIAN HUMBERTO BADILLO AGREDO, VALENTINA ROSERO CRUZ\*\*

**KEY WORDS:** In-Situ Combustion, Ignition, Hydrogen Peroxide, Numerical Reservoir Simulation, CMG.

**DESCRIPTION:**

In-situ combustion is a thermal recovery method that allows the extraction of heavy and extra-heavy crude oil through the injection of oxygen-rich fluids that, upon contact with the hydrocarbon, generate exothermic chemical reactions that release more oxygen, allowing a considerable decrease in the oil viscosity and contributing to increased production; In this technique, dry or humid air is used as injection fluid, however, its composition, with nitrogen as a major component, generates limitations in the contacted area and the distribution of the energy released in the reservoir. As a result of this problem, the use of other oxidizing agents within the process is proposed, such as hydrogen peroxide, which, due to its components and physicochemical properties, theoretically allows an increase in the ignition temperature, a sustained ignition reactions process and a much more uniform temperature profile distribution, which translates in higher vertical sweep efficiency, greater contacted area and higher recovery percentage of the producing well.

The present research work provides a comparative analysis of both injection fluids within the in-situ combustion process through numerical simulation of reservoirs, allowing the comparison of the distribution of temperature profiles, the partial pressure of oxygen and the energy released by the reactions. . ; Finally, it is concluded that the combustion in-situ (CIS) process with hydrogen peroxide injection presents characteristics such as the chemical degradation of the component and its composition that position it as a better method compared to the conventional alternative, as evidenced by the 238% increase in oil production and 12% in the recovery factor.

---

\* Graduate Project thesis.

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.  
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.  
Co-director: M. Sc. Néstor Javier Castro Parra.  
Co-director: M. Sc. Luis Miguel Salas Chia.

## Introducción

Los hidrocarburos pesados, extrapesados y bitúmenes son un tipo de crudo altamente viscoso que contiene mayores niveles de sulfuros en comparación con el aceite convencional, además, su localización (profundidad) dentro del yacimiento suele ser similar (Speight, 2007). Los crudos pesados se caracterizan por tener gravedades de 10° – 20° API y presentan regular condición de movilidad dentro del yacimiento, para el caso de los extrapesados y bitúmenes su gravedad es menor a 10° API y pueden tener viscosidades del orden de 10,000 cP imposibilitando el movimiento de estos dentro de la zona productora (Nakasawa, 2020) es por este motivo que los procesos que van desde la extracción hasta la refinación representan un reto cuando se trabaja con este tipo de fluidos, a esto se suma que en el mundo existen grandes reservas de crudos pesados y extrapesados principalmente en países como Canadá, Rusia y Venezuela. Según la prestadora de servicios Schlumberger (2016) estos hidrocarburos conforman el 40% de las reservas remanentes en el mundo.

En todos los yacimientos del mundo se aplican diferentes métodos de extracción que son compatibles a las características del fluido y de la formación, comúnmente denominados métodos de recobro que van del primario, para aquellos casos donde el crudo fluye por si solo gracias a la energía del yacimiento, sus condiciones y depositación; secundario, en el cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores (SLB, 2023) y por último, terciario en el cual fluidos que permiten la reducción de viscosidad del hidrocarburos son inyectados permitiendo el flujo del aceite a las proximidades del pozo productor. Estos últimos por su

tecnología y complejidad son costosos y su viabilidad económica depende de un sin número de factores como los asociados a la compañía, el prospecto de ventas o la percepción de los precios del crudo (Speight, 2019).

En las últimas décadas, el interés por el desarrollo de métodos de recobro terciario que permitan la extracción comercial de los crudos mencionados ha aumentado de manera exponencial, dado a la disminución de grandes hallazgos petroleros y la madurez de los yacimientos activos desarrollados; los crudos de alta viscosidad pocas veces pueden ser extraídos con métodos convencionales, de ahí que el recobro terciario mejorado o *Enhanced Oil Recovery* (EOR) es usado como el grupo de metodologías y tecnologías que permiten su extracción progresiva hasta llegar a 80% o más de la capacidad del yacimiento (Vishnyakov, 2020). Existen diferentes tecnologías asociadas a los EOR como son el recobro térmico, la inyección de gases, métodos químicos y microbiológicos. Ver Tabla 1 para conocer los aspectos generales de los diferentes métodos EOR.

**Tabla 1**

*Métodos de recobro terciario.*

<b>Métodos EOR</b>	<b>Definición</b>
Métodos térmicos	Se basa en transferencia de energía en forma de calor que va de la superficie a yacimiento. La temperatura del crudo incrementa logrando la expansión de los fluidos y la reducción de las viscosidades contribuyendo a la movilidad del fluido.

---

Inyección de gases	<p>Ej. Combustión <i>in-situ</i>, inyección de agua caliente, inyección continua de vapor.</p> <p>Basado en los principios de transferencia de masa para incrementar el número capilar, así, la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el crudo se reduce permitiendo su movilidad.</p>
Métodos químicos	<p>Ej. Inyección CO<sub>2</sub>, inyección de hidrocarburos.</p> <p>Inyección de sustancias químicas que buscan minimizar la tensión superficial y disminuir la relación de movilidad con el fin de mejorar el control sobre la misma.</p> <p>Ej. Inyección de surfactantes o de polímeros.</p>

---

Nota. La tabla 1 muestra las generalidades de los diferentes procesos de recobro terciario. Tomado de: Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados (Espinosa, 2015).

Los métodos de recobro térmicos cumplen con el objetivo de disminuir las fuerzas viscosas y capilares del crudo dentro del yacimiento con impacto positivo en la eficiencia de recuperación (King, 2011). Uno de los procesos de importancia de los métodos EOR es la combustión *in-situ* (CIS), la cual a través de reacciones químicas exotérmicas permite la liberación de calor y oxígeno dando como resultado la disminución de la viscosidad del crudo y la movilización de este hacia la zona productora.

La CIS como método de extracción es una técnica propuesta hace más de 50 años dado a los bajos costos de generar energía en el yacimiento, mejorar la movilidad y alcanzar altos factores de recobro, países como Canadá gracias a su desarrollo tecnológico busca de opciones para demostrar el potencial de la técnica y han desarrollado investigaciones y publicaciones creando nuevas percepciones a favor de esta (Garzón, 2011). En la actualidad se realizan procesos de combustión *in-situ* con inyección de aire seco o húmedo alrededor del mundo, sin embargo, la CIS es considerada como uno de los procesos más complejos dentro de los métodos EOR, debido a todo lo que engloban las reacciones químicas que suceden dentro del yacimiento, uno de los mayores responsables de que este método falle son las altas tasas de generación de calor en yacimiento a partir de la combustión, ya que mantener un flujo de aire que permita el movimiento del frente de combustión requiere de altas tasas de aire y buena movilidad del crudo, siendo ambos factores difíciles de alcanzar y mantener con el tiempo (Shen, 2002).

Para dar solución a esta problemática, diferentes autores plantean cambiar el fluido de inyección por peróxido de hidrógeno, que de manera teórica y a escala de laboratorio ha demostrado superioridad respecto a la CIS convencional (Moss, 1994; Bayless, 1997). Autores como Briggs (1988) exponen en sus estudios que dentro de las ventajas de este método se destacan la eliminación de la segregación gravitacional y la reparación del daño a la formación. Sin embargo, los resultados que fundamentan la hipótesis de implementar dicho fluido como agente oxidante son netamente experimentales, lo que crea la necesidad de desarrollar modelos de simulación que permitan el estudio del proceso.

De esta manera se plantea realizar un comparativo a través de simulación numérica de los procesos de combustión *in-situ*, contemplando como fluidos de inyección el aire seco y peróxido

de hidrógeno, de forma que sustente el desempeño de esta tecnología como método de alta eficiencia de recobro térmico para crudos pesados.

El presente trabajo de grado está dividido en cuatro capítulos, de los cuales el primero aborda las generalidades del proceso CIS además de las ventajas y limitaciones existentes para los dos fluidos de inyección, el segundo abarca la construcción del modelo de simulación de combustión *in-situ* con inyección de aire seco, partiendo desde las características del yacimiento teórico de estudio y las reacciones que hacen parte del método; el tercer capítulo presenta la modificación del fluido de inyección a peróxido de hidrógeno y por ende las reacciones químicas que toman en cuenta a este componente.

Finalmente, el cuarto capítulo, muestra los resultados de simulación obtenidos para ambos casos y realiza un análisis comparativo de los perfiles de temperatura, la distribución parcial de oxígeno y la energía liberada por las reacciones de manera que confirma la premisa de estudio posicionando en primer lugar a la combustión *in-situ* con inyección de peróxido de hidrógeno en el análisis gracias a la distribución del frente de combustión y al mantenimiento de las reacciones con el tiempo.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Evaluar el desempeño de la inyección de peróxido de hidrógeno como alternativa al aire seco en el proceso de combustión *in-situ* mediante simulación numérica de yacimientos.

### 1.2 Objetivos específicos

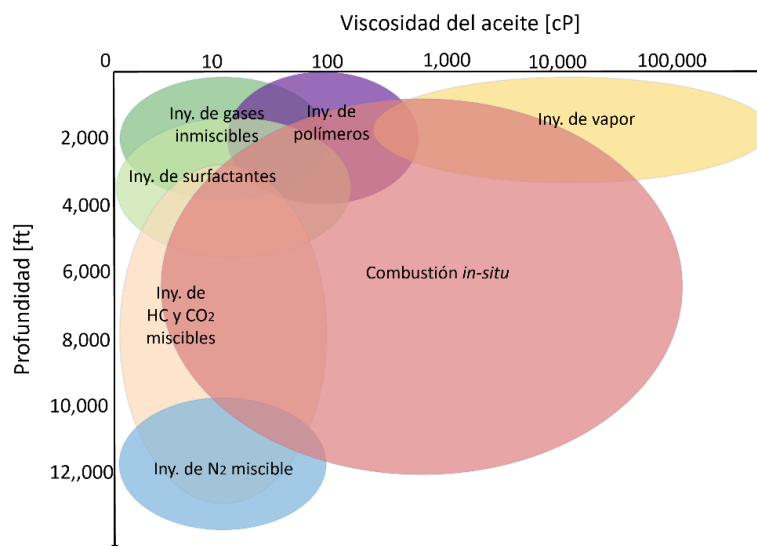
- Identificar los principios físicos y químicos presentes en los métodos de inyección de aire seco y peróxido de hidrógeno en el proceso de combustión *in-situ* mediante revisión bibliográfica.
- Realizar un modelo de yacimiento que permita estudiar el desempeño del proceso de combustión *in-situ* con inyección de aire seco a partir de datos experimentales y teóricos.
- Modificar el modelo de fluidos y el modelo cinético del caso base de simulación para la representación de la inyección de peróxido de hidrógeno.
- Evaluar el desempeño de las técnicas mediante el análisis de los perfiles de temperatura, la distribución parcial de oxígeno y la energía liberada por las reacciones en el proceso de combustión *in-situ*.

## 2. Generalidades de la combustión *in-situ*

La combustión *in-situ* es un proceso de recobro mejorado térmico que se puede aplicar a una amplia variedad de yacimientos, ver Figura 1, desde yacimientos muy profundos a poco profundos, con altos y bajos espesores, con aceite de mediana gravedad API hasta aceites pesados y extrapesados. Sin embargo, las incógnitas asociadas a las reacciones químicas ocurridas durante la combustión y las incertidumbres relacionadas con la respuesta de la CIS a las heterogeneidades del yacimiento limitan su aplicación (Hascakir, 2014). Para un proceso de combustión *in-situ* efectivo, el petróleo presente en el yacimiento debe transformarse en un residuo rico en carbono que reacciona con un oxidante para generar calor. El calor generado se utilizará nuevamente para la formación de un residuo rico en carbono que se conoce como combustible o coque (Kovscek, 2014).

### Figura 1

*Aplicación de los diferentes métodos de recobro.*



*Nota.* Rango de aplicación de múltiples métodos de recobro mejorado en función de la profundidad del yacimiento y la viscosidad del aceite. Tomado de: *Well Recovered, World Expro*, (Val Brock, s.f), modificado por Rodríguez (2015).

## **2.1 Esquemas de la combustión *in-situ***

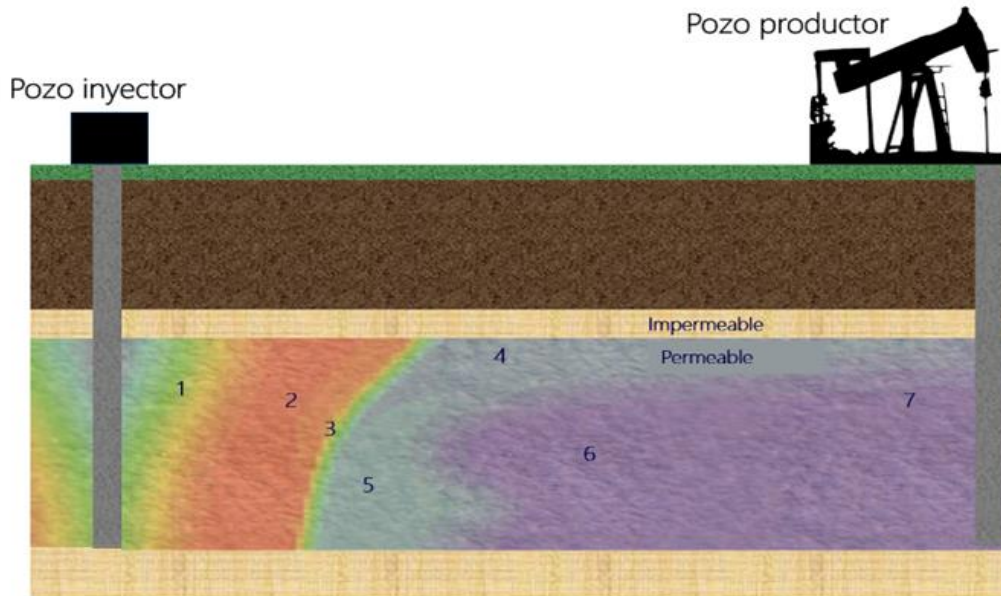
La técnica de CIS inicia con un proceso llamado ignición, el cual puede ocurrir de dos maneras: Espontáneamente, si las condiciones de yacimiento lo permiten (yacimientos con altas temperaturas), o de forma artificial, utilizando métodos como calentadores eléctricos, quemadores de gas o mediante la inyección de un fluido pirofórico en la formación. El propósito de esta etapa es alcanzar una temperatura suficiente para superar la barrera de energía de activación y, de este modo, generar combustible (Sarathi, 1999). Una vez alcanzada la temperatura de ignición, se mantendrá la liberación continua de calor, que barrerá todo el yacimiento mediante la inyección de un oxidante en una cantidad óptima. Este oxidante en la mayoría de los casos es aire debido a su disponibilidad, abundancia y bajo costo (Kovscek, 2014).

A medida que el proceso avanza, el frente de combustión empuja hacia adelante una mezcla de gases de combustión, vapor y agua caliente, lo que a su vez reduce la viscosidad del petróleo y lo desplaza hacia los pozos de producción. Además, los hidrocarburos livianos y el vapor se desplazan por delante del frente de combustión, donde se condensan y se convierten en líquidos (Cavanzo, 2016).

Tras la fase de ignición, el objetivo es lograr un barrido del crudo hacia la zona productora mediante la inyección continua del fluido de inyección, generando las zonas descritas en la Figura 2.

**Figura 2**

*Zonas presentes en el yacimiento durante un proceso de combustión in-situ.*



*Nota.* Representación de las zonas que se generan dentro de un proceso de combustión *in-situ* en el yacimiento respecto a su distancia con el pozo inyector, además de la geométrica de distribución del frente. Tomado de: *In-situ combustion handbook--principles and practices* (Sarathi, 1999) y *Predictability of crude oil in-situ combustion by the isoconversional kinetic approach* (Cinar, 2011).

1. Zona quemada: Es la zona por donde el frente de combustión ya pasó. No hay ninguna acumulación de hidrocarburos restantes ni recuperables económicamente (Sarathi, 1999).
2. Zona de combustión: También es llamado frente de combustión, en esta zona el oxígeno es consumido por la quema del coque depositado. Es la zona donde se alcanzan las mayores temperaturas, entre 600 °F y 1500 °F.

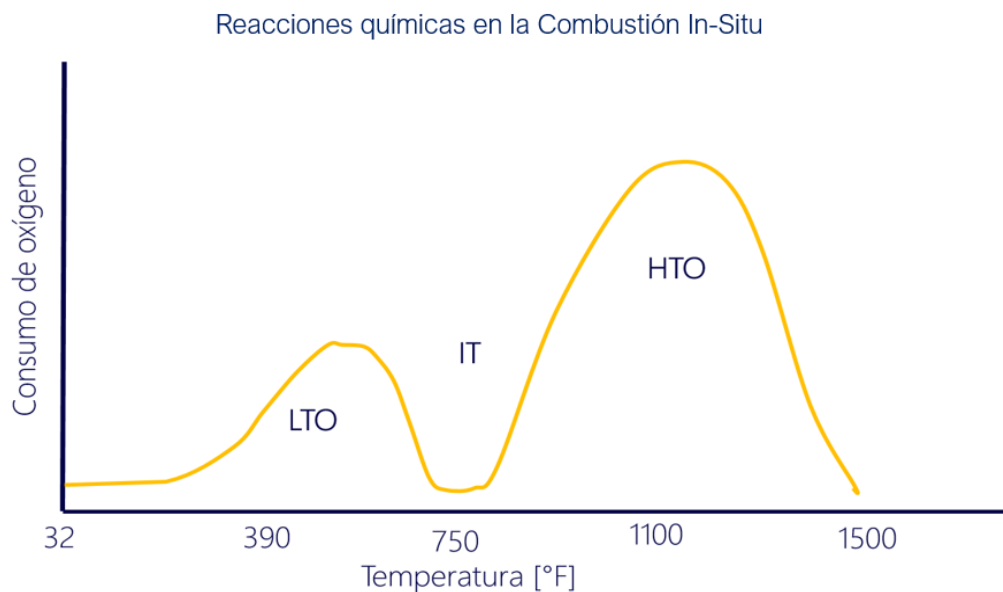
3. Zona de craqueo: Es donde los hidrocarburos ligeros y el agua interfacial son vaporizados y los hidrocarburos pesados son craqueados y destilados.
4. Zona de condensación: Donde el vapor y los gases de hidrocarburos se mueven hacia zonas posteriores al frente de combustión, las cuales son zonas más frías, al moverse a estas zonas por cambio térmico, se condensan y una gran cantidad de calor es liberado hacia otros lugares del banco de aceite y de la formación.
5. Banco de agua: Es donde se ubica el agua desplazada y el agua que se condensa producto de la combustión.
6. Banco de crudo: Contiene principalmente petróleo mejorado que tiene menor viscosidad y mayor gravedad API (Hascakir, 2014).
7. Zona no alterada: Es la zona que sigue virgen, en donde el frente de combustión no ha alterado.

## 2.2 Reacciones químicas

El proceso de combustión *in-situ* depende para su existencia de la generación de reacciones químicas entre el aceite y el aire inyectado en el yacimiento (Castañeda, 2014). Las reacciones químicas asociadas a los procesos de combustión *in-situ* son numerosas y se generan en diferentes rangos de temperaturas y tasas de consumo de oxígeno. Sin embargo, para facilitar el análisis, los investigadores como Cinar (2011) y Sarathi (1999) las agruparon en tres grupos, que son representados por una gráfica temperatura vs. Consumo de oxígeno como se observa en la Figura 3.

**Figura 3**

*Tasa de consumo de oxígeno-temperatura.*



*Nota.* Principales reacciones encontradas en la combustión *in-situ*. Tomado de: *In-situ combustion handbook--principles and practices* (Sarathi, 1999).

1. Reacciones de oxidación a bajas temperaturas (LTO): Las reacciones LTO son reacciones heterogéneas (de gas o líquido) y, generalmente resultan en la producción de compuestos parcialmente oxigenados y poco o nada de óxidos de carbono. Para crudos pesados, el rango de temperaturas de reacciones de adición está alrededor de 300 °F a 570 °F (Ramirez, 2014).
2. Reacciones a temperatura intermedia (IT): ocurre la pirólisis del aceite. En estas reacciones ocurre la deposición del combustible (coque) para el mantenimiento del proceso. Son reacciones endotérmicas y en general se dan en tres etapas: destilación, *visbreaking* y formación de coque. El rango de temperaturas oscila entre 570 °F y 750 °F (Ramirez, 2014).
3. Reacciones de oxidación a altas temperaturas (HTO): Las reacciones HTO son heterogéneas (gas-sólido) y consumen el coque depositado por el craqueo térmico para producir óxidos de

carbono y agua. Estas reacciones son exotérmicas y proporcionan la energía térmica para mantener la combustión. Para crudos pesados, el rango de temperaturas de reacciones de HTO está entre los 750 °F -1500 °F (Castañeda, 2014).

## **2.3 Combustión *in-situ* como método de recobro térmico**

### ***2.3.1 Antecedentes de la combustión in-situ***

El primer caso de CIS registrada data de 1916 (Lewis, 1918), los informes contemplaban la posibilidad de disminuir el efecto de las parafinas en las proximidades de un pozo al sur este de *Ohio, USA* gracias a la generación de un frente de combustión en yacimiento por la inyección de aire caliente.

Para finales de los años 70's se habían llevado a cabo más de 162 proyectos piloto de combustión *in-situ* (Ruiz, 2014). En abril de 1992 la producción incremental diaria de aceite de procesos CIS fue aproximadamente de 4700 BOPD (8 proyectos) en USA, 8000 BOPD (10 proyectos) en la Unión Soviética; 7300 BOPD (3 proyectos) en Canadá y 12000 BOPD (5 proyectos) en Rumania (Ramirez, 2014). Para la década de los 90's y a pesar de demostrar una eficiencia teórica excepcional, múltiples proyectos fracasaron, observar la Tabla 2, esto debido a la selección inadecuada del yacimiento, características desfavorables de yacimiento y del fluido, diseño y practicas operativas deficientes, además de que el factor económico jugo un papel crucial dentro del éxito de los procesos (Sarathi, 1999).

**Tabla 2***Aplicación de la combustión in-situ en USA.*

Década	No. Total de proyectos	Éxito		Fracasos	% Éxito		
		Económico	Técnico		Económico	Técnico	% Fracazos
50	42	6	10	26	14.2	38.1	61.9
60	127	16	35	76	12.6	40.2	59.8
70	33	12	6	15	36.4	54.5	45.5
80	22	5	5	22	22.7	45.5	54.5
90	2	-	1	1	-	-	-
<b>Total</b>	<b>226</b>	<b>39</b>	<b>57</b>	<b>130</b>	<b>21.5</b>	<b>44.6</b>	<b>55.4</b>

*Nota.* La tabla muestra los proyectos de CIS desarrollados en USA entre la década de 1950 hasta finales de los 90's, demostrando así el auge y declive del método expuesto debido al número significativos de fracasos y de proyectos poco rentables. Tomado de: Una nueva mirada a la combustión *in-situ*: tratando de romper un viejo paradigma (Garzón, 2011).

Actualmente, existen ejemplos de casos exitosos de CIS en el mundo, el más significativo es el caso del campo *Suplacu de Barcau* en Rumania, el cual emplea combustión seca de manera continua desde la época de 1970 (Panait-Patica, 2006), en este proyecto, la viscosidad del aceite alcanza los 2,000 cP a una temperatura de 64.4 °F, el yacimiento operaba bajo el mecanismo de gas en solución obteniendo un factor de recobro del 9%. Entre la época de 1963 a 1970 se decide trabajar un piloto CIS, en donde el método de precalentamiento sería estimulación cíclica con vapor, dicho proyecto tuvo una duración de 5 años posicionando el patrón de inyección de modo que barrera la zona norte del yacimiento. El primer frente de combustión inicio en 1979 y se

expandió de forma gradual hacia la zona occidental del yacimiento, su desempeño inicial permitió incrementar el factor de recobro a 55%. A partir de ese momento el campo se convirtió en pionero en los procesos sostenidos del CIS. Hacia el año 2007 se estimó que faltarían aun 20 años más para barrer la totalidad del yacimiento y según reportes de 2021, el campo tiene una producción de 8,500 bbls/d con un factor de recobro del 50% (Branoiu, 2021).

En Colombia aún no se ha implementado más que un plan piloto no exitoso denominado Proyecto *STAR* (Turta, 2007) bajo la operación de Ecopetrol y Pacific Rubiales en el campo Quifa, para este se realizaron diferentes pruebas de laboratorio de tubo de combustión en la Universidad de Calgary, sin embargo, la implementación de la tecnología *STAR* (Recobro Adicional Térmico Sincronizado) no dio resultados y gracias a los estudios técnicos realizados el 22 de abril del 2014, se libera un comunicado de parte de ambas compañías informando el proceso de cierre del proyecto de manera que para la última fecha de permisos de inyección aprobado por la ANH, la tasa de inyección de aire fuese cero. (Ecopetrol, 2014).

### ***2.3.2 Ventajas y limitaciones de la combustión in-situ***

Tal como lo menciona (Hascakir, 2013) la CIS presenta grandes ventajas en comparación con otros procesos de recuperación térmica. Estas incluyen una mayor recuperación del petróleo original en sitio, menores costos de producción y capital, uso mínimo de gas natural y agua dulce, un producto de petróleo crudo parcialmente mejorado, menores requisitos de diluyente para el transporte, alta reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y una alta eficiencia de desplazamiento de petróleo, que puede llegar al 95% para la aplicación de campo (Sarathi, 1999). El 5% del aceite original, no incluido en la eficiencia de desplazamiento, es la cantidad de aceite consumido por la combustión.

A pesar de su alta eficiencia térmica, esta técnica no ha tenido gran auge debido al excesivo número de fallas del proceso, principalmente por la complejidad de predecir y/o controlar los fenómenos que ocurren durante su aplicación.

Una limitación clave presente en un proceso de combustión *in-situ* radica en que la cantidad de aire requerida para el avance del frente de combustión dependerá de la deposición de coque; si este se deposita de forma excesiva, lo cual es frecuente en el caso de los crudos pesados, se necesita una gran cantidad de aire para quemarlo en su totalidad reduciendo la viabilidad económica del proceso (Cavanzo, 2016). Además de que, el aire está constituido en un 79% por nitrógeno  $N_2$ ; este elemento no participa dentro las reacciones de la combustión, convirtiéndose en un gas inerte que forma un canal preferencial debido a la segregación gravitacional, evitando entonces una distribución uniforme del barrido vertical del crudo y el contacto del oxígeno con el espesor de la zona productora que se traduce en la irrupción de las reacciones de combustión generando grandes pérdidas de calor y menor efectividad del proceso. Existen otras limitaciones del método, tal como señala Sarathi (1999), que se centran en los altos costos asociados a la compresión del aire, vinculados al considerable consumo energético. Además, se suman las numerosas y complejas pruebas de laboratorio necesarias para el diseño preciso de un proceso de combustión *in-situ*. Estas pruebas son esenciales para determinar las características de combustión del aceite, evaluar la disponibilidad y cantidad de coque generado, así como para establecer las cantidades de aire que se requiere inyectar.

Ante las dificultades que presenta la aplicación de la combustión *in-situ*, se han presentado alternativas como lo es el caso de la inyección de peróxido de hidrógeno  $H_2O_2$ . El proceso plantea la inyección de este compuesto dentro del yacimiento generando una reacción exotérmica que libera de manera exponencial calor y oxígeno, el cual reacciona con el petróleo residual generando

más calor y dióxido de carbono. Autores como Briggs (1988) exponen en sus estudios que dentro de las ventajas de este método híbrido se destacan la eliminación de la segregación gravitacional y la reparación del daño a la formación. Sin embargo, no existen estudios en el cual se realice un análisis comparativo entre esta nueva alternativa y la técnica convencional en materia de reacciones sostenidas en el tiempo. Es por esta razón que el presente trabajo plantea una investigación comparativa de las dos tecnologías con el objetivo de analizar el desempeño mediante simulación analizando los perfiles de temperatura, la distribución de la presión parcial de oxígeno y la energía liberada por las reacciones.

#### **2.4 Inyección de peróxido de hidrógeno como alternativa a la combustión *in-situ***

La inyección con peróxido de hidrógeno es un método de recobro térmico similar a la inyección de vapor, donde el  $H_2O_2$  funciona como materia prima en este proceso, el cual es una combinación química relativamente estable de hidrógeno  $H_2$  y oxígeno  $O_2$  (Bayless, 1997). Sus propiedades como la generación de vapor de calidad 100% a concentraciones mayores al 25% y la propagación de bancos de vapor y agua caliente a menores concentraciones gracias a su degradación química (Bayless, 1997) indican que su inyección tiene el potencial de combinar los aspectos más favorables de otros métodos de recobro, como son la inyección de vapor, la inyección de dióxido de carbono, combustión *in-situ*, combustión oxígeno-agua. Los productos de su descomposición son esencialmente agua y oxígeno, siendo estos, productos amigables a nivel ambiental y con efectos positivos dentro de la recuperación de crudo (Moss, 1994).

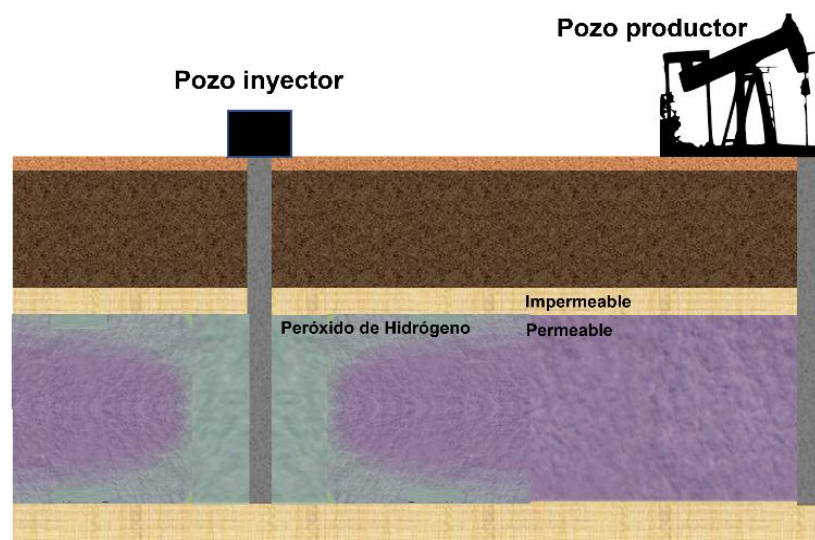
Esta técnica de inyección genera altas tasas de calor total, dado que este se libera en el yacimiento cuando ocurre el proceso de descomposición (ver ecuación 9) y adicionalmente en el momento en que el oxígeno resultante del  $H_2O_2$  reacciona con el crudo residual. Esta última

reacción de combustión genera gases con alto contenido de dióxido de carbono  $\text{CO}_2$ , el cual puede disolverse en el crudo de formación disminuyendo su viscosidad y por consiguiente aumentando el porcentaje de recobro (Bayless, 1989). El calor disponible de la reacción permite que tanto el vapor como el agua caliente se mantenga en condiciones de equilibrio. La continua inyección de  $\text{H}_2\text{O}_2$  acelera el avance del banco de calor, la zona de vapor, la zona de agua caliente, el frente de quema de oxígeno y el banco de  $\text{CO}_2$  a través de la formación, lo que se traduce en el desplazamiento efectivo del crudo hacia el pozo productor, la Figura 4 muestra la geometría del frente de combustión para este tipo de procesos.

Con un 30% de concentración de  $\text{H}_2\text{O}_2$  es posible obtener 1200 BTU/lb de vapor, siendo un tercio de estas por descomposición y el restante por la reacción del oxígeno con el crudo residual (Moss, 1994). Adicional a esto, a concentraciones de más del 50% de peróxido de hidrógeno se pueden generar temperaturas de hasta 2000 °F (Bayless, 1997), lo que resulta en la limpieza de las proximidades del pozo que se traduce en la reparación del daño a la formación.

#### Figura 4

*Comportamiento del proceso de inyección de Peróxido de Hidrógeno.*



*Nota.* La figura muestra la distribución del frente de combustión cuando el fluido de inyección de  $H_2O_2$  logrando de esta manera la optimización del barrido vertical. Tomado de: *Oil Well Stimulation with hydrogen peroxide* (Bayles, 1997).

Se han realizado algunos estudios que evalúan la factibilidad de la inclusión del peróxido de hidrógeno en la industria de los hidrocarburos contemplando las siguientes perspectivas:

- ✓ Estimulación con inyección de peróxido de hidrógeno.

Un barril con 50% de concentración de  $H_2O_2$  puede calentar hasta 48 barriles de crudo a 100 °F por encima de la temperatura del yacimiento, por lo tanto, el tratamiento puede ser efectivo si se “remoja” el yacimiento por un periodo considerable de tiempo que permita moderar la temperatura. Los procesos de calentamiento cerca al pozo son efectivos para yacimientos depletados. Sin embargo, el tiempo de espera o remojo es independiente de la recuperación de crudo (Troost, 1971). La producción por prácticas de inyección de vapor con peróxido de hidrógeno en yacimientos con drenaje gravitacional no decae a gran magnitud con cada ciclo en comparación con otro tipo de métodos. Es por esta razón que tratamientos pequeños presentan mayor efectividad en la utilización del calor que los de mayor tamaño, pues en estos últimos la mayoría del crudo es forzado a superficie y mucho del calor que se inyecta se pierde (Briggs, 1988).

- ✓ Reparación del daño a la formación

La inyección de peróxido de hidrógeno puede solucionar los problemas de daño a la formación, dado que las altas temperaturas derretirían los depósitos de asfaltenos en las proximidades del pozo y la conducción de calor para toda la zona llegara a temperaturas de al menos 1000 °F, lo que ocasiona el encogimiento de las arcillas, eliminación o destrucción de

carbonatos y vaporización de emulsiones. Este método puede ser más efectivo que los métodos de remediación de daño a la formación convencionales como es el caso de ácidos y solventes, pues un porcentaje de estos podría filtrarse dentro de la formación lo que se traduce en pérdidas y menor rendimiento. Por otro lado, en el caso del  $H_2O_2$ , su descomposición genera una capa de espuma anti-filtrado compuesto de burbujas de oxígeno en agua caliente lo que resulta en la conducción de calor al 100% de la zona de interés (Bayless, 1997).

#### ***2.4.1 Generalidades del Peróxido de Hidrógeno***

El peróxido de hidrógeno fue producido por primera vez en 1818 por Louis Jacques Thernard, a través de la reacción del peróxido de bario y ácido nítrico (Abdollahi, 2014). Se considera como un agente oxidante fuerte que se encuentra de manera comercial en solución acuosa a diferentes concentraciones. Sus múltiples usos involucran su variedad química y se basan en oxidaciones, reducciones, sustituciones, adiciones moleculares y descomposiciones. (Eul, 2000). Este compuesto se presenta como un líquido incoloro a baja concentración o ligeramente azul a alta concentración, inoloro y amargo con una viscosidad un poco mayor al agua, aquellas soluciones con más del 65% de concentración de  $H_2O_2$  son solubles en una gran variedad de solventes orgánicos. La Tabla 3 muestra las principales propiedades fisicoquímicas del peróxido de hidrógeno.

**Tabla 3**

*Propiedades fisicoquímicas del peróxido de hidrógeno.*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Masa molar[g/mol]	34.0147
Densidad [g/cm <sup>3</sup> ] @ 20 °C, 30% cc	1.135
Presión de vapor [mmHg]	1.97
Punto de fusión [°C]	150
Constante de disolución acida pK <sub>a</sub>	11.75

Nota: Principales propiedades fisicoquímicas del peróxido de hidrogeno comercial. Tomado de:

*Hydrogen peroxide* (Eul, 2001).

### 3. Desarrollo del modelo base de simulación

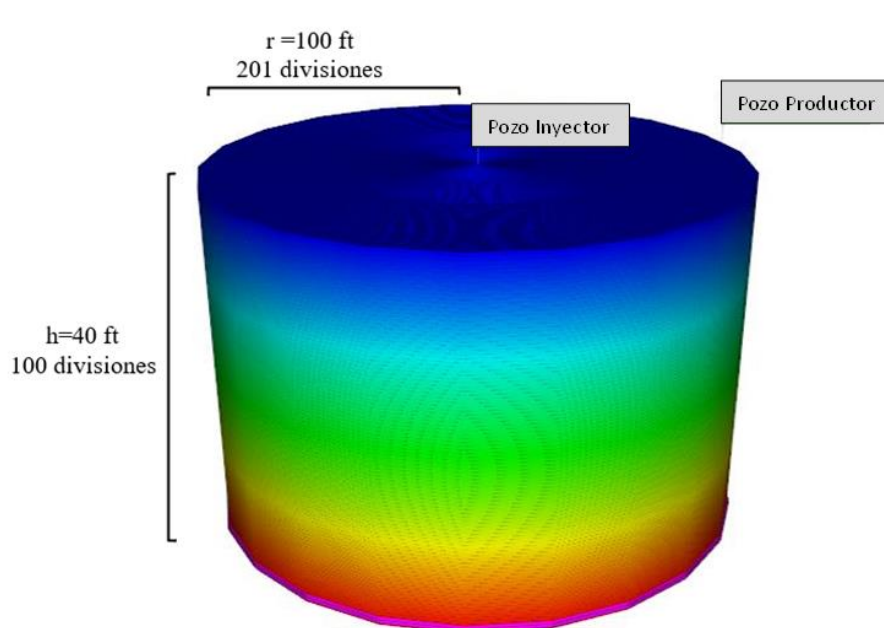
Con el objetivo de poder realizar el análisis comparativo de las dos tecnologías, es necesario poder establecer el modelo base de simulación. En este capítulo se describen las propiedades de un yacimiento candidato para un proceso de combustión *in-situ* con inyección de aire, el cual es modelado para estudiar la eficiencia de barrido vertical del frente de combustión del proceso y propiedades asociadas a las reacciones como la presión parcial de oxígeno y la energía que se libera en el proceso CIS, haciendo uso del simulador *STARS* de la compañía *CMG*. El modelo base de simulación fue modificado del trabajo realizado por Castro (2019) el cual estuvo enfocado en estudiar la ignición espontánea en un proceso de combustión *in-situ*.

#### 3.1 Diseño de la malla de simulación

El modelo de simulación adoptado se configura mediante un *grid* cilíndrico de 100 ft de radio, 40 ft de espesor, ubicado a 8,000 ft de profundidad. Con el propósito de obtener una representación más precisa de los fenómenos térmicos que ocurren en el yacimiento se realiza un refinamiento especial en dirección radial, como se detalla en la Tabla 4. Este refinamiento desempeña un papel esencial al contribuir de manera significativa a la mejora de la convergencia del modelo. Específicamente, en los 20 ft más cercanos al centro del modelo el tamaño de celda es de 0.14 ft, posteriormente el tamaño de celda es de 0.75 ft hasta alcanzar 50 ft y finalmente se establece en 2.5 ft en los 50 ft restantes del radio del modelo. Simultáneamente, se realizó la división del eje vertical en 100 partes iguales, tal como se ilustra en la Figura 5. Finalmente, el modelo usado busca representar patrones de pozos inyectora a productores en una relación 1:1 o un patrón de línea directa.

**Tabla 4***Diseño del grid de simulación*

División radial	División en ángulo	División vertical
201	1	100

**Figura 5***Diseño de la malla de simulación*

*Nota.* Diseño de la malla vista completa, propiedad *grid top*.

### 3.2 Propiedades del yacimiento

Las propiedades del yacimiento conceptual modelado se muestran en la tabla 5. Cabe aclarar, que las conductividades térmicas de la roca varían en función de la temperatura. Por otro lado, para representar la heterogeneidad del yacimiento se usó un método de distribución normal para la porosidad y uno log-normal para la permeabilidad, de esta forma proporcionando rangos

de porosidad entre 15.39 % y 18.08 % (ver Figura 6) y permeabilidad entre 1,454.76 mD y 9,7166.66 mD (ver Figura 7) se logró modelar un sistema heterogéneo, manteniendo los valores promedios mostrados en la tabla 5.

**Tabla 5**

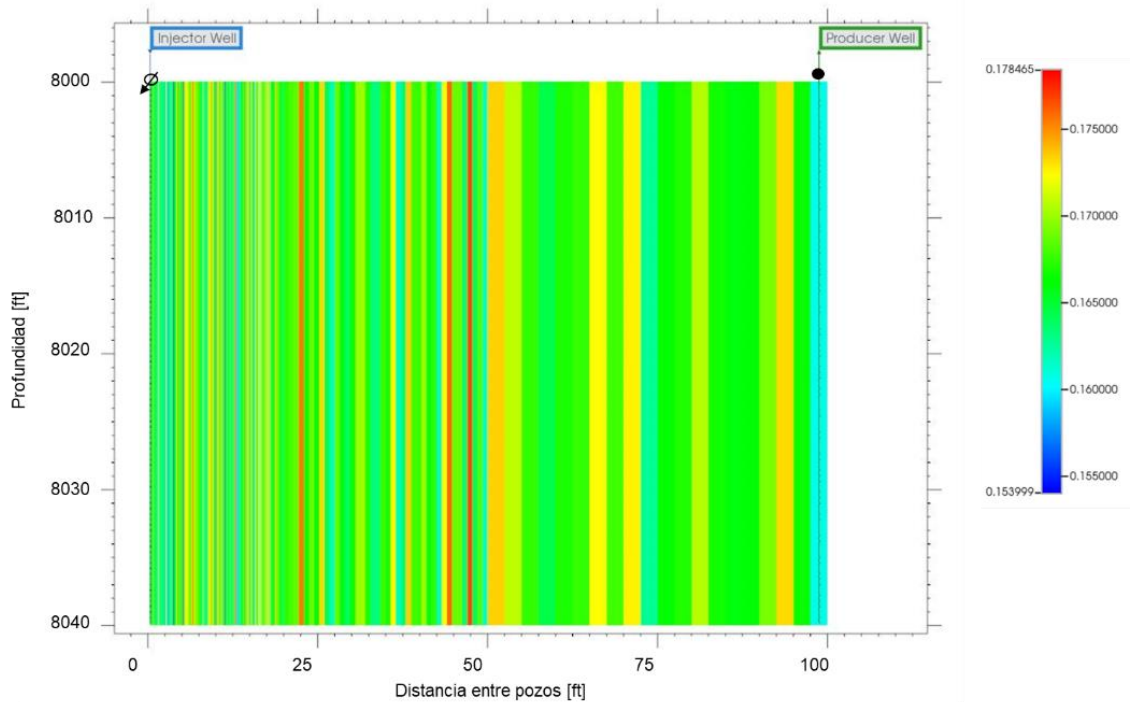
*Propiedades del yacimiento modelado*

<b>Propiedad</b>	<b>Valor</b>
Permeabilidad horizontal promedio [mD]	4,104.39
Relación Kv/Kh	1
Porosidad promedio [%]	16.93
Temperatura inicial [°F]	186.6
Presión inicial [psi]	1000
So inicial [%]	60
Sw inicial [%]	40
Sg inicial [%]	0
Capacidad calorífica de la roca [BTU/(ft <sup>3</sup> *°F)]	34.89
Conductividad térmica de la roca [BTU/(ft*D*°F)]	28.44 @ 194[°F]
Conductividad térmica del aceite [BTU/(ft*D*°F)]	14.32 @ 194[°F]
Conductividad térmica del agua [BTU/(ft*D*°F)]	9.45 @ 194[°F]
Conductividad térmica del gas [BTU/(ft*D*°F)]	0.43 @ 194[°F]

*Nota:* Propiedades del yacimiento modelado. Tomado de: Estudio de la etapa de ignición de un proceso de combustión *in-situ* mediante modelos analíticos y simulación numérica (Castro, 2019).

### Figura 6

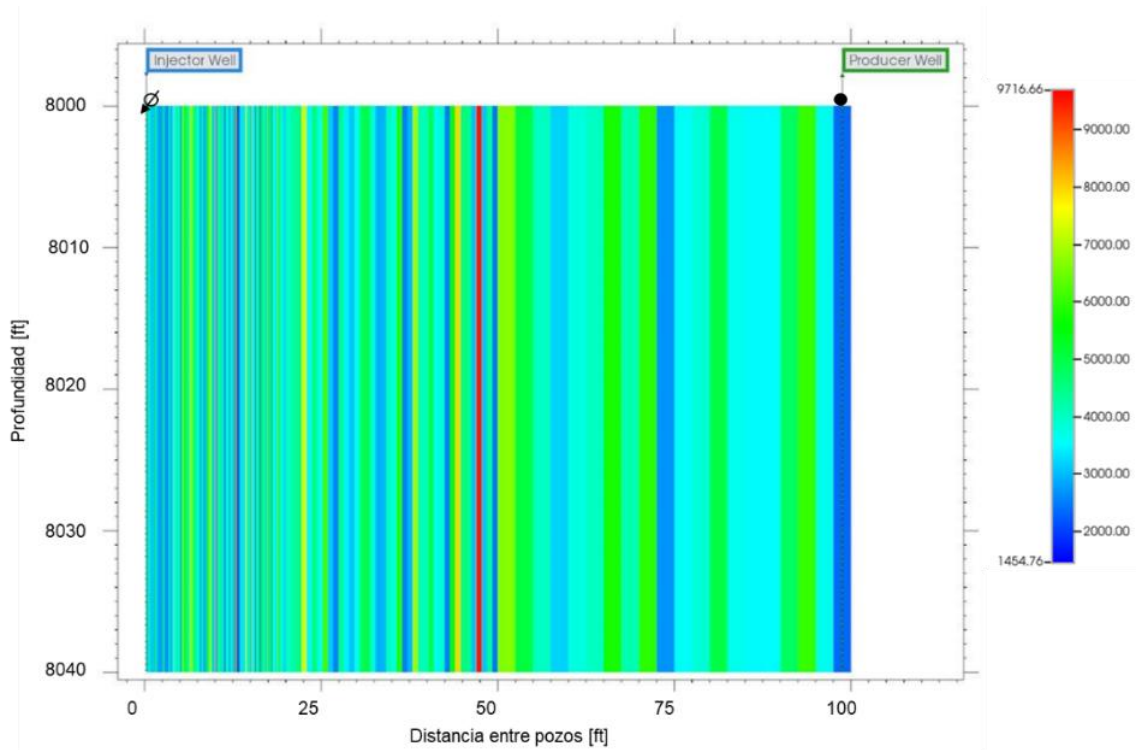
*Distribución de la porosidad en la malla de simulación*



*Nota.* Para representar la heterogeneidad del yacimiento se realizó una distribución normal que asignara valores de porosidad entre 15.39% y 18.08% a la malla. Tomado de: Estudio de la etapa de ignición de un proceso de combustión *in-situ* mediante modelos analíticos y simulación numérica (Castro, 2019)

**Figura 7**

*Distribución de la permeabilidad en la malla de simulación.*



*Nota.* Para representar la heterogeneidad del yacimiento se realizó una distribución log normal que asignara valores de permeabilidad entre 1,454.76 mD y 9,716.66 mD a la malla. Tomado de: Estudio de la etapa de ignición de un proceso de combustión *in-situ* mediante modelos analíticos y simulación numérica (Castro, 2019)

### 3.3 Modelo de fluidos

El modelo de fluidos utilizado fue tomado de Pinzón (2018), este esquema, permite modelar un hidrocarburo de gravedad API de 8.3°, se compone de agua, crudo, nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y coque, las propiedades físicas de cada uno de los

componentes de este modelo son listados en la tabla 6. De igual manera, se presenta el comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la temperatura en la Figura 8.

**Tabla 6**

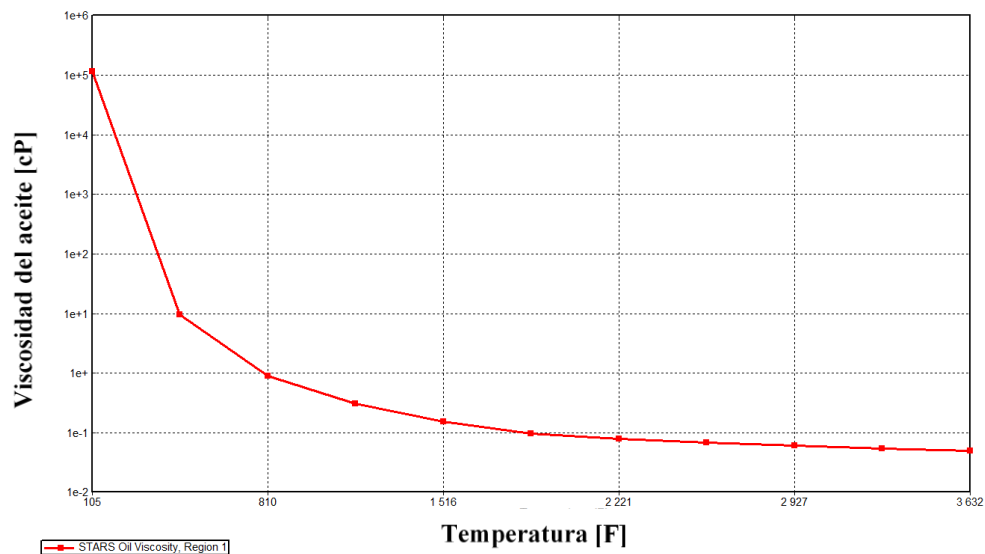
*Componentes del modelo de fluido*

Componente	Fase	Presión	Temperatura	Peso molecular
		Crítica [psi]	crítica [°F]	[lb/lbmol]
Agua	Acuosa	3202.868	704.84	18
Aceite	Oléica	29.083	339.8	473
Nitrógeno	Gaseosa	492.258	-232.51	28.013
Oxígeno	Gaseosa	731.86	-181.39	31.999
Dióxido de Carbono	Gaseosa	1069.8	87.89	44.01
Monóxido de Carbono	Gaseosa	507.052	-220.45	28.01
Coque 1	Sólida	---	---	17.034
Coque 2	Sólida	---	---	15.549

*Nota:* Componentes del modelo de fluidos. Tomado de: Efecto del flux de aire y las propiedades del medio poroso sobre la cantidad de combustible depositado en un proceso de combustión *in-situ* (Pinzón, 2018)

**Figura 8**

*Comportamiento de la viscosidad del crudo respecto a la temperatura.*

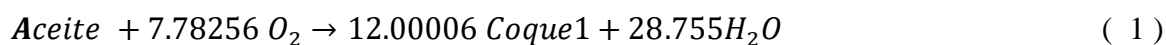


*Nota:* Comportamiento de la viscosidad del crudo respecto a la temperatura. Tomado de: Efecto del flux de aire y las propiedades del medio poroso sobre la cantidad de combustible depositado en un proceso de combustión *in-si tu* (Pinzón, 2018)

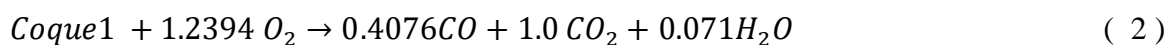
### 3.4 Modelo Cinético

Con el fin de modelar correctamente los fenómenos químicos que suceden durante un proceso de combustión *in-situ*, se usó el esquema de reacciones propuesto por Cinar (2011) adicionando la estequiometría determinada por Padilla (2018).

- ✓ Reacción de adición de oxígeno



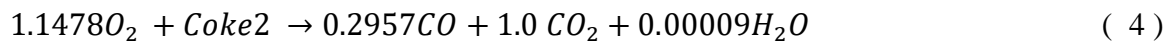
- ✓ Reacción de combustión a bajas temperaturas (LTO)



- ✓ Reacción de craqueo



- ✓ Reacción de combustión a altas temperaturas (HTO)



Los parámetros cinéticos usados, son tomados igualmente de (Trujillo et al., 2018), La Tabla 7 muestra la estimación de los parámetros para el aceite de 8.3° API usado en el modelo, mediante pruebas RTO realizadas a 1,000 psi.

**Tabla 7**

*Parámetros cinéticos incluidos para modelar el comportamiento reactivo del aceite*

Reacción	Factor de frecuencia	Entalpía	Energía de activación
		[BTU/Lbmol]	[Btu/Lbmol]
Adición de oxígeno	4.27E+7 [1/D]	1.76E+6	3.51E+4
Reacción LTO	5.96E+7 [1/D]	2.28E+5	3.61E+4
Craqueo	3.17E+10[1/(psi*D)]	0	3.61E+4
Reacción HTO	9.93E+12 [1/D]	2.07E+5	4.87E+4

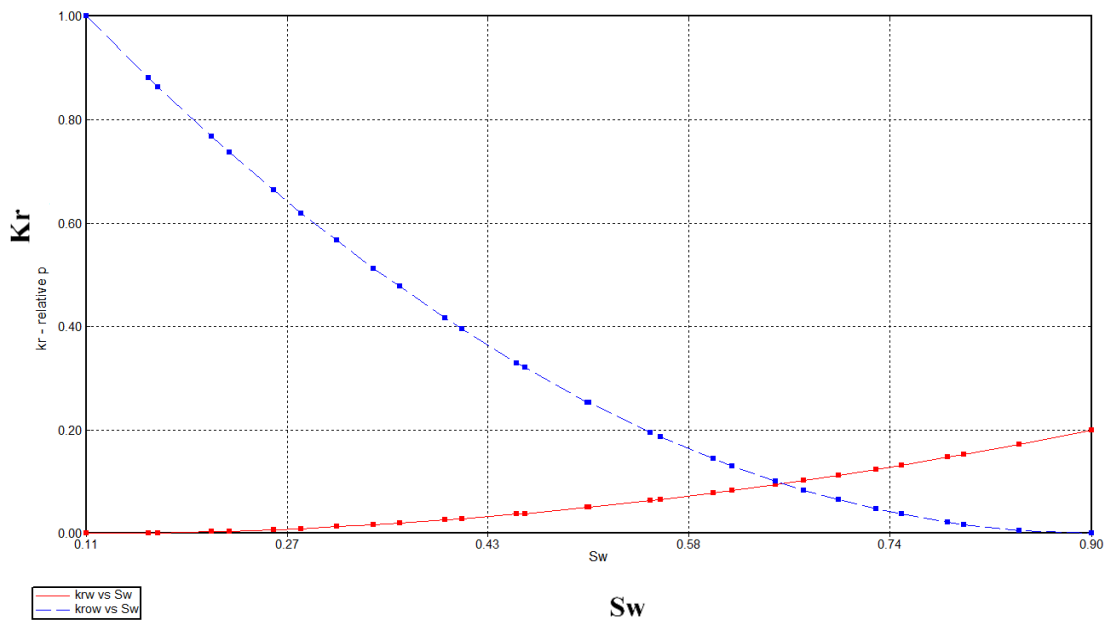
*Nota:* Parámetros cinéticos incluidos para modelar el comportamiento reactivo del aceite. Tomado de: *Kinetic model for an in-situ combustion process in a colombian heavy oil reservoir* (Trujillo et al., 2018)

### 3.5 Interacción roca fluido

El modelo de la interacción roca-fluido fue tomado de los datos usados por Pinzón (2018), posteriormente se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa mostradas en la Figura 9 y la Figura 10, donde se observa que el yacimiento es mojado por agua con una saturación de aceite residual de 10%, una saturación de agua irreducible de 11% y una saturación de gas connata de 0%.

#### Figura 9

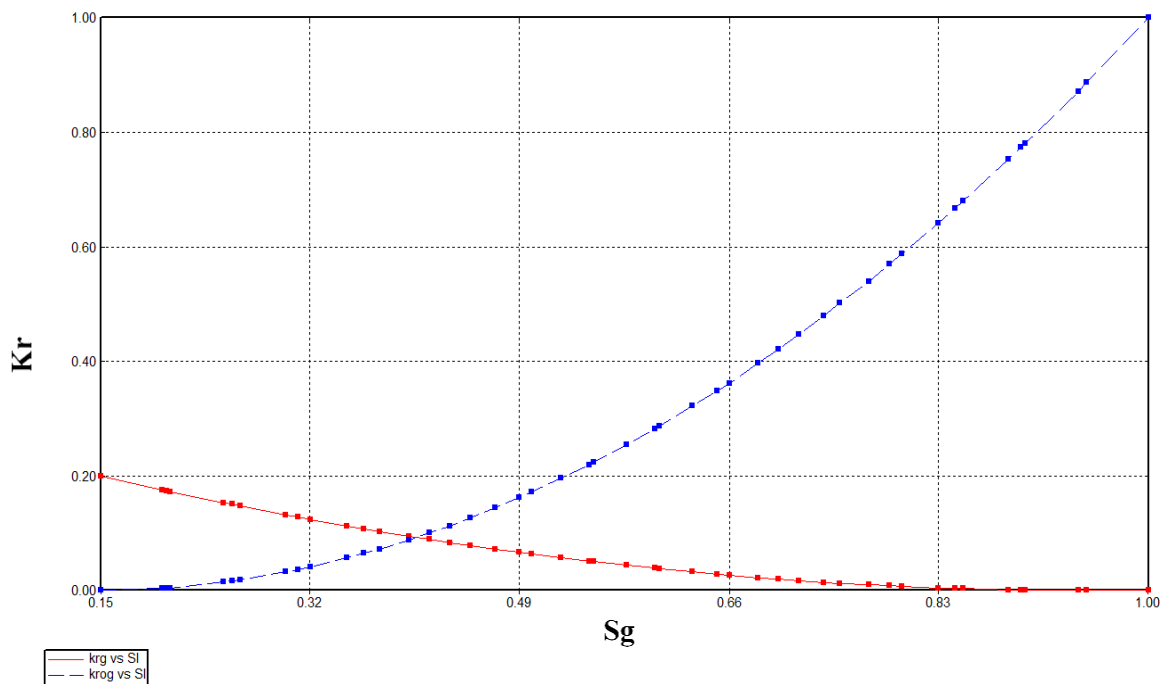
*Curvas de permeabilidad relativa del agua*



*Nota:* Curva de permeabilidad relativa del agua. Tomado de: Efecto del flux de aire y las propiedades del medio poroso sobre la cantidad de combustible depositado en un proceso de combustión *in-si tu* (Pinzón, 2018).

**Figura 10**

Curvas de permeabilidad relativa al gas



*Nota:* Curva de permeabilidad relativa del gas. Tomado de: Efecto del flux de aire y las propiedades del medio poroso sobre la cantidad de combustible depositado en un proceso de combustión *in-situ* (Pinzón, 2018).

### 3.6 Parámetros de operación de los pozos y tiempos de evaluación

Los parámetros de operación de los pozos fueron tomados del modelo usado por (Castro, 2019), modelo que logró representar correctamente un proceso de combustión *in-situ*. Tal modelo, se compone por un pozo inyector en el centro, el cual inyecta 600,000 ft<sup>3</sup>/d de aire, compuesto por 79% de nitrógeno y 21% de oxígeno, a una presión de 1,200 psi y una temperatura de 186.8 °F. Igualmente se ubica un pozo productor en la última división del radio del modelo, el cual opera a una presión de fondo de 999 psi. El modelo es evaluado cada hora por un total de 30 días, ya que

es tiempo suficiente para evaluar la eficiencia de barrido vertical del proceso, además de que frente de combustión ya ha avanzado a aproximadamente la mitad del radio del modelo.

### 3.7 Análisis matemático del flux

Dado que el modelo de simulación utilizado se enfocó solo en estudiar la ignición instantánea, no fue necesario modificar la tasa de aire inyectada, caso contrario al estudio presente, en donde para evaluar la eficiencia de barrido vertical se hace necesario modificar la tasa de aire inyectada en función del área contactada manteniendo constante el flux inyectado.

El flux se define matemáticamente como:

$$Flux = \int \int_s F \cdot dS = \int \int_s F \cdot NdS \quad ( 5 )$$

Indicando que es una propiedad de fluidos de transporte definido como la tasa de flujo de una propiedad por unidad de área.

El flux inyectado se calcula a partir la tasa de inyección de 600,000 ft<sup>3</sup>/D y un radio de 5 ft que corresponde a la distancia en la cual se da la ignición del proceso, determinando que el flux óptimo es de 7639.4 ft<sup>3</sup>/d/ ft<sup>2</sup>. Con este flux se calcularon las tasas de inyección a diferentes tiempos teniendo en cuenta una velocidad del frente de combustión promedio de 1ft/d. El procedimiento para el cálculo de la tasa de inyección requerida para distintos radios del modelo se muestra a continuación:

$$\text{Área transversal} = \pi * r^2 \quad ( 6 )$$

$$\text{Área transversal} = \pi * 5^2 = 78.5 \text{ [ft}^2\text{]}$$

Posteriormente se calcula el flux de aire, usando la siguiente expresión:

$$Flux = \frac{\text{Tasa de inyección}}{\text{Área transversal}} \quad ( 7 )$$

$$Flux = \frac{600,000}{78.5} = 7,639.4 \text{ [ft}^3\text{/D/ ft}^2\text{]}$$

Finalmente se calculan las diferentes tasas de inyección requerida para el modelo, realizando un despeje de la anterior expresión, dejando el área transversal contactada como variable independiente. La Tabla 8 muestra un consolidado de los datos obtenidos para el cálculo del flux utilizado dentro del modelo.

$$Tasa \ de \ inyección = Flux * Área \ transversal \quad ( 8 )$$

**Tabla 8**

*Cálculo de flux de aire usado en el proceso de combustión in-situ*

<b>Parámetros</b>	<b>Prueba tubo de combustión</b>
Tasa de inyección [ft <sup>3</sup> /D]	600,000
Radio [ft]	5
Área transversal[ft <sup>2</sup> ]	78.5
Flux [ft <sup>3</sup> /D/ ft <sup>2</sup> ]	7,639.4

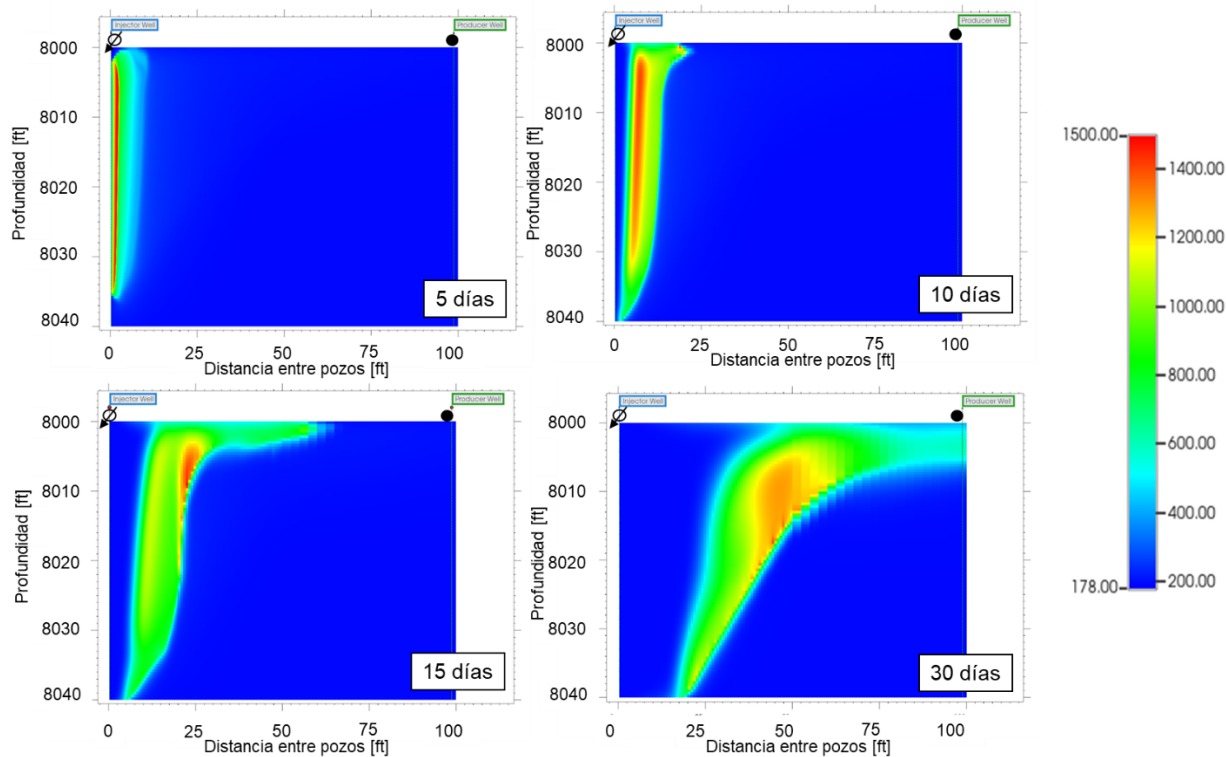
### 3.8 Resultados de simulación

Al evaluar el desempeño del modelo de simulación que tiene en cuenta el aire seco como fluido de inyección, se observan 2 parámetros fundamentales como lo son la distribución de la temperatura y de la fracción molar de oxígeno para confirmar el éxito de la simulación numérica de yacimientos.

- ✓ La distribución de la temperatura en el espacio comprendido entre el pozo inyector y el pozo productor es un indicativo del tipo de barrido que se está dando en el yacimiento, además de que los picos permiten conocer el comportamiento del proceso de ignición. Con una vista día a día de esta propiedad, se observa el área afectada, comprobando así si se ha logrado contactar con el crudo ubicado en las proximidades del pozo productor. Ver Figura 11.
- ✓ La distribución de la fracción molar de oxígeno permite constatar que las reacciones químicas tengan lugar y por consiguiente que la combustión esté ocurriendo de manera exitosa, junto a esta propiedad también podrían estudiar propiedades como la producción acumulada y el factor de recobro del yacimiento, que permitan validar que el objetivo del método está siendo favorable. Ver Figura 12.

**Figura 11**

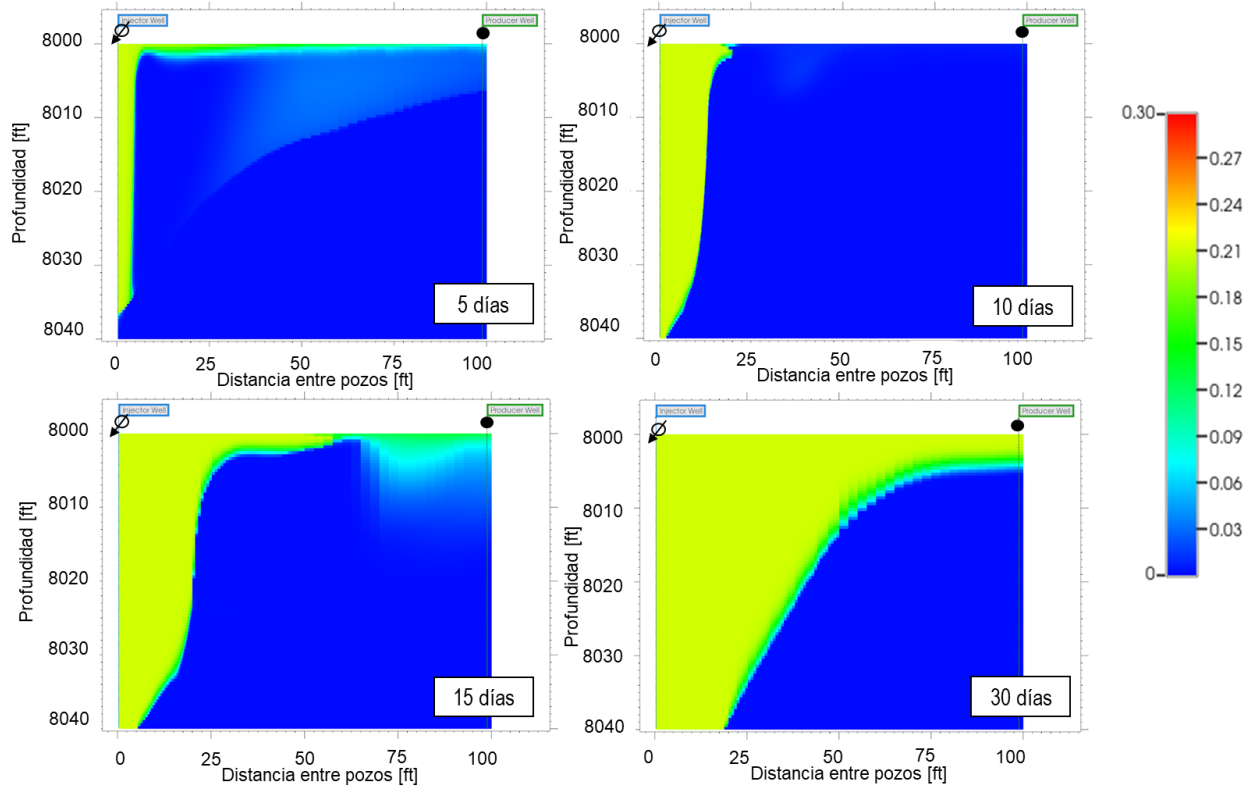
*Distribución de temperatura a diferentes tiempos de simulación*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). Se puede observar que al 5 día de simulación se da el proceso de ignición, representado por el aumento exponencial de la temperatura. En los días siguientes el frente de combustión empieza a moverse, pero por la presencia del nitrógeno en el aire inyectado se observa una canalización del frente, disminuyendo así, la eficiencia de barrido vertical en el proceso. Tanto así, que en el día 30 se observa que hacia la parte inferior del grid el frente solo ha avanzado 10 ft y en la parte superior se ha barrido casi que por completo.

**Figura 12**

*Distribución de fracción molar de oxígeno a diferentes tiempos de simulación*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). En el gráfico se puede observar que desde el día 5 ya se presenta una zona de canalización debido a la presencia del nitrógeno. A medida, que el frente de combustión avanza la zona de canalización se hace más marcada, ocasionando una baja eficiencia de barrido vertical. Además de que se observa que las reacciones químicas planteadas están llevándose a cabo por la distribución del oxígeno.

#### 4. Desarrollo del modelo de simulación con peróxido de hidrógeno

En este capítulo se describen las modificaciones al modelo de yacimiento conceptual de un proceso de combustión *in-situ* desarrollado en el capítulo anterior teniendo como fluido de inyección el peróxido de hidrógeno, el cual es modelado para el análisis comparativo entre las propiedades de eficiencia de barrido vertical del frente de combustión del proceso, los perfiles de temperatura, la distribución parcial de oxígeno y la energía liberada por las reacciones en el proceso de combustión *in-situ* haciendo uso del simulador *STARS* de la compañía *CMG*.

El diseño de la malla, las propiedades del yacimiento y la interacción roca fluido se mantienen constantes para los dos modelos, de modo que el análisis comparativo tenga como base el mismo yacimiento.

##### 4.1 Modelo de fluido

El modelo de fluidos base para combustión *in-situ* utilizado fue tomado de (Pinzón, 2018). Este esquema, permite modelar un hidrocarburo de gravedad API de 8.3[°], adicionalmente, para modelar la reacción ocurrida con el peróxido de hidrogeno se introduce una quinta ecuación, tomada de (Bayless, 1989). Los componentes del modelo de fluidos se muestran en la tabla 9.

**Tabla 9**

*Componentes del modelo de fluido*

Componente	Fase	Presión Crítica [psi]	Temperatura crítica [°F]	Peso molecular [lb/lbmol]
Agua	Acuosa	3202.868	704.84	18

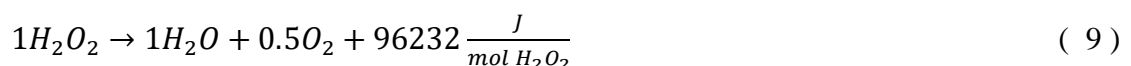
Aceite	Oleica	29.083	339.8	473
Nitrógeno	Gaseosa	492.258	-232.51	28.013
Oxígeno	Gaseosa	731.86	-181.39	31.999
Dióxido de Carbono	Gaseosa	1069.8	87.89	44.01
Monóxido de Carbono	Gaseosa	507.052	-220.45	28.01
Coque 1	Sólida	---	---	17.034
Coque 2	Sólida	---	---	15.549
Peróxido de hidrógeno	Acuosa	3044.342	854.6	34.0147

*Nota:* Componentes del modelo de fluidos. Tomado de: Efecto del flux de aire y las propiedades del medio poroso sobre la cantidad de combustible depositado en un proceso de combustión *in-situ* (Pinzón,2018) y *Recovery of viscous oil from geological reservoirs using Hydrogen Peroxide* (Bayless, 1989).

#### 4.2 Modelo cinético

El modelo cinético de 4 reacciones propuesto en el capítulo anterior se mantiene constante y se agrega la reacción del peróxido de hidrogeno. Además, ésta es una reacción autosostenida ya que su ocurrencia aumenta la temperatura, y esto incrementa la velocidad de reacción (Mok, 2005).

- ✓ Reacción de descomposición de peróxido de hidrogeno.



Los parámetros cinéticos usados para esta nueva reacción son tomados de LaVerne (2005) y se presentan en la Tabla 10.

**Tabla 10**

*Parámetros cinéticos incluidos para modelar el comportamiento de descomposición de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>*

Reacción	Factor de frecuencia	Entalpía	Energía de activación
		[BTU/Lbmol]	[Btu/Lbmol]
Descomposición de H <sub>2</sub> O <sub>2</sub>	5.96E+5 [1/D]	4.08E+4	1.76E+2

*Nota:* Parámetros cinéticos del peróxido de hidrógeno. Tomado de: *Decomposition of hydrogen peroxide at water-ceramic oxide interfaces* (Hiroki & LaVerne, 2005).

#### 4.3 Parámetros de operación de los pozos y tiempos de evaluación

Los parámetros de operación de los pozos fueron tomados del modelo usado por (Castro, 2019), modelo que logró representar correctamente un proceso de combustión *in-situ* con peróxido de hidrogeno como fluido de inyección. Tal modelo, se compone por un pozo inyector en el centro, el cual inicia inyecta 171.9 bbls/d de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>, compuesto por 78 % de agua y 22 % de peróxido de hidrógeno, a una presión de 1,200 psi y una temperatura de 186.8 °F. Igualmente se ubica un pozo productor en la última división del radio del modelo, el cual opera a una presión de fondo de 950 psi. El modelo es evaluado cada hora por un total de 30 días, ya que es tiempo suficiente para evaluar la eficiencia de barrido vertical del proceso, además de que frente de combustión ya ha avanzado a aproximadamente la mitad del radio del modelo.

#### 4.4 Análisis matemático del flux

Para determinar la tasa de inyección de la solución acuosa de peróxido de hidrógeno, fue esencial garantizar que dicha tasa suministrara la misma cantidad de moles de oxígeno obtenida

mediante la inyección de aire. Para lograr esto, Castro (2019) realizó una modelación en Matlab, estimando la cantidad de oxígeno generada a partir de una cantidad específica de peróxido. Este cálculo se basó en la relación proporcionada por Moss (1994), quien originalmente determinó que un barril de peróxido de hidrógeno libera aproximadamente 800 SCF de oxígeno. Tras observar una subestimación en la cantidad de oxígeno liberado, Castro (2019) corrigió la relación inicialmente utilizada, concluyendo que un barril de peróxido de hidrógeno libera aproximadamente 733 SCF de oxígeno. El procedimiento para determinar la cantidad de peróxido a inyectar se muestra a continuación.

Conociendo que el porcentaje de oxígeno presente en el aire es el 21%, se calcula la cantidad de oxígeno inyectado en el modelo base.

$$600,000 \text{ SCF aire} * 0.21\% O_2 = 126,000 \text{ SCF } O_2 \quad ( 10 )$$

Posteriormente, con la relación anteriormente descrita se calcula la cantidad de peróxido de hidrógeno necesario a inyectar, como se muestra en la ecuación 11. En la Tabla 12, se puede observar la comparación de la tasa de oxígeno inicial inyectado usando los diferentes fluidos de inyección.

$$126,000 \text{ SCF } O_2 * \frac{1 \text{ bbl } H_2O_2}{733 \text{ SCF } O_2} = 171.9 \text{ bbl } H_2O_2 \quad ( 11 )$$

Finalmente, siguiendo la metodología de cálculo de flux para el modelo base, se calculó el flux para el modelo con H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>. Obteniendo los resultados que se observan en la Tabla 11.

**Tabla 11**

*Cálculo de flux de  $H_2O_2$  usado en el proceso de combustión in-situ*

<b>Parámetros</b>	<b>Prueba tubo de combustión</b>
Tasa de inyección [ $ft^3/D$ ]	965
Radio [ft]	5
Área transversal [ $ft^2$ ]	78.5
Flux [ $ft^3/D/ft^2$ ]	12.3

**Tabla 12**

*Comparación tasa de oxígeno inicial inyectada usando aire y  $H_2O_2$*

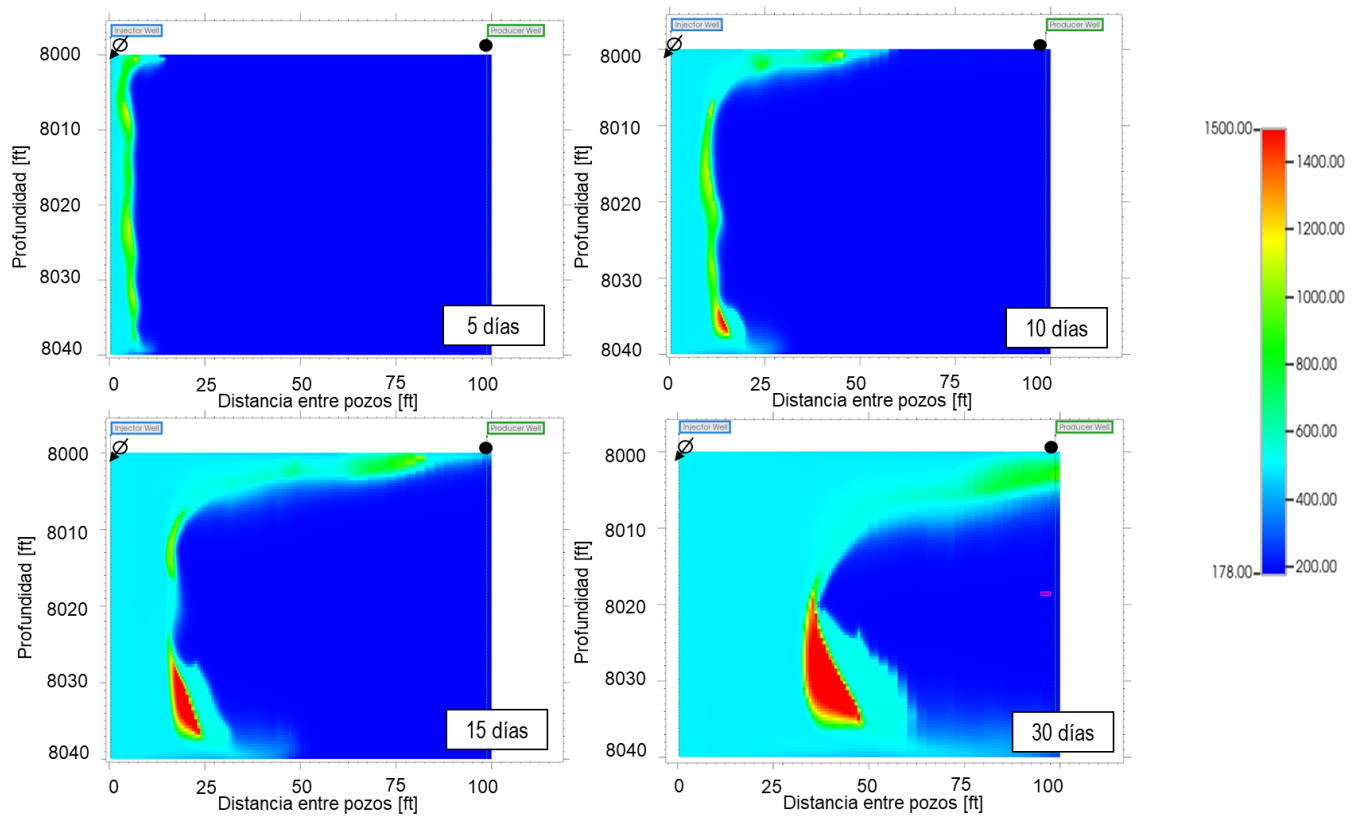
<b>Fluido</b>	<b>Tasa inicial</b>	<b>Relación <math>O_2</math></b>	<b>Cantidad de <math>O_2</math></b>
Aire	600,000 [SCF/D]	$\frac{0.21 SCF O_2}{1 SCF aire}$	126,000 [SCF $O_2$ /D]
$H_2O_2$	171.9 [Bbl/D]	$\frac{733 SCF O_2}{1 bbl H_2O_2}$	126,000 [SCF $O_2$ /D]

#### 4.5 Resultados de simulación

Al evaluar el desempeño del modelo de simulación que tiene en cuenta el peróxido de hidrogeno como fluido de inyección, se observan los 2 parámetros fundamentales del caso base como lo son la distribución de la temperatura y de la fracción molar de oxígeno, pues estas comprueban el éxito de la simulación. Ver Figura 13 y Figura 14 para observar el comportamiento del frente de temperatura y de fracción molar de oxígeno.

**Figura 13**

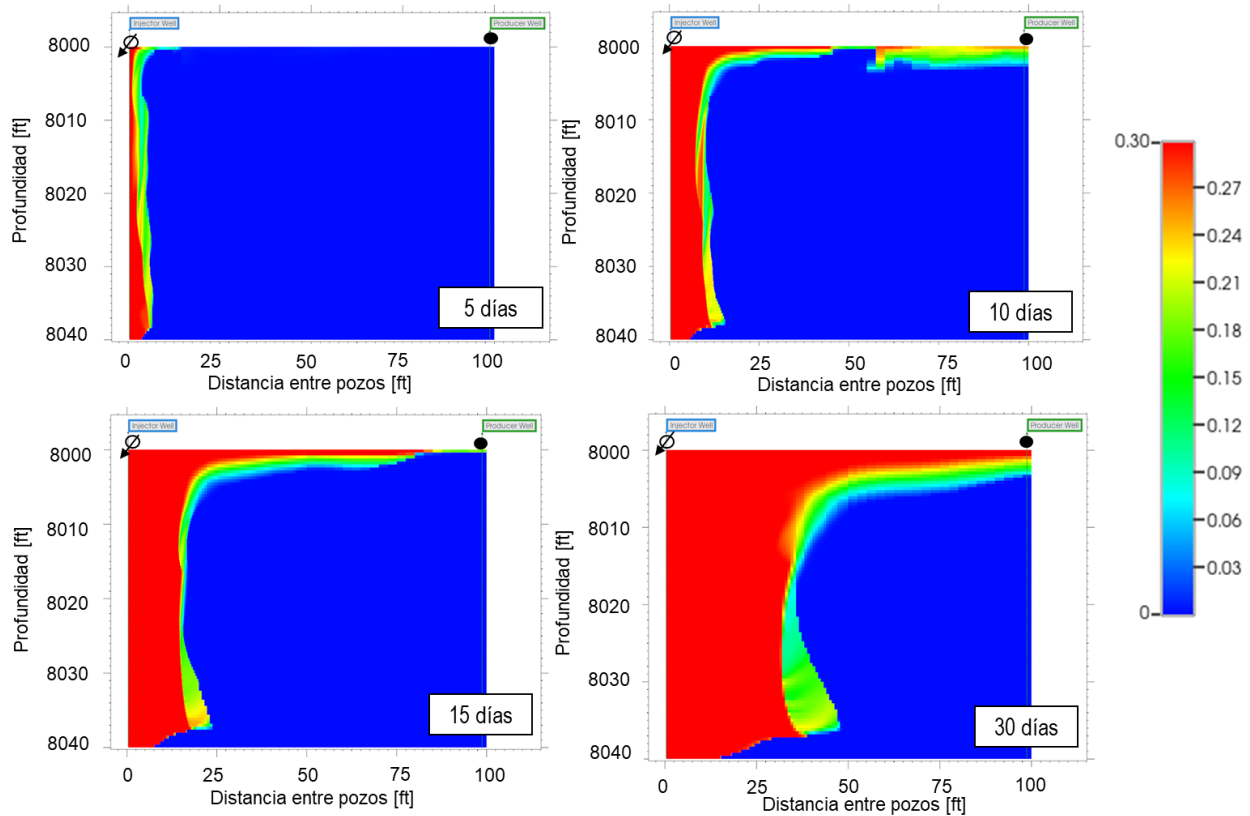
*Distribución de temperatura a diferentes tiempos de simulación*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). Se puede observar que antes del día 5 de simulación se da el proceso de ignición, representado por el aumento exponencial de la temperatura. En los días siguientes el frente de combustión empieza a moverse uniformemente dentro del yacimiento, representando el comportamiento que había sido estimado por Bayless en 1989. Para el final de la simulación, es decir, el día 30 se observa que más del 70% del yacimiento ha sido afectado por la combustión.

**Figura 14**

*Distribución de fracción molar de oxígeno a diferentes tiempos de simulación*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). En el anterior gráfico se puede observar una mayor liberación de  $O_2$ , dado a la descomposición del  $H_2O_2$  ratificando que en su totalidad las reacciones están ocurriendo dentro del yacimiento, se puede observar de igual manera un comportamiento con mayor uniformidad en la distribución de barrido de esta propiedad, permitiendo un contacto mayor del yacimiento.

## 5. Análisis comparativo de modelos

En los dos capítulos anteriores se describieron las características de los modelos de simulación usando como fluido inyector aire y peróxido de hidrógeno, por lo tanto, en este capítulo, se realiza una evaluación del desempeño de las técnicas mediante el análisis de las siguientes propiedades:

- ✓ Perfiles de temperatura.
- ✓ Distribución parcial de oxígeno.
- ✓ Energía liberada por las reacciones.
- ✓ Saturación de aceite.
- ✓ Producción de crudo

### 5.1 Análisis perfiles de temperatura

El análisis del perfil de temperatura en un proceso de combustión *in-situ* proporciona información valiosa sobre diversos aspectos del proceso, entre ellos se encuentran:

- ✓ Tiempo de Ignición: Es el instante en el que se inicia la reacción de combustión a bajas temperaturas (LTO). Este tiempo se puede calcular analizando el aumento inicial de la temperatura en las zonas cercanas al pozo inyector.
- ✓ Frente de Combustión: El frente de combustión es la zona en la cual ocurren las reacciones de combustión a altas temperaturas (HTO). En esta zona se alcanzan temperaturas por encima de los 600 F y su análisis permite calcular la velocidad del frente y su dirección a lo largo del tiempo.
- ✓ Eficiencia de barrido: Describe el grado de efectividad del proceso de combustión *in-situ* según la movilización o desplazamiento del petróleo en el yacimiento. Si el frente

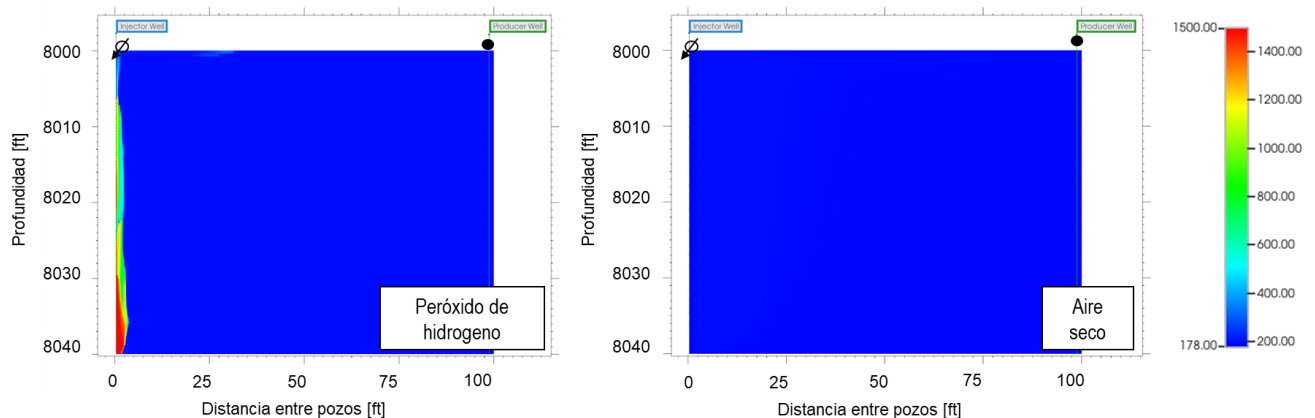
de combustión no se distribuye uniformemente en el yacimiento, se pueden dejar áreas sin barrer o con baja eficiencia de barrido, lo cual, indica una menor producción de aceite.

Se adjuntan las vistas radiales de la temperatura a 5, 10, 15 y 30 días de simulación usando como fluido inyector aire y peróxido de hidrógeno, presentadas desde la figura 15 hasta la figura 19, que permiten realizar una comparación entre las dos técnicas utilizadas.

El modelo de simulación muestra que la ignición para el caso del modelo con  $H_2O_2$  empieza a partir del día 2 de la simulación, sin embargo y como fue expuesto en la sesión 2.8 para el caso de CIS convencional este proceso inicia a los 5 días, mostrando que se alcanzó la ignición un 60% más rápido para el caso del peróxido de hidrógeno, la Figura 15 muestra la comparación de los modelos en el día 2.

### Figura 15

*Comparación tiempo de ignición para los diferentes fluidos de inyección*



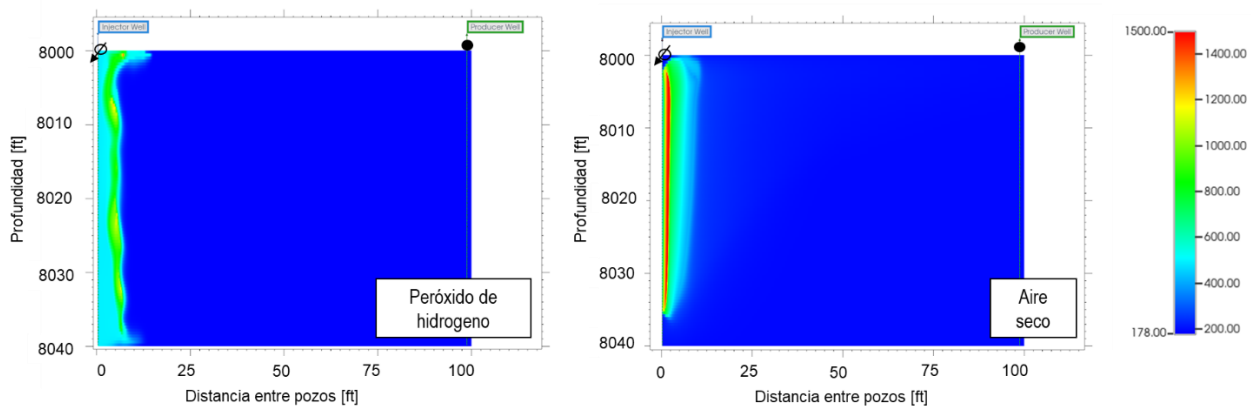
*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). Para el caso del aire seco la distribución muestra que la temperatura en todo el yacimiento se mantiene constante e igual a la temperatura inicial del modelo de 186.6 °F, por otro lado, en el día dos de

simulación el peróxido de hidrogeno presenta el comienzo del proceso de ignición, gracias al desarrollo de todas las reacciones, observando bancos de calor que van hasta 1100 °F, esto se debe a la degradación inmediata de este compuesto.

Cuando se comparan ambos procesos en el día 5, que es cuando comienza la ignición en el modelo de aire seco, se observa la distribución de la Figura 16.

**Figura 16**

*Distribución de la temperatura en el día cinco*

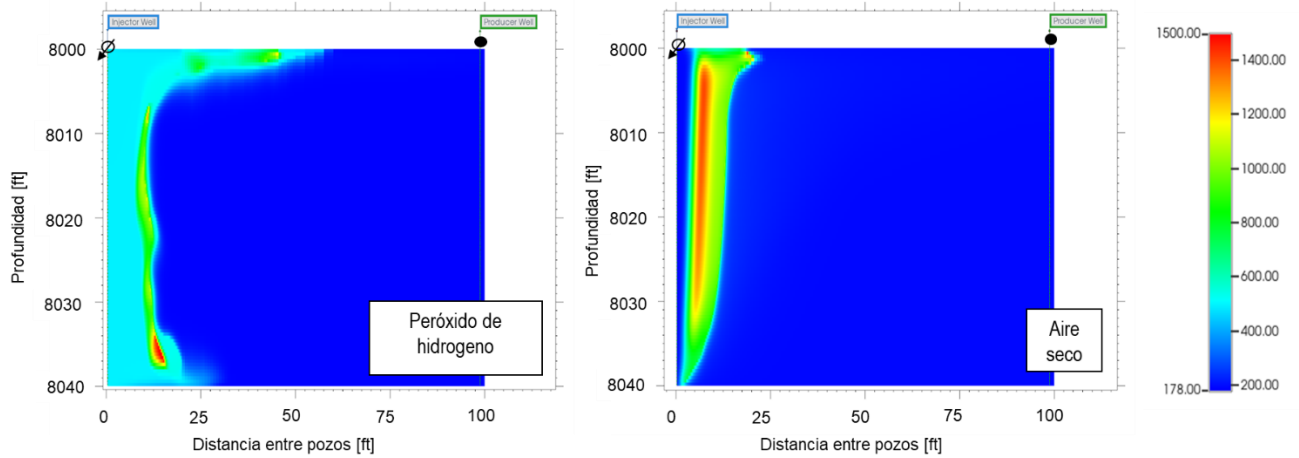


*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). Para este día se observa que en el caso del aire seco el frente de combustión no empieza con una distribución uniforme y se alcanzan temperaturas de hasta 1468 °F. En el modelo de  $H_2O_2$  el frente comienza a desplazarse dentro del yacimiento y si bien su temperatura máxima sigue siendo 1100 °F, las zonas quemadas o por aquellas por las que ya ha pasado el frente siguen conservando temperaturas superiores a los 450 °F, lo que favorece la remoción de aceite remanente

Del mismo modo se comparan la distribución de la temperatura los días 10 y 15 de ambos procesos de combustión y se obtienen los resultados consignados en la Figura 17 y Figura 18.

**Figura 17**

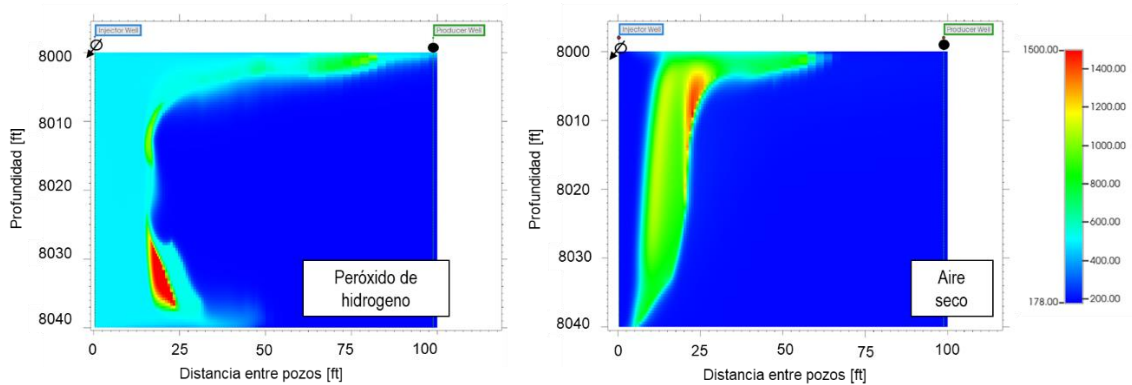
*Distribución de la temperatura en el día diez*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha).

**Figura 18**

*Distribución de la temperatura en el día quince*



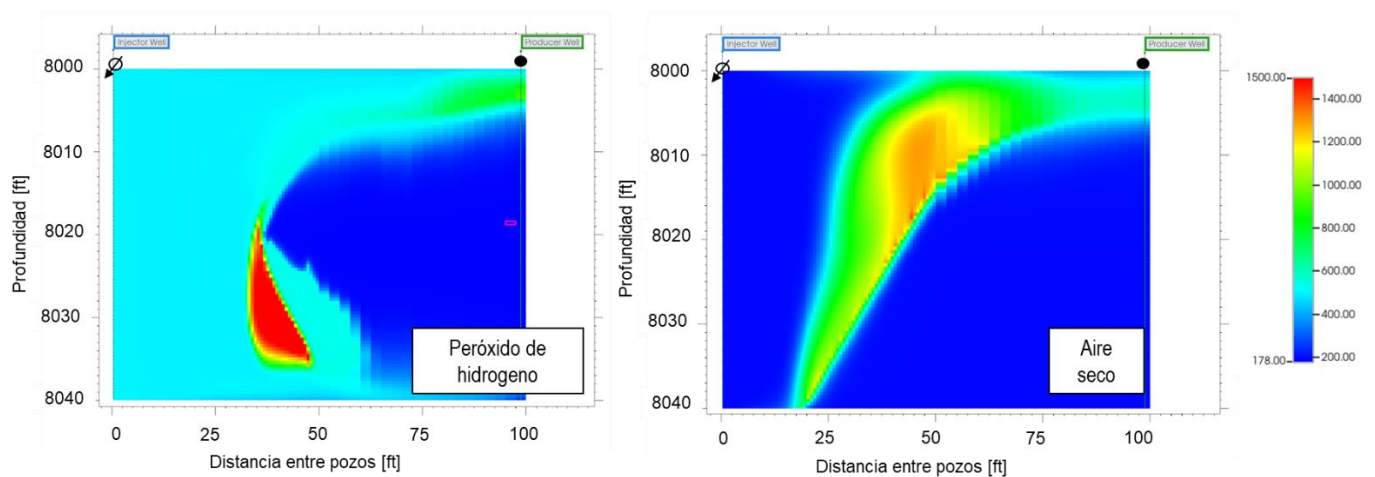
*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). A lo largo de los días de simulación es evidente la diferencia que tiene el cambio de fluido de inyección para el proceso de combustión *in-situ*. El pico de temperatura para el caso del aire seco sigue alrededor

de 1450 °F y en general una mayor temperatura, 1100 °F, en las zonas inmediatamente anteriores al avance del frente, sin embargo, las zonas que ya han sido barridas regresan rápidamente a la temperatura inicial del yacimiento y la geometría de avance vertical del frente muestra la canalización debido al nitrógeno hablada en capítulos anteriores. A comparación del peróxido de hidrógeno que llega a temperaturas de 1500 °F para su frente, además se puede observar que la temperatura de todo el yacimiento contactado aun es significativamente alta. También se puede ver que la degradación del peróxido de hidrógeno con el aceite juega como agente de remojo a las zonas donde la ignición aún no ha llegado, finalmente si se analiza la geometría de barrido se ve que la zona contactada es uniforme y mayor puesto a que esta barre tanto el tope como la base de la zona productora.

Para propósitos de tiempo de simulación, la simulación fue llevada hasta el día 30 y los resultados para cambios modelos se observan en la Figura 19.

### Figura 19

*Distribución de la temperatura en el día treinta*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). En el último día de simulación se observa que ambos modelos han llegado a contacto con las proximidades del pozo productor, para el caso del aire seco la temperatura máxima del frente comienza a disiparse a 1290 °F y se observa una canalización marcada hacia la parte superior de la zona productora. Para el caso del peróxido de hidrógeno el frente avanza y la temperatura de aumenta a valores mayores a 1500 °F, la distribución muestra una mejor eficiencia de barrido vertical, mayor área contactada con el yacimiento, mantenimiento de temperaturas altas a lo largo de las zonas ya afectadas.

De manera general se observa un frente de combustión distribuido con mayor uniformidad en la dirección vertical durante la inyección de peróxido, contrario a lo ocurrido al inyectar aire donde la temperatura se disipa a lo largo del radio del modelo, lo cual puede atribuirse a la presencia del nitrógeno en el aire, ya que es un componente inerte en las reacciones y debido a su baja densidad se ubica en la parte superior del yacimiento, ocasionando así, un canal preferencial para el frente de combustión y a su vez una baja eficiencia de barrido.

## **5.2 Análisis distribución parcial del oxígeno**

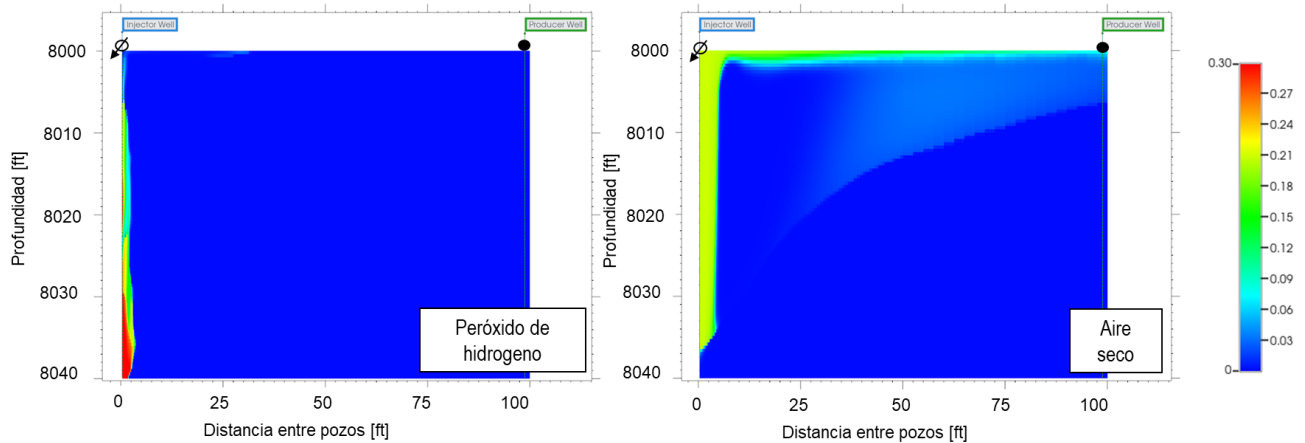
La distribución parcial del oxígeno permite conocer la actividad termodinámica de las moléculas de este elemento, que son dependientes tanto de la temperatura como de la concentración, de modo que no solo se pueda observar la distribución de oxígeno, sino que también se verifique la ocurrencia de las reacciones de oxidación propias de un proceso CIS. Es de esta manera que se emplea esta propiedad en el análisis de comparación pues permite confirmar que las reacciones propuestas dentro del modelo se están llevando a cabo, además que valida la

degradación química del peróxido y el agua inyectada generando una mayor cantidad de este elemento.

Cuando se analiza la distribución del oxígeno para el inicio de ignición de ambos procesos CIS (día 2 para  $H_2O_2$  y día 5 para aire seco) se observa la distribución de la Figura 20.

**Figura 20**

*Distribución parcial de oxígeno para el inicio de ignición*

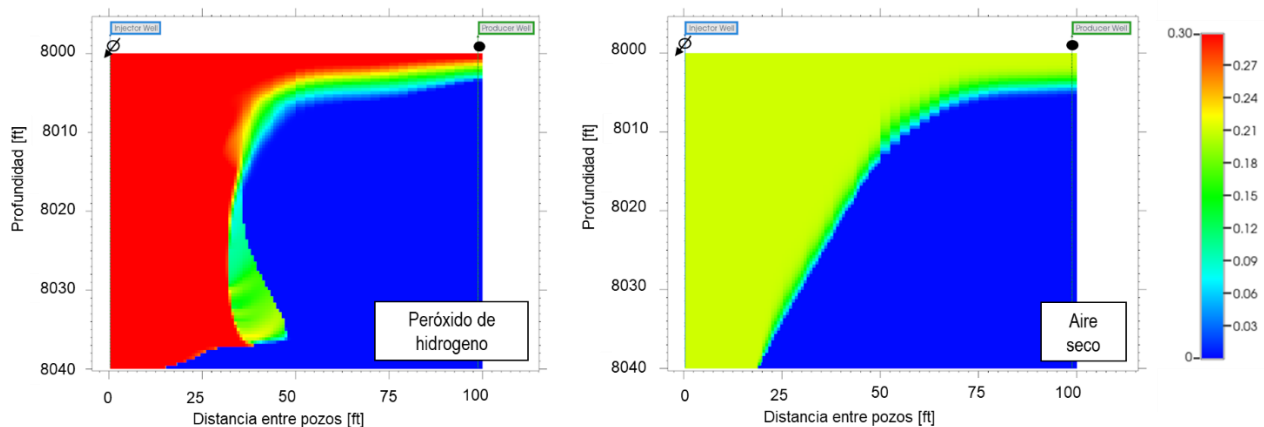


*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). Desde la etapa inicial se observa como la canalización del aire afecta la forma en la que el oxígeno es posicionado en el yacimiento, para el día 5 que es cuando inicia la ignición cuando se inyecta aire seco la fracción molar de oxígeno es de 0.21 concordando con la composición del aire pero disminuye a la mitad a medida que el fluido de inyección comienza a canalizarse, sin embargo, para el caso del peróxido la distribución si bien se observa como menor, tiene una fracción molar del 0.3 dado a que su fluido de inyección está compuesto también por agua. Se podría decir que es precisamente por este motivo que la ignición empieza mucho más rápida.

La distribución del oxígeno en los siguientes días de las simulaciones (Ver Figura 12 y Figura 14) muestra su correspondencia con el frente de temperatura y permite entender de mejor manera porque en el proceso de peróxido las reacciones son más sostenidas en el tiempo. Para el final de la simulación la Figura 21 muestra los hallazgos más importantes.

### Figura 21

*Distribución parcial de oxígeno para el día treinta*



*Nota.* Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha). La distribución parcial de oxígeno es también un indicativo del barrido del yacimiento. Además de que como fue expuesto en capítulos anteriores, la geometría de ambos frentes obedece al comportamiento teórico y esperado de desplazamiento para cada uno de los fluidos de inyección debido a la depositación del nitrógeno en la zona superior del yacimiento para el caso del aire. Se observa que durante la inyección de peróxido de hidrógeno se libera una mayor cantidad de oxígeno, una condición favorable para la sostenibilidad del proceso de inyección. La presencia de una mayor cantidad de reactivo limitante induce a más reacciones de oxidación, resultando en el aumento de las temperaturas alcanzadas durante el proceso, además de que muestra un

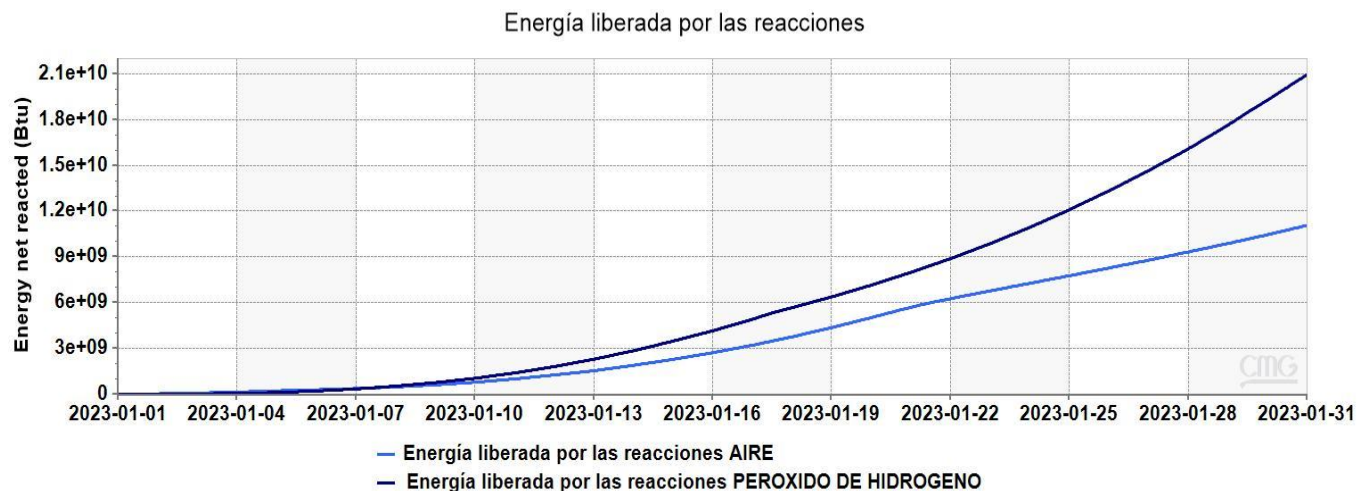
desplazamiento mucho más uniforme que en la inyección de aire, en donde se empieza a evidenciar acumulación de este compuesto cerca al tope del yacimiento.

### 5.3 Energía liberada por las reacciones

La inyección de peróxido de hidrógeno resulta en la liberación de un 90% más de energía en comparación con la inyección de aire, debido a que la descomposición del peróxido de hidrógeno produce energía adicional que no se obtendría con la inyección de aire, esto ocurre gracias a la degradación química del compuesto que como se constata en el perfil de temperatura, las temperatura interna del frente combustion es mayor a la externa, es decir que hay una energía mayor en esta zona. Además de que el proceso de evaporación que sufre el agua, tras pasar de su estado líquido de inyección a gaseoso por las altas temperaturas incrementa la capacidad calorífica del proceso y por consiguiente la liberación de más energía. La Figura 22 muestra los resultados de energía neta liberada.

#### Figura 22

*Energía liberada por las reacciones*



#### 5.4 Análisis del comportamiento del aceite

La distribución de la saturación del aceite emerge como un elemento clave para evaluar la eficiencia de barrido, tal como se visualiza en la Figura 23. En consecuencia, de ambos tipos de distribución, la producción observada de aceite (ver Figura 24) por el pozo productor comienza a crecer de manera exponencial desde . Se destaca una notable mejora en la uniformidad de perfil de saturación al incorporar peróxido de hidrógeno como agente oxidante en el sistema. En este contexto, la región con menor alcance del barrido se sitúa en 39 ft.

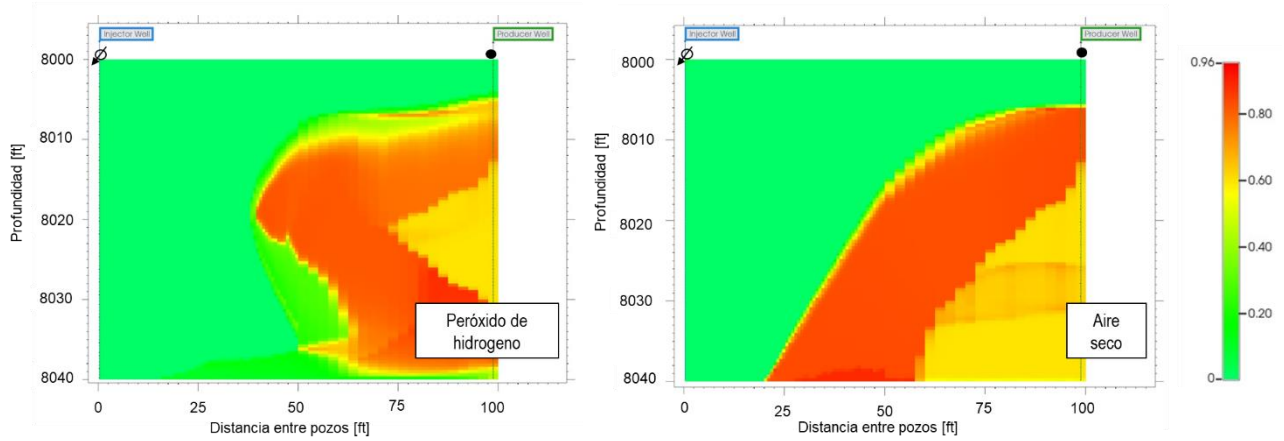
En contraste, al emplear aire como fluido inyector, se observa un fenómeno de flujo preferencial del aceite en la zona superior. Esta tendencia se atribuye a la presencia de nitrógeno y su deposición en la parte superior del yacimiento. La canalización resultante es tan pronunciada que en la zona superior de la malla el oxígeno alcanzó el pozo productor, mientras que en la zona inferior únicamente se alcanzan a barrer 21 ft.

En consecuencia, de ambos tipos de distribución, la producción observada de aceite (ver Figura 24) por el pozo productor comienza a crecer de manera exponencial desde el día 14 para el caso del peróxido de hidrógeno y desde el día 19 para el aire seco; alcanzando este primero una producción para el día 30 correspondiente a 469.861 bbl/d, es decir un 238% mayor a la obtenida por el modelo de CIS convencional.

De igual forma, se observa que el factor de recobro (ver Figura 25) crece de manera exponencial desde el día 14, dado que se aumenta la producción de aceite. Para el día 30 de simulación se alcanza un factor de recobro de 16.16%. lo cual representa un 12% de aumento comparándolo con el modelo base. Cabe resaltar, que este factor de recobro continuará aumentando hasta que se logre barrer la totalidad el yacimiento. Sin embargo, para el presente estudio se presenta el aumento en el factor de recobro hasta el tiempo simulado.

**Figura 23**

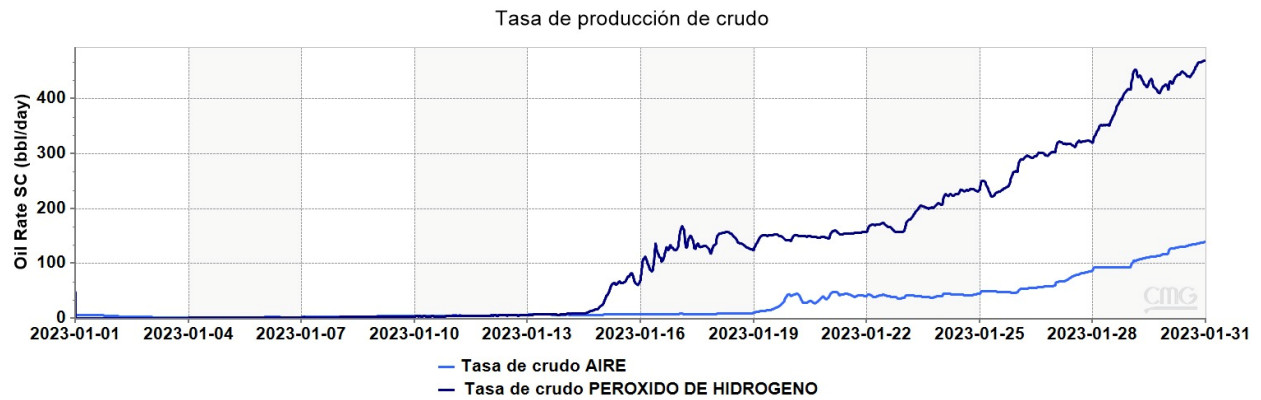
*Distribución de la saturación de aceite en el día treinta*



*Nota. Cross section horizontal, pozo inyector (izquierda) y pozo productor (derecha).*

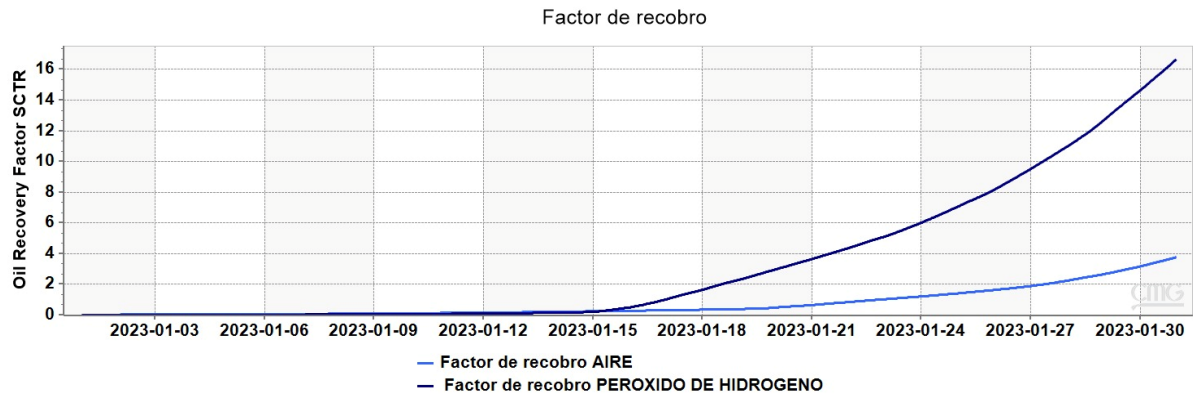
**Figura 24**

*Tasa de producción de aceite*



**Figura 25**

*Factor de recobro*



## 6. Conclusiones

El éxito de los procesos de combustión *in-situ* están altamente ligados al fluido de inyección con que se generen las reacciones de oxidación. Las propiedades físicas y químicas del peróxido de hidrógeno hacen que este compuesto sea superior a la combustión con aire seco, pues su degradación química permite la generación de más energía, por ende, picos de temperaturas mayores y un incremento de un 90% en la energía liberada por las reacciones.

Se demostró que la inyección de peróxido de hidrógeno mejora significativamente la producción de aceite. Este beneficio se atribuye al aumento en la eficiencia de barrido, resultado de una distribución más uniforme del oxígeno en el yacimiento debido a la ausencia de gases inertes en su composición como se evidenció en las diferentes secciones transversales de las propiedades estudiadas.

## 7. Recomendaciones

Comparar la inyección de peróxido de hidrógeno con procesos de combustión *in-situ* húmeda.

Estudiar el proceso de combustión *in-situ* mediante una simulación a escala de campo, que contribuya a una comprensión más completa del desempeño del mismo.

Realizar una evaluación financiera de los costos de la inyección de peróxido de hidrógeno, comparándola con los costos asociados a la inyección de aire en un proceso de combustión *in-situ* y a otras técnicas de recobro térmico.

### Referencias bibliográficas

- Antolinez, J.D.; Miri, R.; Nouri, A. In Situ Combustion: A Comprehensive Review of the Current State of Knowledge. *Energies* **2023**, *16*, 6306. <https://doi.org/10.3390/en16176306>
- Bayless, J. H. (1997). *Oil Well Stimulation with Hydrogen Peroxide*.
- Bayless, J. H., & Williams, R. E. (1989). *Recovery of viscous oil from geological reservoirs using Hydrogen Peroxide*.
- Branoiu, G., Dinu, F., Stoicescu, M., Ghetiu, I., & Stoianovici, D. (2021). Half a century of continuous oil production by *in-situ* combustion in Romania—case study Suplacu de Barcau field. In *MATEC Web of Conferences* (Vol. 343, p. 09009). EDP Sciences.
- Briggs, P. J., Fulleylove, R. J., & Wright, M. S. (1988). *Development of Heavy-Oil Reservoirs*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/40/02/206/2220920/spe-15748-pa.pdf/1>
- Castañeda Villamarin, A., Ruíz Cañas, M., & Muñoz Navarro, S. (2014). Modelado de procesos de combustion *In Situ*. *Fuentes: El Reventón Energético*, *12*(1), 5.
- Cavanzo, E. A., Muñoz, S. F., Bottía R., H., Niz V., E., & Ordoñez R., A. (2016). Combustión *in-situ* Húmeda: Alternativa Para El Recobro Mejorado En Colombia. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, *14*(1), 5–18. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016001>
- Ecopetrol & Pacific Rubiales. (2014, 23 julio). *Ecopetrol y Pacific Rubiales informan decisión sobre proyecto piloto STARS* [Comunicado de prensa].
- Espinosa, C., & Torres, K. (2015). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesado. *J. Pet. Sci. Eng*, *19*.

- Eul, W., Moeller, A. and Steiner, N. (2001). Hydrogen Peroxide. In Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, (Ed.). <https://doi.org/10.1002/0471238961.0825041808051919.a01.pub2>
- Garzon, C. Y., & Mu, S. F. (2011). Una Nueva Mirada a La Combustión *in-situ*: Tratando De Romper Un Viejo Paradigma. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 9(1).
- Hascakir Berna, & Kovscek, A. R. (2014). Analysis of *in-situ* combustion performance in heterogeneous media. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2014*, 1(June), 80–97. <https://doi.org/10.2118/170008-ms>
- Hascakir Berna, Ross, C. M., Castanier, L. M., & Kovscek, A. R. (2013). Fuel formation and conversion during *in-situ* combustion of crude oil. *SPE Journal*, 18(6), 1217–1228. <https://doi.org/10.2118/146867-PA>
- Hiroki, A., & LaVerne, J. A. (2005). *Decomposition of hydrogen peroxide at water-ceramic oxide interfaces*. *Journal of Physical Chemistry B*, 109(8), 3364–3370. <https://doi.org/10.1021/jp046405d>
- Kudryavtsev, P., & Hascakir Berna. (2014). Towards dynamic control of *in-situ* combustion: Effect of initial oil and water saturations. *Society of Petroleum Engineers Western North America and Rocky Mountain Joint Conference and Exhibition 2014*, 1(Figure 1), 532–543. <https://doi.org/10.2118/169542-ms>
- Lewis J,O. “Some methods for estimating the future production of oi wells”. Washington, D.C. New York. SPE-918492-G. February 1918
- Moss J. Jr, & Moss, J. T. (1994). *Enhanced Oil Recovery Using Hydrogen Peroxide Injection*.
- Nakasawa. (s. f.). *Explotación de crudos pesados: Futuro inevitable*. <https://www.nakasawaresources.com/wp-content/uploads/2020/07/CRUDOS-PESADOS-FUTURO-INEVITABLE.pdf>

- Niko, H., & Troost, P. (1971). *Experimental Investigation of Steam Soaking In a Depletion-Type Reservoir*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/23/08/1006/2228383/spe-2978-pa.pdf/1>
- Trujillo, M., Patiño, C & Padilla, J. (2018). *Kinetic model for an in-situ combustion process in a colombian heavy oil reservoir*.
- Panait-Patica, A., Serban, D., & Ilie, N. (2006, June). Suplacu de Barcau Field—A Case History of a Successfull *in-situ* Combustion Exploitation. In *SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?* (pp. SPE-100346). SPE.
- Peral, J. L. (2004). Taller y Laboratorio: Experimento histórico: La composición del aire: los primeros datos científicos. *Revista 100cias@ uned*, 7, 133-139.
- Petróleo pesado. (2016). Schlumberger. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan-2016.ashx>
- Pinzón Díaz, A. R. (2018). Efecto del flux de aire y las propiedades del medio poroso sobre la cantidad de combustible depositado en un proceso de Combustión In-Situ. Universidad Industrial de Santander.
- Ramirez, H. B. (2014). *CINÉTICA DE PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN-SITU : UNA DISCUSIÓN DE LOS MODELOS CINÉTICOS*. 12, 5–16.
- Sarathi, P. S. (1999). *In-situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 9.
- Schulember. *Secondary\_recovery*. (s. f.).  
[https://glossary.slb.com/es/terms/s/secondary\\_recovery#:~:text=Las%20t%C3%A9cnicas%20de%20recuperaci%C3%B3n%20secundaria,barrer%20el%20petr%C3%B3leo%20del%20yacimien](https://glossary.slb.com/es/terms/s/secondary_recovery#:~:text=Las%20t%C3%A9cnicas%20de%20recuperaci%C3%B3n%20secundaria,barrer%20el%20petr%C3%B3leo%20del%20yacimien)  
to
- Speight, J. G. (2019). *Heavy oil recovery and upgrading*. Gulf Professional Publishing.