

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE
INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO LIVIANO
COLOMBIANO**

**DIEGO FERNANDO PINTO HERNÁNDEZ
WILLIAM GENGHINI GALVIS PINEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE
INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO LIVIANO
COLOMBIANO**

**DIEGO FERNANDO PINTO HERNÁNDEZ
WILLIAM GENGHINI GALVIS PINEDA**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

Samuel Fernando Muñoz Navarro

M. Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

Co-Directores

Alberto Raúl Pinzón Díaz

Ingeniero de Petróleos

Jair Fernando Fajardo Rojas

M. Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres Guillermo y Stella, a mi hermana Julieth y a mí amada compañera de vida Tania. Ustedes han hecho posibles todos mis logros con su incansable apoyo. ¡Infinitas GRACIAS!

William Genghini Galvis Pineda

A Dios por ser mi creador y mi fortaleza, por llenarme de bendiciones, de sabiduría, de paciencia y por guiarme en los momentos difíciles. Gracias por mi vida, mi familia, mis amigos y mi alma máter.

A toda mi familia por apoyarme de manera incondicional, pero en especial a mi madre hermosa Maria Olinda, quien con su esfuerzo y sacrificio me ha dado bienestar a lo largo de estos años, quiero agradecerle por su total apoyo, por el amor incondicional que me ha brindado durante toda mi vida, por educarme con excelentes valores y por hacer de mí un hombre de bien, me siento bendecido de tenerte y espero hacerte sentir orgullosa con cada logro que alcance en mi vida.

A Paula Daniela, quien me brindó su apoyo y su tiempo durante el transcurso de mi carrera universitaria, gracias por tu paciencia, por tu amistad y por tu sincero aprecio.

A toda la familia GRM, por permitirme ser parte de ese increíble grupo, del cual me llevo grandes enseñanzas. A Raúl, quien me aportó grandes conocimientos, por su valioso tiempo y su codirección en la realización del presente trabajo, por su aprecio y el buen ejemplo como profesional que me llevo de él.

Diego Fernando Pinto Hernández

AGRADECIMIENTOS

A la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por convertirse casi en nuestra primera casa, en donde pasamos días y noches aprendiendo del maravilloso mundo de la ingeniería.

Al **GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE RECOBRO MEJORADO**, por contribuir con nuestra formación y permitirnos formarnos como investigadores. Especiales gracias nuestro codirector, ingeniero y amigo Alberto Raúl Pinzón Díaz por sus incontables aportes a este trabajo. Al ingeniero Jorge Mario Padilla por su colaboración cuando tuvimos inconvenientes a la hora de simular.

A **ECOPETROL S.A** por la información suministrada para llevar a cabo nuestra investigación. En especial al ingeniero Eider Niz Velásquez PhD por sus aportes y su paciencia y al ingeniero Hernando Bottia M.Sc por su interés en los avances de nuestro trabajo y sus sugerencias.

Al equipo de **CMG Ltda.** En especial a la ingeniera Yessica Mateus por sus oportunas respuestas y apoyo en los avances relacionados con el manejo del Software.

A los familiares y amigos que indirectamente nos apoyaron para que este trabajo pudiera concluir satisfactoriamente.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN HPAI	18
1.1. ZONAS FORMADAS EN UN PROCESO HPAI	19
1.1.1. Zona barrida.....	19
1.1.2. Frente de combustión o de reacción.....	19
1.1.3. Bancos de aceite y vapor.....	20
1.1.4. Zona no barrida.....	20
1.2. REACCIONES QUÍMICAS DURANTE LA APLICACIÓN DE UN PROCESO HPAI	20
1.2.1 Reacciones de adición de oxígeno.....	22
1.2.2 REACCIONES DE FORMACIÓN DE COMBUSTIBLE – PIRÓLISIS.....	24
1.2.3 REACCIONES DE RUPTURA DE ENLACES.....	27
1.3 VENTAJAS DE LA TÉCNICA HPAI	27
1.4 LIMITACIONES DE LA TÉCNICA HPAI.....	29
1.5 MECANISMOS DE RECOBRO EN HPAI.....	30
1.6 CAMPOS CON IMPLEMENTACIÓN DE HPAI	31
2 MODELOS CINÉTICOS.....	33
2.1 MODELO CINÉTICO DE LIN (1984).....	36
2.2 MODELO CINÉTICO DE KUMAR (1987).....	40
2.3 MODELO CINÉTICO DE TINGAS (1996)	43

2.4	MODELO CINÉTICO DE FASSIHI (2000).....	45
2.5	MODELO CINÉTICO DE KUHLMAN (2000)	47
2.6	MODELO CINÉTICO A.H DE ZWART (2008).....	49
2.7	MODELO CINÉTICO DE YALDA BARZIN (2013).....	51
2.8	MODELO CINÉTICO DE HU JIA (2016)	55
3	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN CONCEPTUAL	58
3.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	63
3.1.1	ENMALLADO DE SIMULACIÓN.....	64
3.1.2	DESCRIPCIÓN FÍSICA DEL MODELO.....	66
3.2	MODELO DE FLUIDOS	70
3.3	MODELO CINÉTICO.....	79
3.4	VALIDACIÓN DEL MODELO	80
4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS OPERACIONALES Y RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN	85
4.1	TAMAÑO DE CELDAS.....	85
4.2	CONCENTRACIÓN DE O ₂ EN EL AIRE INYECTADO.....	87
4.3	CONFIGURACIÓN DE POZOS	90
4.4	TASA DE INYECCIÓN	91
4.5	RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN.	93
5	LA INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN VS LA INYECCIÓN DE AGUA Y NITRÓGENO.....	99
5.1	HPAI VS INYECCIÓN DE NITRÓGENO	99
5.2	HPAI VS INYECCIÓN DE AGUA.	101
6.	CONCLUSIONES	105
7.	BIBLIOGRAFÍA	107

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de un proceso de inyección de aire a alta presión	19
Figura 2. Distribución de los campos candidatos en el territorio colombiano	58
Figura 3. Puntaje obtenido por cada campo.....	63
Figura 4. Vista del tope del modelo de simulación	65
Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa usadas en el modelo. Sistema W/O ..	67
Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa usadas en el modelo. Sistema G/L ...	68
Figura 7. Envoltente de fases inicial con la composición total.....	75
Figura 8. Ajuste del factor volumétrico del aceite.....	76
Figura 9. Ajuste de la relación Gas/aceite en solución (Rs).....	77
Figura 10. Ajuste de la viscosidad del aceite	77
Figura 11. Envoltente de fases con un mal ajuste PVT	78
Figura 12. Envoltente de fase final	78
Figura 13. Comportamiento de la presión del modelo con anillo de confinamiento	81
Figura 14. Comportamiento de la presión del modelo con dimensiones a escala de campo.	82
Figura 15. Efecto de los modificadores de geometría de bloque en la simulación	83
Figura 16. Comportamiento de la presión del modelo utilizando modificadores de geometría de bloque	84
Figura 17. Tamaño de celda y tiempo de cómputo para el modelo base y el modelo refinado	86
Figura 18. Tasa de producción de aceite para ambos modelos.....	86
Figura 19. Concentración de gases efluentes en ambos modelos.....	87
Figura 20. Efecto de la concentración de oxígeno en la producción de aceite.....	87
Figura 21. Producción de oxígeno	88

Figura 22. Efecto de la concentración de oxígeno en la tasa de producción de aceite	89
Figura 23. Efecto de la concentración de oxígeno en la temperatura promedio del yacimiento.....	90
Figura 24. Inyección de aire de tope a base.	90
Figura 25. Inyección de aire de base a tope	91
Figura 26. Producción acumulativa de aceite a diferentes tasas de inyección de aire.....	92
Figura 27. Concentración molar de oxígeno en el pozo productor para diferentes tasas de inyección de aire.....	92
Figura 28. Re-presurización del yacimiento debido a los gases de inyección y combustión.....	93
Figura 29. Producción acumulativa de aceite.....	94
Figura 30. Factor de recobro de la inyección de aire	94
Figura 31. Análisis gases efluentes. Concentración molar de O ₂ y CO ₂ en el pozo productor.....	95
Figura 32. Avance del frente de temperatura en el yacimiento en la capa 2 a diferentes fechas.....	96
Figura 33. Distribución de saturación de aceite en el yacimiento.....	96
Figura 34. Permeabilidad relativa al gas en los pozos observadores.	98
Figura 35. Perfil de saturación de aceite en la capa 2.	98
Figura 36. Producción acumulada de aceite en la inyección de aire y nitrógeno	100
Figura 37. Permeabilidad relativa al gas en la inyección de nitrógeno.....	100
Figura 38. Comparación entre la tasa de producción de HPAI y la inyección de N ₂	101
Figura 39. Producción acumulativa de aceite a diferentes tasas de inyección de agua.....	102
Figura 40. Saturación de agua en el yacimiento a los 2, 6 y 10 años después de la inyección de agua	102
Figura 41. Perfil de saturación de aceite durante la inyección de agua.	103

Figura 42. Comparación de producción acumulativa entre la inyección de aire e inyección de agua103

Figura 43. Comparación de presión en fondo de los pozos inyectoras.....104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Campos de aplicación de HPAI.....	32
Tabla 2. Parámetros de variación	38
Tabla 3. Esquema de reacciones propuesto por Lin et al	40
Tabla 4. Esquema de reacciones propuesto por Kumar et al.	43
Tabla 5. Esquema de reacciones propuesto por Tingas et al	45
Tabla 6. Esquema de reacciones propuesto por Fassihi et al.....	47
Tabla 7. Esquema de reacciones propuesto por Kuhlman	49
Tabla 8. Esquema de reacciones propuesto por A.H de Zwart et al	51
Tabla 9. Esquema de reacciones propuesto por Yalda Barzin	54
Tabla 10. Esquema de reacciones propuesto por Hu Jia, H. et al.	57
Tabla 11. Principales propiedades de los campos candidatos.....	59
Tabla 12. Propiedades a evaluar en cada campo según la metodología propuesta por Niz-Velásquez, et al.....	60
Tabla 13. Peso de cada propiedad	60
Tabla 14. Parámetros para calcular el puntaje de priorización	62
Tabla 15. Revisión datos de modelos de simulación	65
Tabla 16. Propiedades del campo 2	66
Tabla 17. Endpoints tomados del estudio de Tingas	67
Tabla 18. Propiedades térmicas del sistema	69
Tabla 19. Composición del fluido.....	72
Tabla 20. Propiedades del fluido.....	73
Tabla 21. Parámetros cinéticos.....	80

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Reacción de adición de oxígeno	22
Ecuación 2. Oxidación a ácidos carboxílicos	22
Ecuación 3. Oxidación a aldehídos	22
Ecuación 4. Oxidación a cetonas.....	22
Ecuación 5. Oxidación a alcoholes	23
Ecuación 6. Oxidación a hidroperóxidos	23
Ecuación 7. Reacción de formación de combustible - Pirólisis	24
Ecuación 8. Reacción de ruptura de enlaces.....	27
Ecuación 9. Velocidad de reacción.	34
Ecuación 10. Constante de Arrhenius.....	34
Ecuación 11. Velocidad de reacción	34
Ecuación 12. Compresibilidad de la formación	69

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO LIVIANO COLOMBIANO¹

AUTORES: Diego Fernando Pinto Hernández; William Genghini Galvis Pineda²

PALABRAS CLAVE: HPAI, High Pressure Air Injection, Inyección de aire a alta presión, Recobro mejorado, Parámetros operacionales, Crudo liviano, Simulación de yacimientos, Modelos cinéticos, aire.

DESCRIPCIÓN:

Para suplir la demanda energética de Colombia durante los próximos años, es necesario aumentar las reservas probadas de hidrocarburos con tecnologías de recobro mejorado como la inyección de aire a alta presión (HPAI por sus siglas en inglés), la cual es aplicable en yacimientos profundos, de baja permeabilidad y alta presión, donde otros métodos EOR presentan limitaciones operacionales o económicas. Asimismo, esta tecnología ha reemplazado técnicas convencionales como la inyección de agua en aquellos yacimientos donde existe poca inyektividad a este fluido.

La presente investigación está enfocada en evaluar la factibilidad técnica de la implementación de HPAI en un yacimiento de crudo liviano colombiano mediante simulación numérica de yacimientos. En la construcción del modelo se usaron las herramientas software de la compañía CMG: el comportamiento termodinámico del fluido se ajustó en WINPROP y el historial de producción y presión de un campo perteneciente a Ecopetrol, seleccionado con base en una metodología de screening se modeló en STARS. Además, se incluyó un modelo cinético representativo de las reacciones que ocurren en el proceso de inyección de aire a alta presión.

A partir de los resultados obtenidos se determinó la influencia de los parámetros operacionales sobre el desempeño de la técnica, haciendo análisis de sensibilidad de los mismos, obteniendo el mejor escenario desde el punto de vista técnico para la aplicación de la inyección de aire a alta presión.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de ingenierías de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL FEASIBILITY OF HIGH PRESSURE AIR INJECTION INTO A LIGHT OIL COLOMBIAN FIELD³

AUTHORS: William Genghini Galvis Pineda; Diego Fernando Pinto Hernández⁴

KEY WORDS: HPAI, High Pressure Air Injection, EOR, Enhanced Oil Recovery, Operational Parameters, Light Oil, Reservoir Simulation, Kinetic Model, Fluid Model, Air.

DESCRIPTION:

In order to supply the energetic demand of Colombia during the coming years, it's necessary to increase the hydrocarbon proved reserves with EOR technologies such as High Pressure Air injection, which is a technique applied into Deep, low permeability and high pressure reservoirs, where other EOR techniques present operational or economical limitations. As well, this technology has replaced conventional techniques named water flooding in those reservoirs with low water injectivity.

This investigation is focused on evaluate the technical feasibility of high pressure air injection into a light oil Colombian field through the reservoir simulation approach. The simulation model was built using CMG: The fluid thermodynamic behavior was adjusted using WINPROP and the implementation of HPAI in an Ecopetrol's field selected through a screening methodology was evaluated in STARS. Also, a kinetic model was included to represent the reactions that occur during HPAI.

A sensitivity analysis of operational parameters was featured to determine the best scenario from a technical point of view to evaluate the implementation of HPAI.

³ Degree project

⁴ Physics and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro, M.Sc.

INTRODUCCIÓN

La constante entrada de campos petroleros en etapas maduras, la reducida incorporación de nuevos recursos hidrocarburos, sumado al hecho de que las reservas de petróleo han experimentado una continua disminución desde el año 2013, sitúan a Colombia como uno de los países con menor índice de autosuficiencia petrolera en América latina, puesto que de continuar con el nivel de producción del último año (2016), las reservas se agotarían en un período de 5,1 años⁵.

Dada esta problemática, una de las alternativas que se plantean consiste en el aumento del factor de recobro de los campos en producción mediante métodos de recobro mejorado, dentro de los cuales se destacan los métodos térmicos por presentar los mejores resultados en cuanto a volumen de petróleo incremental.

La inyección de aire a alta presión forma parte de los métodos de recobro térmicos y ha demostrado ser un proceso viable, tanto a nivel técnico como económico, en los diferentes proyectos a escala de campo en donde se ha aplicado^{6,7,8,9}. Es

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Histórico reservas probadas petróleo. 2016.

⁶ WATTS BC, HALL TF, PETRI DJ. Horse creek air-injection project: an overview. Presented at the SPE rocky mountain regional meeting, Casper, Wyoming, 18–21 May. SPE-38359-MS. 1997.

⁷ CLARA C, ZELENKA V, SCHIRMER P, et al. Appraisal of the HORSE CREEK air injection project performance. presented at the abu dhabi international petroleum exhibition and conference, Abu Dhabi, U.A.E., 11–14 October. SPE-49519-MS, 1998.

⁸ GILLHAM TH, CERVENY BW, FORNEA MA, et al. Low cost IOR an update on the W. Hackberry air injection project. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 19–22 April. SPE-39642-MS, 1998.

⁹ GUTIERREZ D, MILLER RJ, TAYLOR AR, et al. Buffalo field high-pressure air injection projects 1977 to 2007 technical performance and operational challenges. SPE Reservoir Eval Eng 2009;12(04):542–9.

considerada una alternativa prometedora en aquellos yacimientos profundos, de baja permeabilidad donde otros métodos EOR no pueden ser implementados por limitaciones operacionales o económicas.

HPAI también ha mostrado mejores resultados frente a procesos de recobro secundario como la inyección convencional de agua, principalmente en aquellos yacimientos donde existe poca inyectividad a este fluido. En estos casos se han obtenido mayores factores de recobro, tasas de producción y un menor tiempo de respuesta de la inyección de aire, frente a la de agua. Además, se considera una técnica atractiva gracias a la disponibilidad legal y económica del aire, y a las ventajas operacionales evidenciadas en proyectos exitosos a escala de campo¹⁰.

En Colombia existe un número de campos cuyas propiedades hacen necesaria la implementación de una técnica como HPAI. Sin embargo, dependiendo de las condiciones en las que es llevada a cabo, es necesario identificar un conjunto de parámetros operacionales y de yacimiento que influye en el desempeño del proceso de inyección de aire a alta presión, por ende, deben ser evaluados inicialmente mediante un modelo de simulación conceptual, de tal manera que los resultados brinden un primer acercamiento sobre la factibilidad técnica de la implementación del proceso. Así pues, el proyecto desarrollado, muestra una recopilación de la información disponible en la literatura referente a la inyección de aire a alta presión, además de la aplicación de herramientas de simulación para determinar la viabilidad técnica de su implementación a escala de campo, reproduciendo las características de un yacimiento de crudo liviano colombiano mediante un modelo conceptual, el cual emplea un modelo de fluidos y un modelo cinético que representan con detalle los fenómenos de transferencia de calor, transferencia de masa, así como el

¹⁰GUTIERREZ, D. High-Pressure Air Injection (HPAI) and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field, University of Calgary, 2006.

comportamiento oxidativo y comportamiento termodinámico de fases de los fluidos presentes en el yacimiento.

1. INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN HPAI

En la técnica HPAI, el aire presente en la atmósfera es comprimido y posteriormente inyectado de forma continua al yacimiento. Una vez el aire entra en el yacimiento y bajo las condiciones adecuadas, se desencadenan reacciones de oxidación del crudo con el oxígeno contenido en el aire.

Las reacciones que predominan en la etapa inicial del proceso son las reacciones de adición de oxígeno, las cuales forman compuestos oxigenados y liberan calor, aumentando la temperatura del yacimiento. A medida que la temperatura incrementa y se alcanzan las energías de activación necesarias, se desencadenan las reacciones de rompimiento de enlaces o reacciones de combustión. El CO₂ producto de estas reacciones junto con el nitrógeno presente en el aire se expanden en el yacimiento, generando un rápido aumento de presión que ocasiona el desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores.

Mientras avanza el proceso, otros mecanismos contribuyen a la producción^{11,12} siendo el frente de oxidación el de mayor aporte¹³, ya que genera un barrido tipo buldócer, además de que el calor liberado en esta zona incrementa la destilación de los componentes más livianos y reduce la viscosidad del crudo, favoreciendo aún más su movilidad.

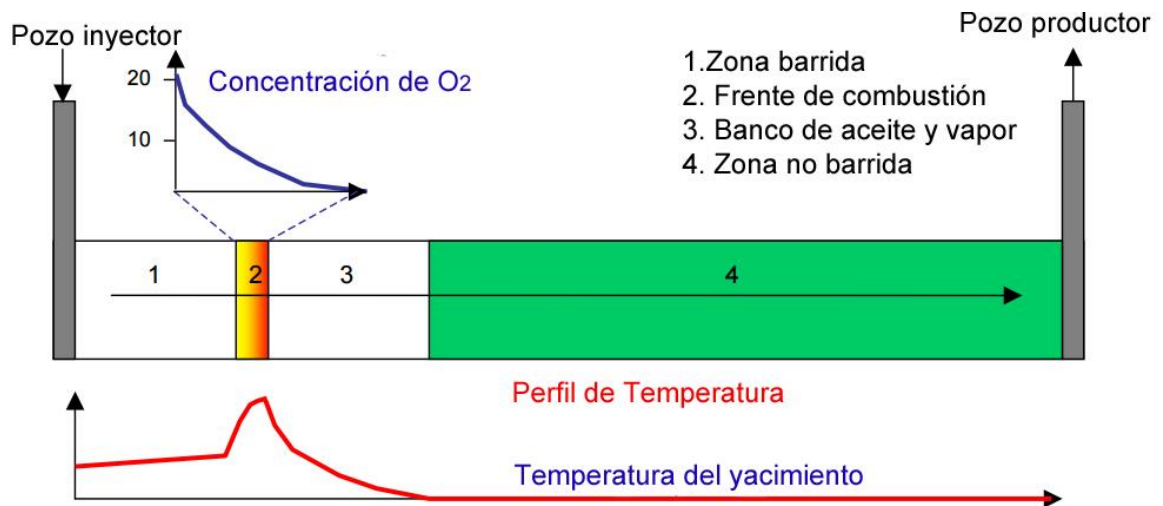
¹¹ MOORE R.G., MEHTA S.A., and URSENBACH M.G. A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery. SPE-75207-MS. 2002.

¹² JIA, H., et al. Recent Progress of High Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory investigation and field application. SPE-156974-MS. 2012.

¹³ GUTIERREZ, D., et al. A Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE-108429-MS. 2007.

1.1. ZONAS FORMADAS EN UN PROCESO HPAI

Figura 1. Esquema de un proceso de inyección de aire a alta presión



Fuente: HUGHES, B., SARMA, H. Burning Reserves for Greater Recovery? Air Injection Potential in Australian Light Oil Reservoirs, SPE 101099, 2006.

1.1.1. Zona barrida.

- Saturación de aceite residual (SOR) igual a cero (teóricamente).
- Temperatura de yacimiento mayor a la temperatura inicial.
- No se presentan reacciones químicas, estas ya ocurrieron al inicio de la inyección.

1.1.2. Frente de combustión o de reacción.

- Zona muy delgada en relación al resto de las zonas (se exagera el esquema para mejor explicación).
- Se consume entre el 5% y 10% del petróleo original en sitio.
- Generalmente 300-400 °C.

- La combustión y la ruptura de enlaces genera gases de combustión: dióxido de carbono (CO₂) y monóxido de carbono (CO). Al mezclarse con el nitrógeno (N₂) presente resultan en un gas combustible o *flue gas* cuya composición típica es: 85% N₂ + 13% CO₂ + 2% CO.
- Reacciones: Principalmente ruptura de enlaces.

1.1.3. Bancos de aceite y vapor.

- Los efectos térmicos del frente de combustión generan bancos de aceite y vapor.
- La temperatura de yacimiento es mayor a la inicial
- Reacciones: Craqueo de las fracciones pesadas.
- El vapor transfiere calor delante del frente de combustión reduciendo la viscosidad del aceite.

1.1.4. Zona no barrida.

- Temperatura del yacimiento igual a la temperatura inicial del yacimiento (No hay efectos térmicos).
- Ocurre el barrido por gases de combustión, lo que representa el mecanismo de producción dominante en la etapa inicial del proceso.
- El hinchamiento del crudo u *oil swelling* ocurre en esta zona (El hinchamiento permite la movilidad de crudo previamente entrampado en espacios porosos inaccesibles)

1.2. REACCIONES QUÍMICAS DURANTE LA APLICACIÓN DE UN PROCESO HPAI

Las reacciones químicas y su comportamiento cinético cumplen un papel importante para determinar el éxito de un proceso de inyección de aire tanto para yacimientos de crudo pesado (Combustión in situ) o de crudo liviano (HPAI). Tradicionalmente

las reacciones que ocurren en crudos livianos han sido caracterizadas empleando principalmente modelos cinéticos convencionales para crudos pesados. Sin embargo, el comportamiento cinético de las reacciones es susceptible a los cambios composicionales y de comportamiento de fase que se presentan en crudos livianos. Por ende, es necesario la realización de estudios dedicados al entendimiento de la cinética de las reacciones en crudos livianos¹⁴.

En un proceso de inyección de aire ocurren múltiples reacciones, las cuales han sido agrupadas por varios investigadores^{15,16} en tres grupos principales, que son:

1. Reacciones de adición de oxígeno.
2. Reacciones de formación de combustible
3. Reacciones de ruptura de enlaces.

Dependiendo del tipo de crudo y su composición, ciertas reacciones pueden ser dominantes en un rango de temperatura específico.

Usualmente los esquemas de reacción constan de al menos una reacción de craqueo, una o más reacciones de adición de oxígeno, y a menudo dos o más reacciones de combustión¹⁷.

¹⁴ BARZIN, Y. et al. A Comprehensive Kinetics Model for Light Oil Oxidation/Combustion Reactions under High Pressure Air Injection Process (HPAI). SPE 166483-MS, 2013.

¹⁵ FASSIHI, M. R; BRIGHAM, W. E; and RAMEY, H. Reaction Kinetics of In-Situ Combustion: Part1-Observations. SPE-8907-PA, 1984.

¹⁶ SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook: Principles and Practices. Oklahoma, 1995.

¹⁷ BARZIN, Y. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 2013, 23 p.

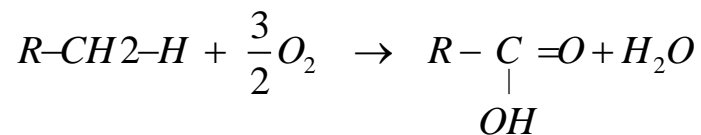
1.2.1 Reacciones de adición de oxígeno.

Ecuación 1. Reacción de adición de oxígeno

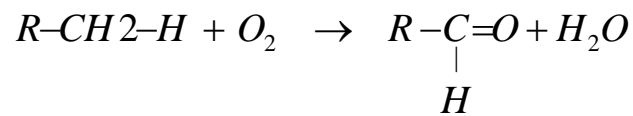


En este tipo de reacciones el oxígeno suministrado por el aire que es inyectado al yacimiento se une químicamente con las moléculas de hidrocarburo produciendo compuestos oxigenados como alcoholes, aldehídos, cetonas e hidroperóxidos como se muestra a continuación¹⁸:

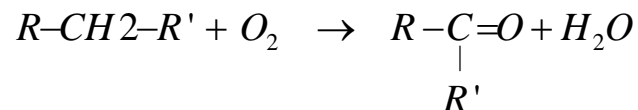
Ecuación 2. Oxidación a ácidos carboxílicos



Ecuación 3. Oxidación a aldehídos

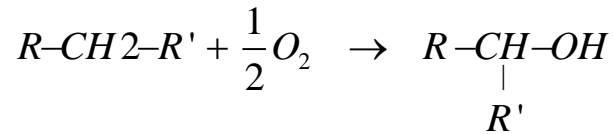


Ecuación 4. Oxidación a cetonas

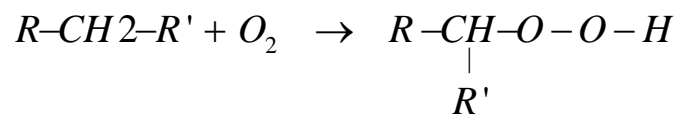


¹⁸ TINGAS, J. Numerical Simulation of Air Injection Processes In High Pressure Light and Medium Oil Reservoir. Bath, 2000, 32 p.

Ecuación 5. Oxidación a alcoholes



Ecuación 6. Oxidación a hidroperóxidos



Aunque las reacciones de adición de oxígenos son necesarias, puesto que proveen la energía requerida para la oxidación en otros regímenes, no es recomendable que exista un largo periodo de oxidación por adición, debido a que los compuestos oxigenados tienden a reaccionar unos con otros y entrar en un proceso de polimerización. Cuando este proceso ocurre se forman fracciones más pesadas y menos deseables para la operación, pues aumentan la densidad y viscosidad del crudo. Adicionalmente, dado que el oxígeno es removido de la fase gaseosa hacia la fase líquida sin la formación de gases de combustión (dióxido y monóxido de carbono), la presión de poro en los sitios donde las reacciones de adición ocurran descenderá, lo que posteriormente facilitará el entrampamiento de zonas de aceite, ambos aspectos negativos para el proceso¹⁹. Favorablemente el salto de las reacciones de adición hacia el régimen de oxidación por ruptura de enlaces ocurre más rápido y a menores temperaturas en crudos livianos que en crudos pesados.

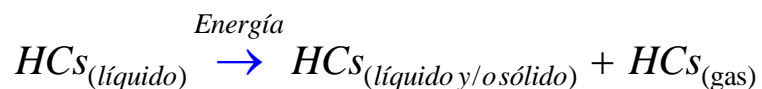
¹⁹ MOORE R.G., MEHTA S.A., and URSENBACH, M.G. A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery. SPE-75207-MS. 2002.

En crudos livianos las reacciones de adición de oxígeno ocurren desde temperaturas menores a los 150°C²⁰, mientras que en crudos pesados pueden producirse hasta alcanzar los 300 °C; es decir, en todo el rango de baja temperatura. Por lo anterior, para la combustión in situ de crudos pesados las reacciones de adición se conocen como reacciones LTO (*Low Temperature Oxidation*), y se caracterizan por la poca o nula producción de óxidos de carbono; por otra parte, estas reacciones LTO en crudos livianos son diferentes, ya que generalmente son las reacciones de ruptura de enlace las que predominan en este régimen²¹.

En general se asume que las reacciones LTO ocurren en la fase líquida; sin embargo, no existen razones para eliminar la posibilidad de que este tipo de reacciones ocurran en la fase vapor²².

1.2.2 REACCIONES DE FORMACIÓN DE COMBUSTIBLE – PIRÓLISIS

Ecuación 7. Reacción de formación de combustible - Pirólisis



La pirólisis del petróleo en medios porosos hace referencia a la modificación del crudo por efectos térmicos sin involucrar alguna reacción con el oxígeno. A bajas

²⁰ TERAMOTO, T., UEMATSU, H., TAKABAYASHI, K., & ONISHI, T. Air Injection EOR in highly water saturated light-oil reservoir. SPE-100215-MS. 2006.

²¹ REN, S.R; WATT, H. and GREAVES, M. Air Injection LTO Process: An IOR Technique for Light-Oil Reservoirs. SPE-57005-PA, 2002.

²² BARZIN, Yalda. An Experimental and Numerical Study of the Oxidation/combustión Reaction Kinetics in High Pressure Air Injection process. Calgary, 2013, 24 p.

temperaturas se conoce como aquathermolysis o visbreaking, mientras que a altas temperaturas se llama craqueo térmico²³.

Las reacciones de pirólisis son principalmente homogéneas (gas genera gas) y endotérmicas (absorben calor), e involucran tres tipos de reacciones²⁴:

1. **Deshidrogenación:** los átomos de hidrógeno son arrancados de las moléculas de hidrocarburos sin alterar los átomos de carbono, formando compuestos ramificados, los cuales son más estables y menos viscosos.
2. **Craqueo:** los enlaces carbono-carbono de los hidrocarburos más pesados se rompen, resultando en la formación de moléculas de hidrocarburos con menor número de carbonos.
3. **Condensación:** el número de átomos de carbono en las moléculas incrementa, permitiendo la formación de hidrocarburos más pesados, ricos en carbono.

El tipo de crudo y la estructura química de los constituyentes del hidrocarburo determinan la velocidad y la extensión de las diferentes reacciones de pirólisis. Por ejemplo, en las parafinas o hidrocarburos saturados no se producen reacciones de condensación; éstos sufren reacciones de deshidrogenación y reacciones de craqueo si presentan cadenas suficientemente largas.

Por lo general, las cadenas cortas de hidrocarburos que presentan entre uno y cuatro carbonos (metano, etano, propano y butano) presentan deshidrogenación, y las de mayor longitud, craqueo. Para estas cadenas que son sometidas al craqueo, un proceso de deshidrogenación sigue a la ruptura de enlaces carbono-carbono y el producto de esta extirpación de hidrógeno generalmente es recombinado en

²³ BARZIN, Y. et al. Impact of Distillation on the Combustion Kinetics of High Pressure Air Injection (HPAI). SPE-129691-MS, 2010.

²⁴ SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook :Principles and Practices. Oklahoma, 1995. 40 p.

forma de coque. La exposición al calor por largos periodos de tiempo de cadenas largas de hidrocarburos, frecuentemente termina en la producción considerable de coque y cantidades importantes de fracciones volátiles de hidrocarburos²⁵.

Los compuestos aromáticos (benceno y otros compuestos tipo anillo) presentan mayor afinidad por las reacciones de condensación frente a reacciones de craqueo. En este tipo de reacciones, los enlaces débiles de carbono–hidrógeno son remplazados por enlaces carbono–carbono que presentan mayor estabilidad. La posterior recombinación de los compuestos que ahora son más ricos en carbono y pobres en hidrógeno resulta en la formación de macromoléculas similares al grafito²⁶.

Generalmente se considera que las reacciones de formación de combustible no son de extrema importancia en los procesos de inyección de aire en crudos livianos debido a dos razones principales²⁷:

1. El salto que se presenta de las reacciones de adición a las reacciones de ruptura de enlace es casi instantáneo.
2. La formación de combustible no es necesaria para el proceso, puesto que no existe un frente de combustión en todo el sentido, sino una región de oxidación donde predomina la formación de óxidos de carbono. Aunque es necesario aclarar que esto depende de la reactividad del crudo y de si las condiciones en el yacimiento son favorables para que se logre formar un frente de combustión.

²⁵ SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook :Principles and Practices. Oklahoma, 1995. 41 p.

²⁶ SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook :Principles and Practices. Oklahoma, 1995. 41 p.

²⁷ MARTÍNEZ, S. Estado del arte de la técnica de inyección de aire a alta presión como método de recobro de crudo. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016. 17 p.

1.2.3 REACCIONES DE RUPTURA DE ENLACES

Ecuación 8. Reacción de ruptura de enlaces



Este tipo de reacción también es conocida como combustión o reacción de oxidación a alta temperatura (HTO), ya que en el caso de hidrocarburos pesados ocurren en temperaturas superiores a los 450 °C; por otra parte, en muchos yacimientos de crudos livianos ocurren en el rango de (150 – 300 °C)²⁸; es decir, se presentan en el régimen LTO. Las reacciones de ruptura involucran la oxidación destructiva de los hidrocarburos para producir óxidos de carbono y agua, son altamente exotérmicas; y en el caso de la combustión in situ el calor generado de estas reacciones provee la energía necesaria para la propagación del frente de combustión.

En la literatura convencional de combustión, las reacciones de ruptura de enlace son asociadas al coque como material combustible; sin embargo, estas reacciones pueden ser homogéneas en la fase gas o líquida, involucrando el oxígeno disuelto presente en el aceite o el agua²⁹.

1.3 VENTAJAS DE LA TÉCNICA HPAI

HPAI ha mostrado ser un proceso viable, tanto a nivel técnico como económico, en los diferentes proyectos a escala piloto o de campo donde se ha implementado. Es considerada una alternativa prometedora en aquellos yacimientos profundos, de

²⁸ MOORE R.G., MEHTA S.A., and URSENBACH M.G. A guide to high pressure air injection (HPAI) based oil recovery. SPE-75207-MS. 2002.

²⁹ BARZIN, Yalda. An Experimental and Numerical Study of the Oxidation/combustión Reaction Kinetics in High Pressure Air Injection process. Calgary, 2013, 25 p.

baja permeabilidad donde otros métodos EOR no pueden ser implementados, ya sea por limitaciones operacionales o económicas.

HPAI también ha mostrado mejores resultados frente a procesos de recobro secundario como la inyección convencional de agua, principalmente en aquellos yacimientos donde existe poca inyectividad a este fluido. En estos casos se han obtenido mayores factores de recobro, tasas de producción y un menor tiempo de respuesta de la inyección de aire frente a la de agua, además de la disponibilidad legal y económica del fluido inyectado. En HPAI se presentan otras ventajas reportadas en la literatura, algunas de estas son^{30,31,32}:

1. Para la mayoría de yacimientos de crudo liviano a alta presión, son las reacciones de rompimiento de enlaces las que predominan y el proceso de inyección de aire tiende a operar fácilmente en un amplio rango de condiciones de operación.
2. Excelente eficiencia de desplazamiento. Teóricamente, aplicando esta tecnología, es posible llegar a saturaciones de aceite residual iguales a cero³³.
3. Naturaleza autocorrectiva de la zona de oxidación debido a la rápida movilización del crudo hacia los poros delante de dicha zona, lo cual reduce temporalmente la permeabilidad al gas y redirige el flujo de aire.

³⁰ MOORE R.G, MEHTA S.A., and URSENBACH M.G. A guide to high pressure air injection (HPAI) based oil recovery. SPE-75207-MS. 2002.

³¹ GUTIERREZ, D., et al. Recovery factors in high-pressure air injection projects revisited. SPE-108429-MS. 2007.

³² TERAMOTO, T, et al. Air injection EOR in highly water saturated light-oil reservoir. SPE-100215-MS. 2006.

³³ NIZ VELASQUEZ, E; MOORE, R.G; MEHTA, S.A And URSENBACH, M.G. Reservoir Simulation Assessment Of The Oil Recovery Mechanisms In High-Pressure Air Injection (HPAI). PETSOC 2006-068, 2006.

4. Precipitación de sal del agua de formación en la zona de vapor, la cual promueve un mejor barrido volumétrico del yacimiento.
5. Aplicación en yacimientos de baja permeabilidad con problemas de inyectividad de agua.
6. Puede implementarse en yacimientos profundos, a condiciones de alta presión y temperatura.
7. Disponibilidad de aire a nivel global, por lo cual no existen problemas de suministro.
8. A diferencia del agua, la captación del aire no tiene restricciones legales.

1.4 LIMITACIONES DE LA TÉCNICA HPAI

1. La estimación del factor recobro en HPAI no puede realizarse de forma directa y está ligado a un alto nivel de incertidumbre. Por ende, es necesario el uso de simuladores térmicos que permitan obtener una representación de todos los fenómenos ocurridos durante el proceso, algo difícil de lograr con exactitud debido a la gran cantidad de reacciones que se producen.
2. Es un proceso de alta complejidad, el cual involucra flujo multifásico, transferencia de calor y múltiples reacciones químicas en el medio poroso.
3. La eficiencia de desplazamiento depende de muchos factores, incluidos la reactividad del crudo, la cantidad de gases de combustión producidos, la exotermicidad de las reacciones, heterogeneidad del yacimiento, parámetros operacionales y cantidad de crudo consumido.

4. Consecuencias catastróficas de no tenerse en cuenta las recomendaciones de seguridad necesarias, especialmente la de no exceder una concentración molar de oxígeno superior al 4% en el pozo productor, ya que esto puede generar una atmosfera explosiva en los alrededores del mismo.

1.5 MECANISMOS DE RECOBRO EN HPAI

La inyección de aire a alta presión ha sido considerada una técnica de generación de gases de combustión in situ, despreciando el efecto térmico como uno de los mecanismos de producción. Esto es válido al menos en la etapa inicial del proyecto, donde la producción se debe principalmente a los efectos de re-presurización del yacimiento y el empuje por gases. Sin embargo, después de inyectar aproximadamente un volumen poroso de aire, el frente de oxidación y sus efectos térmicos se convierten en el principal mecanismo de recobro³⁴. Esto ha sido ratificado en varias investigaciones^{35, 36} en las cuales se logró concluir que el factor de recobro en HPAI ha sido significativamente más alto que el esperado cuando se realiza solo un desplazamiento por flue gas, obteniendo experimentalmente un valor de saturación de aceite residual igual a cero detrás del frente de oxidación; es decir 100% de eficiencia de barrido microscópica, por lo cual, debe tratarse a esta técnica como un método de recobro térmico. A continuación, se encuentran los mecanismos de recobro en HPAI³⁷:

- Re-presurización del yacimiento.

³⁴ MONTES, A. R., MOORE, R. G., METHA, S. A., URSENBACH, M. G., and GUTIERREZ, D. "Is High-Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood? PETSOC - 2008-180. 2008.

³⁵ NIZ VELASQUEZ, E; MOORE, R.G; MEHTA, S.A and URSENBACH, M.G. Reservoir Simulation Assessment of the Oil Recovery Mechanisms in High-Pressure Air Injection (HPAI). PETSOC 2006-068, 2006.

³⁶ GUTIERREZ, D., et al. Recovery factors in high-pressure air injection projects revisited. SPE-108429-MS. 2007.

³⁷ JIA, H., et al. Recent Progress of High Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory investigation and field application. SPE-156974-MS. 2012.

- Empuje por gases de combustión.
- Desplazamiento miscible o inmisible dependiendo de si se logra la presión mínima de miscibilidad.
- Reducción de la viscosidad por disolución de CO₂.
- Desplazamiento del crudo debido al frente de oxidación (Efecto bulldócer).
- Destilación de hidrocarburos.
- Extracción de la fracción del crudo liviano con aire y gases (Stripping).

1.6 CAMPOS CON IMPLEMENTACIÓN DE HPAI

El éxito y expansión de los proyectos de HPAI en Montana y Dakota del Sur y del Norte ha contribuido al continuo incremento de los mismos en esa área desde el año 2000. Buffalo Sur y Occidente, y Medicine Pole Hills en Dakota del Norte y del Sur son buenos ejemplos de las aplicaciones exitosas de HPAI.

Adicionalmente, los resultados obtenidos en la cuenca Williston han motivado a la puesta en marcha de pilotos en los campos Handil³⁸ de Indonesia y Zhong Yuan³⁹ en China.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los campos principales de crudo liviano en los cuales se ha aplicado la inyección de aire a alta presión, en donde se describen características del yacimiento, del fluido, mecanismos y factor de recobro para la producción primaria.

³⁸ DUIVEMAN, M. W., HERWIN, H., and GRIVOT, P. Integrated Management of Water, Lean Gas and Air Injection: The successful ingredients to IOR projects on the mature Handil Field. SPE 93855.

³⁹ HONGMIN, Y., BAOQUAN, Y., GUORUI, X., JIEXIANG, W., SHAO R.P., WEIMIN, L., LIANG, X., and HAITAGO, G. Air foam injection for IOR: From laboratory to field implementation in Zhong Yuan Oilfield China. PE 113913. 2008

Tabla 1. Campos de aplicación de HPAI

Propiedades\Campo	BUFFALO	WEST HACKBERRY	HORSE CREEK	SLOSS	MEDICINE POLE HILLS
Ubicación	Dakota del Sur	Louisiana	Dakota del Norte	Nebraska	Dakota del Norte
Profundidad [ft]	8500	7500-9000	9125	6200	9500
Net Pay [ft]	15	-	20	11	6 a 12
Buzamiento [°]	-	30	-	-	-
Porosidad [%]	16	25-28	16	20	17
Permeabilidad [mD]	10	300-1000	13-20	482	10
Presión inicial [psi]	3600	-	4000	1328	4120
Temperatura [°F]	215	200	220	200	230
Presión burbuja [psi]	300	3295	625	689	-
°API	32	33	30,4	38,8	39
GOR [SCF/STB]	173	-	-	-	-
Factor vol. Form	1,174	-	1,205	-	-
Viscosidad [cP]	2,4	0,9	-	0,8	2
Saturación aceite inicial [%]	45-55	-	-	-	52-63
F.R/Producción Primaria. [%]	6/Exp. Ro-Flu	-	9,9/Exp. Ro-Flu	11/Exp. Ro-Flu	15/Exp. Ro-Flu
F.R/Producción Secundaria. [%]	18/Iny de Aire	-	36 Ince/Iny de Aire	/Iny de Agua	2,5 Ince/Iny de Aire
F.R/Producción Terc [%]	-	-	-	/COFCAW	-

Fuente: NIZ VELASQUEZ, et al. Iniciativa “Inyección de aire en crudos livianos-LOAI”. Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta-Santander, 2015.

2 MODELOS CINÉTICOS

Las reacciones químicas y su comportamiento cinético son aspectos claves al momento de determinar el éxito de un proceso de inyección de aire, ya que de estas depende el avance del frente de oxidación, la producción de gases de combustión, la cantidad de calor liberado, el consumo oxígeno a lo largo de todo el proyecto y en definitiva el factor de recobro incremental. Sin embargo, establecer un modelo cinético fiable que pueda representar adecuadamente la oxidación del crudo es una labor complicada, debido a la gran cantidad de reacciones que se generan y a la complejidad de las mismas.

Generalmente las reacciones que ocurren en crudos livianos han sido caracterizadas empleando principalmente modelos cinéticos convencionales para crudos pesados; sin embargo, el comportamiento cinético de las reacciones es susceptible al comportamiento de fases y a los cambios composicionales que se presentan en crudos livianos. Por ende, es necesario el estudio de un modelo cinético que represente adecuadamente los fenómenos ocurridos durante la aplicación de la técnica HPAI en crudos livianos y que pueda ser usado en la simulación numérica de yacimientos. La falta de dicho un modelo cinético constituye un aspecto limitante para el desarrollo de la técnica (HPAI) como método de recobro mejorado.

La cinética de las reacciones puede ser definida como el estudio de la velocidad y el grado de las transformaciones químicas de reactivos a productos⁴⁰; es decir, que tan rápido ocurren las reacciones y cuanto reactante se consume. Los análisis convencionales describen la cinética de las reacciones con un modelo matemático simple de tasa de consumo que se muestra a continuación:

⁴⁰ CHANDRA DAS, SHYAMOL. A Study of Oxidation Reaction Kinetics During an Air Injection Process. Adelaide, Australia; 2009, 25 p.

Ecuación 9. Velocidad de reacción.

$$R_c = -\frac{dC}{dt} = kP_{O_2}^m C_f^n$$

Donde:

R_c : Velocidad de reacción.

k : Constante de Arrhenius.

P_{O_2} : Presión parcial del oxígeno.

C_f : Concentración de combustible.

m y n son los órdenes de la reacción con respecto al oxígeno y combustible.

La constante de Arrhenius " k " está en función de la temperatura y se define de la siguiente manera:

Ecuación 10. Constante de Arrhenius

$$k = Ae^{-E/RT}$$

Donde:

A : Factor de frecuencia (o factor pre-exponencial).

E : Energía de activación.

R : Constante universal de los gases.

T : Temperatura absoluta.

Al sustituir la ecuación (10) en (9), se obtiene:

Ecuación 11. Velocidad de reacción

$$R_c = -\frac{dC}{dt} = (Ae^{-E/RT})P_{O_2}^m C_f^n$$

De acuerdo a la teoría de colisiones propuesta por Max Trautz y William Lewis, la cual explica cualitativamente cómo ocurren las reacciones químicas y por qué las velocidades de reacción difieren para diversas reacciones, un mayor factor de frecuencia indica mayor cantidad de colisiones entre las moléculas de los reactivos

en un tiempo determinado y por tanto la velocidad de reacción será mayor. Una mayor energía de activación indica que los reactivos necesitan más energía para que la reacción ocurra, lo cual afecta de manera indirecta la velocidad de reacción. Un mayor orden de reacción indica mayor velocidad y por último, mayor temperatura es un indicio de mayor energía cinética, por lo tanto aumentará la frecuencia de las colisiones y la reacción ocurrirá de forma más rápida⁴¹.

Cabe resaltar que la ecuación (11) es válida bajo las asunciones de reacciones elementales y homogéneas, por tal motivo el uso de esta ecuación para representar reacciones de oxidación de compuestos oxigenados, tales como cetonas, alcoholes y peróxidos no satisface las asunciones; sin embargo, esta ecuación es la más usada para el modelamiento de la cinética de los procesos de combustión in situ y HPAI (High Pressure Air Injection)⁴².

En el desarrollo de un modelo cinético representativo de las reacciones de oxidación/combustión de hidrocarburos, existen pasos esenciales que requieren conocimiento acerca de⁴³:

1. Características del crudo y su comportamiento termodinámico de fases.
2. Múltiples regímenes de reacción y su predominio en diferentes rangos de temperatura.
3. Modelos matemáticos disponibles, sus asunciones y simplificaciones.
4. Parámetros cinéticos obtenidos del ajuste de datos experimentales cuantitativos en el modelo matemático.

⁴¹ YATTE GARZON, Fabián Camilo y MUÑOZ NAVARRO, Samuel Fernando. Una Nueva Mirada A La Combustión In-Situ: Tratando De Romper Un Viejo Paradigma. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 9 N.º 1 (Ene/Jun de 2011), p 41-56.

⁴² BARZIN, Y. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 2013, p 17.

⁴³ BARZIN, Y. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 2013, 16 p.

A continuación, se presentarán los modelos cinéticos propuestos por diferentes autores en la evaluación de la oxidación de hidrocarburos, teniendo en cuenta los modelos más relevantes para la representación de la técnica HPAI:

2.1 MODELO CINÉTICO DE LIN (1984)

Lin et al.⁴⁴ investigaron sobre el mecanismo de depositación de combustible y los parámetros clave que afectan el desempeño de un proceso de inyección de aire. Para ello realizaron pruebas de tubo de combustión empleando dos crudos con propiedades diferentes, uno de 26.5 y otro de 13 °API. Posteriormente llevaron a cabo la simulación numérica de dichas pruebas en un simulador térmico desarrollado por Gulf R&D Co.

Los datos experimentales usados para el ajuste histórico fueron los siguientes: producciones cumulativas de agua y aceite, posición del frente de combustión en función del tiempo, consumo de combustible y caída de presión a lo largo del tubo. Asimismo, los parámetros empleados para lograr el ajuste fueron:

- 1. Las curvas de permeabilidad relativa del sistema agua/aceite:** Aunque estas fueron determinadas experimentalmente, los valores de Kro eran bajos, ocasionando un Sor de 50% en la simulación, lo cual no es un valor lógico para un medio poroso no consolidado; por ende, se modificaron de tal forma que el Sor fuera del 25%.
- 2. Las constantes de equilibrio de fases:** Estas constantes normalmente se calculan mediante una ecuación de estado usando la composición inicial de los pseudocomponentes. Sin embargo, se evidenció que a altas temperaturas los valores de las constantes eran sobreestimados debido a que el método no considera los cambios composicionales causados por la vaporización de los

⁴⁴ LIN C.Y. et al. Numerical Simulation of Combustion Tube Experiments and the Associated Kinetics of In-Situ Combustion Processes. SPE 11074-PA. 1984.

pseudocomponentes, por ende, estas constantes fueron tomadas como parámetros de ajuste.

- 3. La conductividad térmica del sistema roca-fluido:** Esta se estimó mediante una correlación empírica⁴⁵. Algunos parámetros de dicha correlación fueron variados con el fin de lograr el ajuste de los perfiles de temperatura.

En el modelo cinético el crudo fue agrupado en dos pseudocomponentes, pesado (Heavy Oil) y liviano (Light Oil). El esquema de reacciones propuesto consta de una reacción de craqueo, en la cual el componente pesado (*HO*) produce coque y compuestos livianos (*LO*) y tres reacciones de combustión, una para el coque y las otras dos para los dos pseudocomponentes. Ver tabla 3.

Debido a que la presencia de sustancias catalíticas en la roca puede reducir drásticamente la energía de activación en las reacciones de craqueo y afectar el mecanismo de depositación de combustible, se desarrollaron dos casos de simulación para cada crudo: uno teniendo en cuenta el efecto catalítico en las reacciones de craqueo y el otro no.

En la literatura se han reportado diferentes valores de energías de activación para las reacciones de craqueo en crudos con diferente °API y diferente composición mineralógica de la roca. Las energías de activación para reacciones de craqueo no catalíticas se encuentran en el rango de 45.000 a 62.000 cal/gmol para una variedad de crudos entre 6,3 y 24,5 °API. Por otra parte, para reacciones de craqueo catalíticas se ubican entre 10.000 a 16.000 cal/gmol. Teniendo en cuenta estos valores, para representar ambos casos se tomaron energías de activación de 62000 y 15000 cal/gmol respectivamente.

Una vez obtenido un excelente resultado en el ajuste histórico variando los parámetros anteriormente mencionados, se procedió a realizar el análisis de

⁴⁵ FAROUQ Ali, S. M. Rock Thermal Conductivity and Its Variation With Density, Temperature and Fluid Saturation, Oil Recovery by Steam Injection. Bradford, 1970.

sensibilidad a los parámetros cinéticos: factor pre-exponencial, energía de activación, y constantes de equilibrio de fases en los escenarios catalítico y no catalítico evaluando ambos crudos.

En el caso del crudo de 26.5 °API y en ausencia del efecto de catalizadores en la roca, los resultados de la simulación no fueron sensibles a la variación de los parámetros cinéticos de las reacciones de combustión, esto debido principalmente a que el flux de aire, tanto experimentalmente como en la simulación fue bajo, permitiendo que el consumo de oxígeno fuese cercano al 100%. Bajo esta condición, la tasa de combustión es limitada principalmente por la transferencia de masa de oxígeno y no por los parámetros cinéticos, esta afirmación fue corroborada en el estudio realizado por Kumar⁴⁶.

Para analizar el efecto de los parámetros cinéticos en las reacciones de craqueo y la depositación de combustible, se realizaron tres escenarios variando los siguientes parámetros:

Tabla 2. Parámetros de variación

Escenario	Parámetros	
1	$A = 3,2 \times 10^{16} \text{ día}^{-1}$	$E = 49.000 \text{ cal/gmol}$
2	$A = 8 \times 10^{16} \text{ día}^{-1}$	$E = 49.000 \text{ cal/gmol}$
3	S1=4,08	S2= 5,0

Comparando los resultados de estos escenarios con el caso base de simulación, se obtuvieron errores de solo 12 °F (6,7 °C) en los picos de temperatura y 2% en el

⁴⁶ KUMAR, M. Simulation of Laboratory In-Situ Combustion Data and Effect of Process Variations. SPE 16027, 1987.

consumo de combustible. Concluyendo que para el rango de energías de activación para las reacciones de craqueo no catalíticas los resultados tampoco fueron sensibles a una variación en los parámetros cinéticos y el porcentaje de coque en el combustible consumido era solo del 21%.

Por otra parte, al incrementar el valor de las constantes de equilibrio de fases para el componente liviano (*LO*) el pico de temperatura y el consumo de combustible decrecieron continuamente a medida que avanzaba el frente de oxidación. El pico de temperatura alcanzado fue 100 °F (38 °C) menor que en el caso base de simulación; Sin embargo, no se evidenció ningún cambio al hacer la misma operación con el componente pesado (*HO*) debido a la baja tasa de vaporización del mismo.

Los resultados de la simulación en cambio, si fueron sensibles a las variaciones de los parámetros cinéticos en el rango de energías de activación para reacciones de craqueo catalíticas. En este escenario la depositación de combustible fue controlada por la cinética y la estequiometría de las reacciones de craqueo, al igual que por el efecto de vaporización del componente liviano.

Los resultados obtenidos para el crudo pesado indicaron que la depositación de combustible siempre era sensible a la cinética de las reacciones de craqueo y a la vaporización del componente liviano, además, el coque es la única fuente de combustible, por ende, las temperaturas alcanzadas fueron mayores que para el crudo mediano.

Con base en lo anterior se evidenció la influencia que tienen en el proceso de inyección de aire la determinación de las constantes de equilibrio de fases y la cinética de las reacciones de craqueo, puesto que afectan de manera directa la depositación de combustible. Además, se concluyó que el coque no es la única fuente de combustible disponible durante la oxidación de crudos livianos.

Tabla 3. Esquema de reacciones propuesto por Lin et al

Reacciones	Factor pre-exponencial	Energía de activación [cal/g-mol]	Entalpía [Btu/lb-mol]	Simulador
$HO \rightarrow 3.65LO + 10 Coque$ ^{*1}	3.32E20 [día ⁻¹]	62000	40000	Crookston
$LO + 13O_2 \rightarrow 10CO_x + 9.6H_2O$	7.25E11 [día ⁻¹ psi ⁻¹]	33000	2917200	
$HO + 59O_2 \rightarrow 48CO_x + 43.5H_2O$	7.25E11 [día ⁻¹ psi ⁻¹]	33000	12757500	
$Coque + 1.15O_2 \rightarrow CO_x + 0.5H_2O$	1E6 [día ⁻¹ psi ⁻¹]	14000	225000	

^{*1} Los parámetros cinéticos de la reacción de craqueo en ambiente catalítico fueron: $A_c=1E7$ [día⁻¹]
 $E_c=15000$ [cal/g-mol]

Fuente: Lin C.Y. et al. Numerical Simulation of Combustion Tube Experiments and the Associated Kinetics of In-Situ Combustion Processes. SPE 11074-PA. 1984.

2.2 MODELO CINÉTICO DE KUMAR (1987)

Kumar et al.⁴⁷ con el fin de validar el simulador térmico ISCOM de CMG, usaron los resultados de una prueba de tubo de combustión realizada para un crudo de 26 °API. Mediante el estudio de simulación se identificaron parámetros importantes que afectan la predicción de los resultados y también el efecto sobre el desempeño de la inyección de aire al hacer variaciones del proceso, tales como: inyección de oxígeno, combustión húmeda y modificación de la tasa de inyección.

Los parámetros usados para ajuste histórico incluyeron datos de producción acumulativa de aceite y agua, posición del frente de combustión en función del tiempo, picos de temperatura a lo largo del tubo y consumo de combustible. El simulador usado se diseñó para representar rigurosamente todos los procesos físicos y químicos que toman lugar en la combustión in situ.

⁴⁷ KUMAR, M. Simulation of Laboratory In-Situ Combustion Data and Effect of Process Variations. SPE 16027, 1987.

En el modelo cinético el crudo fue agrupado en dos pseudocomponentes (liviano y pesado). Los gases diferentes al oxígeno tales como el N_2 , CO_2 , CO , fueron englobados en un solo gas inerte para minimizar el número de ecuaciones a resolver. El esquema de reacciones propuesto involucra dos reacciones de craqueo y tres de combustión; es decir, una reacción de craqueo adicional en comparación con el esquema de reacciones propuesto por Lin et al. La estequiometría y velocidad de las reacciones de craqueo fueron determinadas mediante experimentos independientes. Del estudio desarrollado por Lin et al. se tomaron los valores de las constantes de equilibrio y la metodología para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa. Ver tabla 4.

Inicialmente se realizó el ajuste histórico para obtener el caso base de simulación. Los valores experimentales de la permeabilidad relativa al aceite en el sistema agua/aceite eran muy bajos, resultando en una saturación de aceite residual cercana al 50%, lo cual es alto para un medio poroso no consolidado. Por tanto, se decidió variar únicamente las curvas de permeabilidad relativa para hacer el ajuste histórico, de esta manera se asignaron valores más consistentes a tal parámetro y se evitó variar otros para mantener al mínimo el número de parámetros ajustables.

Posteriormente se realizó el estudio de sensibilidad a los siguientes parámetros: tamaño del grid, conductividad térmica de la arena, presión capilar, cinética de las reacciones de combustión, número de reacciones de craqueo y constantes de equilibrio de fases. Los resultados no fueron sensibles al tamaño del grid, conductividad térmica de la arena ni a las constantes de equilibrio de fases del componente pesado. Sin embargo, si fueron sensibles a variaciones en la permeabilidad relativa, presión capilar cercana a la saturación de agua irreducible y a las constantes de equilibrio de fases del componente liviano.

Para evaluar el efecto de la cinética de las reacciones de combustión, se variaron las energías de activación y los factores pre-exponenciales de las tres reacciones

de combustión simultáneamente. El aumento de la tasa de las reacciones de combustión (aumentar el factor pre-exponencial o disminuir la energía de activación) resultó en un incremento marginal de la velocidad de avance del frente de oxidación; por el contrario, al disminuir la tasa de las reacciones de combustión se obtuvo una leve disminución de la velocidad de avance del frente, pero en algunos casos la disminución fue tal, que la ignición no ocurrió. Por otra parte, cuando del esquema de reacciones se eliminó la reacción de craqueo del componente liviano, los resultados con respecto a la cantidad de coque depositado fueron prácticamente los mismos que cuando se tenían las dos reacciones de craqueo.

Los efectos de las variaciones en el proceso sobre la predicción de los resultados se obtuvieron variando los parámetros del caso base. Aunque el estudio no tenía resultados experimentales disponibles de las variaciones del proceso, los resultados obtenidos de la simulación fueron cuantificados en tendencias y dichas tendencias fueron comparadas con las de estudios reportados en la literatura, en los cuales se aplicaron las variaciones del proceso.

Una de las variaciones consistió en la inyección de oxígeno, en este escenario el flux del oxígeno se redujo de tal manera que se obtuviera la misma cantidad de oxígeno que cuando se inyectaba aire. Los resultados obtenidos mostraron aumentos en los picos de temperatura, consumo de combustible y cantidad de coque depositado.

Para simular el proceso de combustión húmeda, se realizó la inyección simultánea de agua y aire después de haber inyectado solo aire durante cinco horas. Se varió la relación agua/aire (WAR) de 0 a 5 ft³/Mscf. En los diferentes escenarios de combustión húmeda se presentó una disminución en el consumo de combustible, el promedio de picos de temperatura y un incremento en el avance del frente de combustión y las tasas de producción. Los resultados sugirieron que para las condiciones dadas debe existir un valor de WAR óptimo para el cual se deben tener

en cuenta las tasas de producción de aceite, agua, saturación de aceite residual y consumo de combustible. Las tendencias evidenciadas en las variaciones del proceso estuvieron acordes con las tendencias de estudios publicados.

Tabla 4. Esquema de reacciones propuesto por Kumar et al.

Reacciones	Factor pre-exponencial	Energía de activación [Btu/lb-mol]	Simulador
$HO \rightarrow 3.71LO + 7.13 Coque$	1.73E12 [h ⁻¹]	72910	CMG (ISCOM)
$LO \rightarrow 11.96 Coque$	2.1E9 [h ⁻¹]	64460	
$HO + 56.99O_2 \rightarrow 51.53CO_x + 28.34H_2O$	3.02E10 [h ⁻¹ psi ⁻¹]	59450	
$LO + 13.23O_2 \rightarrow 11.96CO_x + 6.58H_2O$	3.02E10 [h ⁻¹ psi ⁻¹]	59450	
$Coque + 1.11O_2 \rightarrow CO_x + 0.55H_2O$	4.17E4 [h ⁻¹ psi ⁻¹]	25200	

Fuente: KUMAR, M. Simulation of Laboratory In-Situ Combustion Data and Effect of Process Variations. SPE 16027, 1987.

2.3 MODELO CINÉTICO DE TINGAS (1996)

Tingas et al.⁴⁸ realizaron estudios de simulación a escala de campo con el fin de investigar la factibilidad técnica del proceso de inyección de aire a alta presión en yacimientos de crudo liviano similares a los del Mar del Norte.

Para llevar a cabo el estudio de simulación utilizaron la herramienta STARS de CMG. En su investigación, se realizó análisis de sensibilidad a diferentes parámetros operacionales y de yacimiento como: área del patrón, tipo de fluido inyectado, tasas de inyección, tamaño de celdas, número de reacciones, y parámetros cinéticos. Además, se evaluó numéricamente el potencial de la técnica en dos escenarios diferentes, un yacimiento posterior a la etapa de waterflooding y el mismo yacimiento sin haber aplicado waterflooding.

⁴⁸ TINGAS, J. Field Scale Simulation Study of In-Situ Combustion in High Pressure Light Oil Reservoirs. AMOCO UK Exploration Co., and Malcolm Greaves. University of Bath, UK. SPE 35395. 1996.

En la simulación no se consideró la dependencia de la permeabilidad relativa ni de la presión capilar a la temperatura. Además, el efecto de histéresis en las permeabilidades relativas fue despreciado. Finalmente, las curvas de permeabilidad relativa fueron determinadas mediante el ajuste histórico del consumo de oxígeno, recobro e irrupción de gases de chimenea en las pruebas del tubo de combustión. El crudo fue agrupado en tres pseudocomponentes: CH₄, C₂-C₆ y C₇+. Las constantes de equilibrio de fase fueron calculadas mediante las correlaciones de Standing y Wilson, y mediante una ecuación de estado. Sin embargo, se evidenció que las constantes de equilibrio de fases calculadas mediante ecuaciones de estado eran más apropiadas para yacimientos de crudo liviano a alta presión. Los resultados de la simulación fueron más susceptibles a las constantes de equilibrio de fases de los componentes livianos que a las constantes de los componentes pesados.

Las reacciones químicas definidas en su estudio consistieron en el craqueo de la fracción pesada y la combustión de las fracciones pesada, liviana, metano y coque. Los cálculos estequiométricos se basaron en la asunción de una relación de H/C igual a 1,6. Las relaciones CO₂/CO fueron obtenidas de datos de las pruebas de tubo de combustión mediante el ajuste de los parámetros cinéticos.

Se evidenció que tanto la cinética de las reacciones de craqueo y las constantes de equilibrio de fases de los componentes livianos son los factores más importantes en el mecanismo de depositación de combustible y su composición. Básicamente, los resultados de la simulación mostraron que los efectos composicionales son importantes y definitivos en los procesos de HPAI, especialmente para los crudos del tipo del Mar del Norte los cuales necesitan de al menos 4 pseudocomponentes en la caracterización para una representación precisa en el modelo de simulación. La precisión de los resultados fue soportada por la caracterización detallada del comportamiento de fase de los fluidos basado en ecuaciones de estado. Los

resultados de este estudio destacaron la transferencia de masa entre las fases y la vaporización del aceite como dos de los procesos importantes en este método de recobro térmico.

Según la investigación, el avance del frente de combustión incluyendo su velocidad, puede ser predicho con precisión únicamente para simulaciones de campo de alta densidad de pozos. Para un yacimiento típico del Mar del Norte de 120 acres de espaciado entre pozos, se calculó un 11% de recobro incremental para la técnica HPAI posterior al waterflooding.

Tabla 5. Esquema de reacciones propuesto por Tingas et al

Reacciones	Energía de activación [Btu/lb-mol]	Entalpía [Btu/lb-mol]	Simulador
$C_7^+ \rightarrow 0.2C_{2-6} + 13.75 \text{ Coque}$	33300	0	CMG (STARS)
$C_7^+ \rightarrow 0.6CH_4 + 13.75 \text{ Coque}$	27000	0	
$\text{Coque} + 0.9O_2 \rightarrow 0.8H_2O + CO$	25200	225000	
$C_7^+ + 13.13O_2 \rightarrow 11.87H_2O + 14.4CO$	33300	4740000	
$C_{2-6} + 3.68O_2 \rightarrow 4.25H_2O + 3.11CO$	33300	9000000	
$CH_4 + 1.5O_2 \rightarrow 2H_2O + CO$	59450	12500000	
$CO + 0.5O_2 \rightarrow CO_2$	Ajustado para CO ₂ /CO	Ajustado para CO ₂ /CO	

Fuente: TINGAS, J. Field Scale Simulation Study of In-Situ Combustion in High Pressure Light Oil Reservoirs. AMOCO UK Exploration Co., and Malcolm Greaves. University of Bath, UK. SPE 35395. 1996.

2.4 MODELO CINÉTICO DE FASSIHI (2000)

Fassihi et al.⁴⁹ desarrollaron una metodología para la representación del comportamiento de fases en la simulación de los procesos de inyección de aire y

⁴⁹ FASSIHI M. R. et al. Laboratory and Simulation Characterization of Light Oil Air Injection. In Situ 24(4): 219-249. 2000.

flue gas para un crudo de 35 °API. El efecto de las constantes de equilibrio termodinámico de fases y los efectos composicionales sobre el desempeño de HPAI fueron evaluados.

El uso de un simulador composicional requiere un gran número de cálculos de las propiedades de los fluidos, al emplear una ecuación de estado para tales cálculos, el número de datos y el tiempo necesario para la simulación se incrementa considerablemente. Por tal motivo, se busca la forma de simplificar la descripción de las propiedades de los fluidos, para ello la primera tarea del estudio consistió en desarrollar correlaciones simples para el cálculo de las constantes de equilibrio de fases en función de la composición, temperatura y presión, y comparar los resultados con los obtenidos mediante ecuaciones de estado.

Para este estudio fueron comparados los resultados de tres diferentes modelos, los cuales se diferenciaban en la forma de determinar los valores de las constantes de equilibrio de fases. En el primer modelo, las constantes de equilibrio de fase se calcularon mediante ecuaciones de estado, en el segundo se usaron constantes de equilibrio dependientes de la composición calculadas mediante una correlación en función de la fracción de dióxido de carbono en la fase líquida, en el tercero se usaron valores del simulador térmico de aceite negro, los cuales como se mencionó anteriormente, son constantes a presiones y temperaturas específicas y los cuales fueron obtenidos mediante el emparejamiento de datos de movilidades y composiciones de los dos modelos anteriores. Los resultados obtenidos con los tres modelos fueron muy similares. Sin embargo, el modelo que usó la correlación en función de la fracción de CO₂ en el líquido presentó desviación de los resultados en la parte posterior y anterior del frente de desplazamiento.

El esquema de reacciones propuesto por Fassihi consta de cuatro reacciones de combustión y dos reacciones de craqueo, como se muestra a continuación:

Tabla 6. Esquema de reacciones propuesto por Fassihi et al.

Reacciones	Factor pre-exponencial	Energía de activación [Btu/lb-mol]	Entalpía [kcal/g-mol de O ₂]
$C_{12-17} \rightarrow 0.6663 \text{ Coque} + 1.5276 C_{7-11}$	3.3521E10 [h ⁻¹]	77435	0
$C_{18}^+ \rightarrow 1.255 \text{ Coque} + 2.8774 C_{7-11}$	3.3521E10 [h ⁻¹]	77435	0
$C_{7-11} + 12.062 O_2 \rightarrow 8.541 CO_2 + 7.145 H_2O$	4.0E10 [h ⁻¹ psi ⁻²]	48600	100
$C_{12-17} + 19.395 O_2 \rightarrow 25.871 CO_2 + 11.488 H_2O$	4.0E10 [h ⁻¹ psi ⁻²]	48600	100
$C_{18}^+ + 36.535 O_2 \rightarrow 25.871 CO_2 + 21.639 H_2O$	4.0E10 [h ⁻¹ psi ⁻²]	48600	100
$\text{Coque} + 1.455 O_2 \rightarrow 1.0 CO_2 + 0.9366 H_2O$	1.0E8 [h ⁻¹ psi ⁻²]	14967	100

Fuente: FASSIHI M. R. et al. Laboratory and Simulation Characterization Of Light Oil Air Injection. In Situ 24(4): 219-249. 2000.

2.5 MODELO CINÉTICO DE KUHLMAN (2000)

Kuhlman⁵⁰ evaluó el desempeño del proceso HPAI en dos yacimientos mecánicamente diferentes, uno corresponde a un cuarto de un patrón de cinco puntos dominado por fuerzas viscosas (modelo A) y el otro a un yacimiento buzado con presencia de domo salino y dominado por fuerzas gravitacionales (modelo B). Para el desarrollo de su investigación empleó tres simuladores diferentes de la compañía CMG: IMEX, STARS, y GEM. Se evaluó el efecto de la porosidad, espesor del yacimiento, intercalaciones de shale, tamaño del patrón, temperatura inicial del yacimiento y tipo de gas inyectado.

En el modelo A se usaron propiedades similares al campo Horse Creek de la cuenca Williston: un área de 320 acres, porosidad de 20%, 20 ft de espesor, permeabilidad promedio de 10 mD y un crudo de 32°API. En el modelo B se emplearon propiedades similares a las del campo West Hackberry: 1 D de permeabilidad, 30%

⁵⁰ KUHLMAN, M. Simulation of Light-Oil Air Injection into Viscous-Dominated and Gravity-Stable Reservoirs. MK Tech Solutions. Houston, TX. SPE 59331. 2000.

de porosidad, 70 ft de espesor, 20° de buzamiento y arenisca friable en el flanco del domo salino.

El modelo PVT de ambos fluidos fue generado en WINPROP. La composición del gas se consideró como una variable en la regresión para lograr el ajuste de las propiedades de los crudos en el punto de burbuja. En el simulador GEM se usaron diez componentes hidrocarburos junto con nitrógeno y dióxido de carbono, mientras que en STARS se emplearon seis componentes hidrocarburos, nitrógeno, dióxido de carbono y oxígeno. Las constantes de equilibrio usadas en el estudio no fueron reportadas.

En el modelo cinético el crudo fue agrupado en tres pseudocomponentes C_8-C_{17} , $C_{18}-C_{34}$, C_{34+} y cuatro reacciones: tres reacciones de combustión y una de craqueo para la fracción pesada, Ver tabla 7.

Los fluidos de inyección fueron: gas del yacimiento, aire y gases de combustión en los simuladores IMEX, STARS y GEM respectivamente. Es necesario mencionar que el estudio no hace énfasis en los efectos térmicos del frente de combustión, por ende, HPAI no es considerado como un proceso térmico; sin embargo, el autor afirma lo siguiente: “claramente la inyección de aire en crudos livianos es un proceso frío, pero los efectos térmicos pueden ser importantes”. Algunos de los principales resultados fueron los siguientes:

- Las pérdidas de calor generadas por las intercalaciones de arcilla y las formaciones subyacentes y suprayacentes no generan un cambio significativo en la producción para los casos estudiados.
- A medida que el espaciamiento entre pozos disminuye, la producción calculada en los simuladores IMEX y GEM disminuye, mientras que en STARS ocurre el efecto contrario; sin embargo, la disminución del espaciamiento disminuye el consumo de

oxígeno, incrementando la concentración del mismo su concentración en el gas producido y reduciendo en un 35% la temperatura máxima alcanzada.

Finalmente el autor recomienda el uso de un simulador térmico para la evaluación de la técnica HPAI, a menos que el caso de estudio considere yacimientos de gran espesor y alta temperatura, para lo cual el autor sugiere usar el simulador GEM.

Tabla 7. Esquema de reacciones propuesto por Kuhlman

Reacciones	Factor pre-exponencial [día ⁻¹]	Energía de activación [kcal/g-mol]	Simulador
$C_{8-17} + 16.66O_2 \rightarrow 11.39CO_2 + 10.54H_2O$	2500000	18610	CMG (STARS)
$C_{18-34} + 35.86O_2 \rightarrow 24.47CO_2 + 29.8H_2O$	2.5E6	18055	
$C_{34}^+ + 79.92O_2 \rightarrow 61.54CO_2 + 30.77H_2O$	1E6	25000	
$C_{34}^+ \rightarrow 2.386C_{18-34}$	1E7	26388	

Fuente: KUHLMAN, M. Simulation of Light-Oil Air Injection Into Viscous-Dominated and Gravity-Stable Reservoirs. MK Tech Solutions. Houston, TX. SPE 59331. 2000.

2.6 MODELO CINÉTICO A.H DE ZWART (2008)

A.H de Zwart et al.⁵¹ Desarrollaron un estudio de simulación para evaluar la influencia de los efectos térmicos sobre el factor de recobro incremental en HPAI. El modelo de simulación usado tenía alto grado de complejidad geológica, además, se usó un enmallado dinámico (DynaGrid) para caracterizar el frente de combustión más detalladamente. Finalmente, los resultados referentes a los efectos térmicos se presentaron a manera de comparación entre la simulación composicional (EOS) y térmica.

El crudo de 36°API fue dividido en cinco pseudocomponentes (C1, C6-C6, C7-C15,

⁵¹ DE ZWART. A.H. et al. The Modeling Challenge of High Pressure Air Injection. SPE-113917. 2008

C16-C26, C27+), se hizo análisis de sensibilidad y se demostró que el uso de menos pseudocomponentes conllevaba a una caracterización insuficiente del proceso de vaporización. El modelo cinético está conformado por una reacción de craqueo y tres de combustión. De las reacciones de combustión, en una se consume coque y en las otras dos se consumen respectivamente las fracciones livianas (C7-C15) y medianas (C16-C26) del crudo. Los coeficientes de equilibrio de fases a valores altos de temperatura fueron extrapolados a partir de las correlaciones incluidas en WinProp. Al igual que en estudios anteriores, la principal fuente de calor son las reacciones de combustión de los componentes líquidos, puesto que la depositación de coque es baja.

Para el ajuste del modelo cinético se usaron dos pruebas de tubo de combustión hechas en la Universidad de Calgary. Se logró un buen ajuste histórico de propiedades como la composición de los efluentes y la temperatura y velocidad en el frente de combustión. Por otra parte, propiedades como la producción de aceite, la irrupción del gas y la formación del banco de aceite no se lograron ajustar con precisión. Los autores mencionan que la dificultad en obtener un mejor ajuste se debe a fallas como la incertidumbre en los coeficientes de equilibrio de fases de las fracciones liviana y mediana, además de que el modelo cinético no incluye reacciones de adición de oxígeno ni de combustión de la fase gaseosa. Sin embargo, para el caso de estudio, el modelo se consideró aceptable. Posteriormente se hizo el escalamiento de los parámetros cinéticos para el modelo a escala de campo.

Los resultados obtenidos en la simulación muestran las diferencias entre simular HPAI en un simulador composicional y uno térmico, de tal manera que se puedan evidenciar los efectos favorables de la combustión sobre el incremento de la producción y factor de recobro. Finalmente, resaltan que un modelo de predicción cuantitativo para evaluar HPAI requiere un mejor esquema de reacciones en que se representen la combustión de las fases líquida y gaseosa con sus respectivos

parámetros cinéticos, además de la representación de las reacciones de adición de oxígeno.

Tabla 8. Esquema de reacciones propuesto por A.H de Zwart et al

Reacciones	Factor pre-exponencial	Energía de activación [cal/g-mol]	Entalpía [Btu/lb-mol]	Simulador
$C_{27}^+ \rightarrow C_{7-15} + Coque$	3.32E20 [día ⁻¹]	62000	40000	CMG (STARS)
$C_{7-15} + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$	7.25E11 [día ⁻¹ psi ⁻¹]	33000	2917200	
$C_{16-26} + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$	7.25E11 [día ⁻¹ psi ⁻¹]	33000	12757500	
$Coque + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$	1E6 [día ⁻¹ psi ⁻¹]	14000	225000	

Fuente: DE ZWART. A.H. et al. The Modeling Challenge of High Pressure Air Injection. SPE-113917. 2008

2.7 MODELO CINÉTICO DE YALDA BARZIN (2013)

El objetivo central de la investigación consistió en proponer un modelo cinético representativo de las reacciones que ocurren en el proceso de inyección de aire a alta presión. Para lograr este objetivo, se realizaron 15 pruebas en un reactor de oxidación con rampa de temperatura a alta presión (HPRTO – High Pressure Ramped Temperature Oxidation), utilizando un crudo parafínico de 37° API y un hidrocarburo puro (n-C₁₅H₃₂). De las pruebas, 6 fueron inyección de nitrógeno y las demás, inyección de aire⁵².

Con el fin de estudiar la cinética de la oxidación, la eficiencia de barrido del empuje por gases a temperatura inicial del yacimiento en ausencia de oxidación y el comportamiento de la destilación en los hidrocarburos seleccionados, se realizaron tres tipos de pruebas que consistieron en: inyección de aire con rampa de

⁵² BARZIN, Y. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 2013, 23 p.

temperatura, inyección de nitrógeno a temperatura del yacimiento, e inyección de nitrógeno con rampa de temperatura respectivamente. Los resultados experimentales fueron posteriormente simulados a través de un modelo numérico.

Debido a que el principal objetivo del estudio era reproducir las pruebas de inyección de aire desde la perspectiva de un modelo cinético confiable, se simularon en primer lugar las pruebas de inyección de N_2 con el fin de reproducir el comportamiento de la destilación observado en las pruebas y de esta manera ajustar, en ausencia de un esquema de reacciones, el modelo PVT del fluido además de otros parámetros como: curvas de permeabilidad relativa, propiedades térmicas de la roca y fluidos, coeficientes de transferencia de calor, entre otros.

Después de ajustados los parámetros, asegurando un modelamiento adecuado de los mecanismos de empuje y el fenómeno de destilación, se procedió con la construcción del modelo cinético como se muestra a continuación:

1. Se definió un esquema base de reacción. Los coeficientes estequiométricos fueron calculados mediante balances de materia basados en datos experimentales.
2. Los valores base de los parámetros cinéticos fueron calculados a partir de datos experimentales usando la metodología propuesta por Fassihi *et al.* (1984). Los calores de reacción para cada pseudocomponente fueron estimados a partir de datos de calores de combustión medidos en cadenas de hidrocarburos con pesos moleculares similares. El calor liberado en las reacciones de adición de oxígeno se estimó en base a la cantidad de oxígeno consumido y un calor de reacción de 3716 KJ/m³ para el aire.
3. Se incorporó el modelo cinético dentro del modelo numérico y se realizó el ajuste histórico. Entre los parámetros cinéticos sólo se permitió ajustar el factor de frecuencia, puesto que el cálculo experimental de este es el de mayor incertidumbre.

4. Los resultados de la simulación fueron analizados. El esquema de reacción, junto con los parámetros de la combustión de la fase vapor fueron modificados en base al comportamiento observado, así como del conocimiento obtenido a lo largo de la investigación.
5. Los pasos 3 y 4 fueron repetidos en ciclo hasta que el historial de producción y temperatura fueran reproducidos satisfactoriamente por el modelo.

Inicialmente se utilizó un esquema de 5 reacciones, compuesto por 3 reacciones de combustión, las cuales involucran a los componentes livianos, medianos y pesados en la fase líquida. Una reacción de combustión del coque y una de craqueo de los componentes pesados. Sin embargo, con este esquema basado en las reacciones de combustión de la fase líquida no se logró reproducir los resultados experimentales de las pruebas de inyección de aire, por las siguientes razones:

- La forma de los picos exotérmicos en el perfil de temperatura y el inicio de la formación del frente de combustión no fueron predichos adecuadamente.
- Los tiempos de formación y consumo de coque no fueron correctos; por ende, la producción de óxidos de carbono tampoco fue precisa.
- La cantidad de coque producido, quemado y depositado, no se ajustó con los datos experimentales. Por lo cual, se evidenció la necesidad de involucrar otros recursos dentro del esquema de reacción inicial que permitieran la formación del coque.

Las observaciones experimentales de este estudio mostraron que a temperaturas menores a 350 °C las reacciones de adición de oxígeno pueden producirse y formar una fase líquida pesada (asfaltenos) no volátil, la cual posteriormente participará de las reacciones de craqueo formando componentes más livianos y coque.

Generalmente las reacciones de adición de oxígeno y el craqueo inducido por oxígeno no son tenidas en cuenta dentro de HPAI. Sin embargo, al incluirlas dentro del esquema de reacción inicial, los perfiles de producción de gas y coque, junto con el inicio del frente de combustión fueron simulados logrando un mayor ajuste. Por otra parte, las pruebas de inyección de aire y nitrógeno permitieron evidenciar. Como resultado de la investigación, se incorporaron las reacciones de oxidación que pueden ocurrir en la fase vapor dentro de un modelo cinético que integra los cambios composicionales de los hidrocarburos y las características de liberación de energía durante las reacciones de adición de oxígeno. Adicionalmente, se introdujo el concepto de rango de inflamabilidad para que el modelo reconociera las condiciones de temperatura, presión, tasa de inyección de aire y concentración en las cuales la fase de vapor participa de las reacciones de combustión.

Por último, el modelo cinético fue ajustado y validado mediante la simulación numérica de las pruebas realizadas en el HPRTO usando la herramienta STARS de CMG y obteniendo resultados satisfactorios.

Tabla 9. Esquema de reacciones propuesto por Yalda Barzin.

Reacciones	Factor pre-exponencial	Energía de activación [cal/g-mol]	Entalpía [J/g-mol]
$C_{6-9} + 11.22O_2 \rightarrow 7.61CO_2 + 7.23H_2O$	4.4E6	2.3E4	4.0E6
$C_{10-20} + 20.06O_2 \rightarrow 13.60CO_2 + 12.92H_2O$	1.7E8	3.5E4	7.2E6
$C_{21+} + 44.41O_2 \rightarrow 30.11CO_2 + 28.6H_2O$	7.0E2	4.3E4	1.2E7
$C_{10-20} + 1.005O_2 \rightarrow 0.37 Asp$	4.0E3	7.6E4	8.6E4
$Asp \rightarrow 2.70C_{6-9} + 0.42C_{21+} + 2.77O_2 + 3.95 coque$	1.3E14	9.4E4	0
$Asp \rightarrow 1.11C_{6-9} + 0.54C_{21+} + 20 coque$	1.0E14	1.0E5	0
$coque + 1.25O_2 \rightarrow CO_2 + 0.5H_2O$	1.3E6 [4.5E4	4.1E5

Fuente: BARZIN, Y. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 2013, 23 p.

2.8 MODELO CINÉTICO DE HU JIA (2016)

Jia, H. et al.⁵³ investigaron los mecanismos de recobro y los procesos físicos que ocurren en la técnica HPAI utilizando simulación numérica de yacimientos. Un crudo del mar del norte de 40,2 °API fue utilizado en la simulación y el efecto de algunos parámetros como: la concentración molar de oxígeno en el aire inyectado, la temperatura del aire, la energía de activación y la estructura geológica de las formaciones, fueron analizados.

El modelo base de simulación fue ajustado usando los resultados obtenidos por Tingas en la simulación de HPAI en un campo de crudo liviano del mar del norte. La presión inicial del yacimiento fue de 6440 psi y la temperatura de 210 °F. Un buzamiento de 15° fue utilizado con el fin de poder analizar los efectos de la estructura geológica en los procesos HPAI.

Para el modelamiento de los fluidos y el esquema de reacciones se tuvieron en cuenta los siguientes pseudocomponentes: C21+, C11-C20, C6-C10, C2-C5 y CH4. El modelo cinético involucra diez reacciones de las cuales tres son de craqueo y siete de combustión. Las reacciones de adición de oxígeno no se consideraron en el esquema debido a que la temperatura del yacimiento es lo suficientemente alta para alcanzar rápidamente la ignición espontánea, permitiendo que las reacciones de rompimiento de enlaces dominen el proceso. Los parámetros cinéticos fueron tomados del trabajo de Tingas. Ver tabla 10.

En los resultados de la simulación se evidenció que durante la etapa inicial de HPAI, la recuperación se debe principalmente a un empuje por gases; sin embargo después de 0,75 volúmenes porosos de aire inyectado el barrido por el frente de combustión ocasionado por los efectos térmicos se convierte en el principal

⁵³ JIA, H; SHENG, J. Numerical Modeling on Air Injection in a Light Oil Reservoir: Recovery Mechanism and Scheme Optimization. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu. 2016.

mecanismo de recuperación en la técnica.

El factor de recobro obtuvo una variación del 43.70% al 55.29% con un incremento en la concentración de oxígeno del 10 al 50% molar; es decir a mayor concentración de oxígeno el factor de recobro aumenta. Además, la temperatura promedio del yacimiento también incremento de 210.91 a 370.94 °F. No obstante, el porcentaje incremental del factor de recobro decreció en la medida en que se varió la concentración de oxígeno del 30 al 50% molar. Por lo cual una alta concentración de oxígeno en el aire inyectado puede reducir algunos beneficios potenciales del desplazamiento por flue gas en el incremento del factor de recobro debido a la baja solubilidad del N₂ en el crudo en estos casos.

La temperatura del aire inyectado no afecto considerablemente el factor de recobro; sin embargo, al incrementar la temperatura el tiempo de ignición se redujo. Debido a que en HPAI se tienen condiciones de alta profundidad, altas temperatura y presencia de crudos livianos, estos pueden alcanzar con facilidad la ignición espontanea, por lo cual no es necesario incrementar la temperatura en el aire inyectado. Además, los resultados sugieren que la implementación de la técnica genera un mayor factor de recobro cuando esta se hace sin antes haber sometido el yacimiento a un waterflooding previo.

Tabla 10. Esquema de reacciones propuesto por Hu Jia, H. et al.

Reacciones	Factor pre-exponencial	Energía de activación*1 [BTU/lb-mol]	Entalpía [J/g-mol]
$C_{21+} \rightarrow 7.423CH_4 + 30.927Coque$	1.274E5	30000	0
$C_{21+} \rightarrow 5.213C_{2-5} + 21.674Coque$	8.91E4	31000	0
$C_{11-20} \rightarrow 3.354CH_4 + 11.474Coque$	5E4	40000	0
$C_{21+} + 38.969O_2 \rightarrow 39.287H_2O + 38.51CO$	3.846E10	2000	10294
$C_{11-20} + 15.358O_2 \rightarrow 15.888H_2O + 14.829CO$	3.846E10	10000	4920
$C_{6-10} + 7.624O_2 \rightarrow 8.115H_2O + 7.152CO$	3.846E10	2000	2420
$C_{2-5} + 3.734O_2 \rightarrow 4.268H_2O + 3.199CO$	3E5	2000	1463
$Coque + 1.4O_2 \rightarrow 0.8H_2O + CO_2$	3.846E10	2000	461
$CH_4 + 1.5O_2 \rightarrow 2H_2O + CO$	1.91E5	2000	1463
$CO + 0.5O_2 \rightarrow CO_2$		2000	283800

Fuente: JIA, H; SHENG, J. Numerical Modeling on Air Injection in a Light Oil Reservoir: Recovery Mechanism and Scheme Optimization. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu. 2016.

3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN CONCEPTUAL

Con el objetivo de evaluar el desempeño de la técnica HPAI, Ecopetrol proporcionó información de cinco diferentes campos que cumplen con los criterios de screening propuestos en la literatura (Ver tabla 11). Estos campos se encuentran distribuidos en las cuencas del Valle Medio del Magdalena, Los Llanos Orientales y Putumayo (Ver figura 2). Para seleccionar al mejor candidato se utilizó la metodología de Niz-Velásquez, et al.⁵⁴

Figura 2. Distribución de los campos candidatos en el territorio colombiano



⁵⁴ NIZ-VELÁSQUEZ, E. et al. A Methodology for Screening and Ranking of Reservoirs for Light Oil Air Injection Implementation. Ecopetrol S.A. SPE 169951-MS. 2014.

Tabla 11. Principales propiedades de los campos candidatos

Propiedad/ Campo	Campo 1	Campo 2	Campo 3	Campo 4	Campo 5
OOIP [MMbb]	60	170.5	57.4	96.7	581
K [mD]	15	20	80	559	200
Profundidad [ft]	7000	18500	7942	8300	9815
T° [°F]	150	150	150	204	230
p actual [psi]	2300	5164	1733	2100	3200

A continuación, se explicará paso a paso la implementación de la metodología aplicada a este caso particular.

Inicialmente, se evalúan las propiedades preestablecidas por los autores para cada uno de los campos (Ver tabla 12):

- Transmisibilidad de la formación: la cual es el producto de la permeabilidad absoluta por el espesor neto de la formación dividido entre la viscosidad del crudo. Esta propiedad se expresa en milidarcy por pie sobre centipoise [mD-ft/cP].
- Concentración de aceite: se obtiene al multiplicar la saturación de aceite por la porosidad de la formación, este parámetro es adimensional.
- Espesor neto de la formación en pies [ft].
- Temperatura inicial del yacimiento en grados Fahrenheit [°F].
- Profundidad del yacimiento en pies [ft].

Tabla 12. Propiedades a evaluar en cada campo según la metodología propuesta por Niz-Velásquez, et al.

Niz-Velásquez, et al.	Campo 1	Campo 2	Campo 3	Campo 4	Campo 5
Transmisibilidad kh/μ [mD-ft/cP]	28.8	666.7	1702.1	8506.5	15517.2
Concentración de aceite, $So*\phi$	0.09	0.06	0.09	0.07	0.09
Espesor Neto [ft]	50	13	50	35	45
Gravedad API	28.2	34	28.5	26.5	32.8
Temperatura de Yacimiento [°F]	150	150	150	204	230
Profundidad [ft]	7000	18500	7942	8300	9815

Fuente: NIZ VELASQUEZ, E; MOORE, R.G; MEHTA, S.A and URSENBACH, M.G. Reservoir Simulation Assessment of the Oil Recovery Mechanisms in High-Pressure Air Injection (HPAI). PETSOC 2006-068, 2006.

Cada una de las propiedades tiene un peso establecido por los autores de la metodología. Para ello, dividen 10 puntos entre las 5 propiedades los cuales se reparten descendientemente de acuerdo a su importancia, (ver tabla 13).

Tabla 13. Peso de cada propiedad

Propiedad	Peso
Transmisibilidad kh/μ [mD-ft/cP]	3
Concentración de aceite, $So*\phi$	2.5
Espesor Neto [ft]	2
Temperatura de Yacimiento [°F]	1.5
Profundidad [ft]	1

En el siguiente paso se clasifica cada campo de acuerdo a su nivel de proximidad con los valores de screening propuestos. En cada propiedad existen tres categorías, compuestas por un rango y un puntaje (ver tabla 14). Para cada propiedad hay un rango óptimo al cual se le asigna el mayor puntaje equivalente a uno, éste se determina de acuerdo a lo siguiente:

- Transmisibilidad: Los valores bajos definidos en la categoría uno son desfavorables y los valores muy altos, definidos en la categoría tres, pueden causar inestabilidad en el desplazamiento, por lo cual, los valores intermedios son ideales.
- Concentración de aceite: Siempre son favorables los valores más altos.
- Espesor: valores muy bajos pueden resultar en pérdidas de energía hacia formaciones adyacentes y valores muy altos pueden afectar negativamente la estabilidad del desplazamiento.
- Temperatura inicial: Siempre son favorables los valores más altos, esto se debe a la variación de la velocidad de las reacciones con la temperatura.
- Profundidad: En yacimientos someros hay limitación en la presión de operación, la cual afecta la reactividad de los crudos livianos. Por otra parte, en yacimientos muy profundos, los costos de los pozos y de la compresión del aire pueden resultar en la inviabilidad de la implementación, por lo cual, las profundidades intermedias son ideales.

Tabla 14. Parámetros para calcular el puntaje de priorización

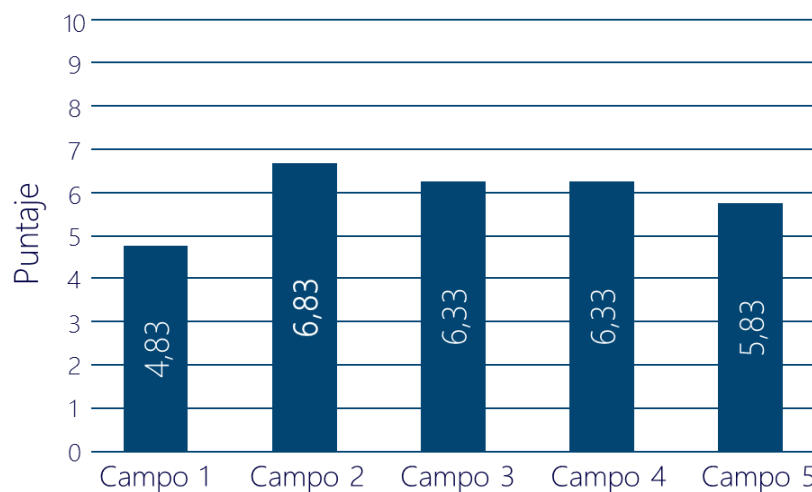
Parámetro	Categoría 1		Categoría 2		Categoría 3	
	Rango	Puntaje	Rango	Puntaje	Rango	Puntaje
Transmisibilidad kh/ μ [mD-ft/cP]	20-300	0.5	300-3000	1.0	>3000	0.5
Concentración de aceite, $S_o \cdot \phi$	0.08-0.12	0.33	0.12-0.17	0.67	>0.17	1
Espesor Neto [ft]	<10	0.5	10-40	1	>40	0.5
Temperatura de Yacimiento [°F]	125-165	0.33	165-205	0.67	>205	1
Profundidad [ft]	3000-7000	0.5	7000- 11000	1	>11000	0.5

Fuente: NIZ VELASQUEZ, E; MOORE, R.G; MEHTA, S.A and URSENBACH, M.G. Reservoir Simulation Assessment of the Oil Recovery Mechanisms in High-Pressure Air Injection (HPAI). PETSOC 2006-068, 2006.

El siguiente paso es comparar las propiedades de los campos especificadas en la tabla 12 con las categorías de la tabla 14. Dependiendo del rango en el que esté cada propiedad se asigna el puntaje correspondiente a cada categoría. Este puntaje se debe multiplicar por los pesos especificados en la tabla 13. Finalmente se hace la sumatoria de los puntajes obtenidos para determinar el mejor candidato.

La Figura 3 muestra los puntajes obtenidos por cada campo. En ella se evidencia que el campo con las mejores propiedades es el campo número 2, por lo cual fue el campo seleccionado para la presente investigación.

Figura 3. Puntaje obtenido por cada campo



Es importante mencionar que esta metodología permite establecer un ranking para seleccionar al mejor candidato evaluando propiedades del yacimiento. Sin embargo, la implementación de la inyección de aire a alta presión está condicionada por las propiedades oxidativas del crudo, las cuales se determinan mediante pruebas de laboratorio como: TGA (thermogravimetric analysis), DSC (differential scanning calorimetry), DTA (differential thermal analyzer), ARC (accelerating rate calorimetry), SBR (small batch reactor) entre otras. En la literatura se ha propuesto una guía de cómo evaluar la factibilidad de la implementación de la inyección de aire mediante los estudios térmicos recién mencionados⁵⁵.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

El modelo construido es una representación simplificada o conceptual de las propiedades más importantes de un campo de crudo liviano colombiano, en el cual se evaluará la factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire a alta presión. En la construcción del modelo se utilizaron las herramientas

⁵⁵ HUANG, S. SHENG, J, J. Discussion of Thermal Experiments' Capability to Screen the Feasibility of Air Injection. Fuel, Volume 195, 1 May 2017, Pages 151-164, ISSN 0016-2361.

software de la compañía CMG. El modelo de fluidos se ajustó en WinProp a partir de un PVT sintético y la simulación de la producción primaria y la inyección de aire se realizó en STARS.

3.1.1 ENMALLADO DE SIMULACIÓN

El dimensionamiento del modelo se realizó con base en estudios de simulación de HPAI reportados en la literatura^{56,57,58,59}. Se recopilaron datos de los diferentes modelos, como: cantidad de bloques en x,y,z, número de celdas activas, dimensiones de las celdas, área, espaciamiento y posición de los pozos (Ver tabla 15). A partir de estos datos se evidenció que el espaciamiento entre pozos es similar en los modelos revisados, el cual tiende a ser un valor aproximado de 1500 ft, por lo cual se decidió tomar como punto de partida este valor para la construcción del modelo.

El modelo base se construyó con un grid rectangular de tipo cartesiano con 88 celdas en dirección X, 20 en dirección Y y 4 en dirección Z, para un total de 7040 celdas activas. La longitud de cada celda en las direcciones i, j es de 20 y 45 ft respectivamente, mientras que el espesor de cada capa es de 6,5 ft, lo cual resulta en un modelo cuyas dimensiones son 1760 ft en dirección i, 900 ft en dirección j, resultando en un área de 36,36 acres.

⁵⁶ TINGAS, J. Field Scale Simulation Study of in Situ Combustion in High Pressure Light Oil Reservoirs. SPE 35395. 1996.

⁵⁷ KUHLMAN, M. Simulation of Light-Oil Air Injection into Viscous-Dominated and Gravity-Stable Reservoirs. MK Tech Solutions. Houston, TX. SPE 59331. 2000.

⁵⁸ DHIRAJ, D. Simulating Enhanced Oil Recovery (EOR) by High Pressure Air Injection (HPAI) in West Texas Light Oil Reservoirs. University of Texas at Austin. 2004.

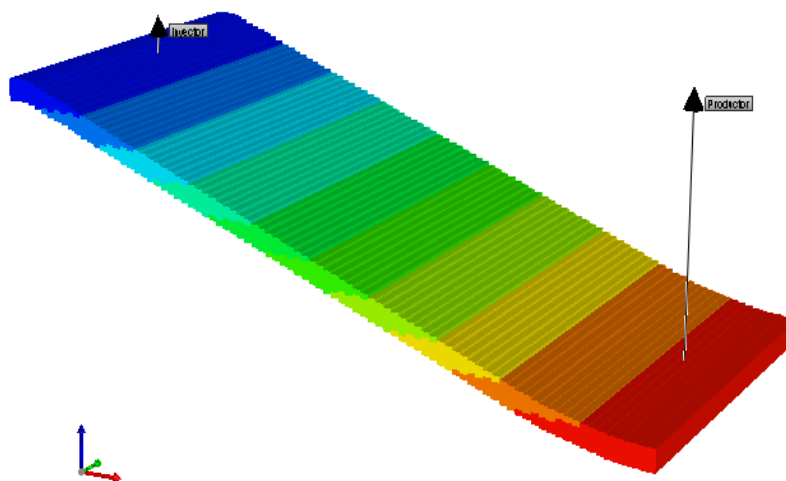
⁵⁹ JIA, H. SHENG, J. J. Numerical Modeling on Air Injection in a Light Oil Reservoir: Recovery Mechanism and Scheme Optimization, Fuel, Volume 172, 15 May 2016, Pages 70-80, ISSN 0016-2361.

El tope de las celdas se configuró de tal manera que se representara el buzamiento de 10° conservando la profundidad promedio de 18500 ft. Una vez construido el modelo, se procede a ingresar los datos de las propiedades especificadas en la tabla 16.

Tabla 15. Revisión datos de modelos de simulación

Año	Autor	Grid	Celdas Activas	Área [Acres]	Espesor [ft]	Distanciamiento pozos [ft]	Configuración Pozos
1996	Tingas	9x5x4	180.0	1-120	80.0	1500.0	Esquinas
2000	Kuhlman	17x17x6	1734	320	20		Diagonal
2000	Kuhlman	40x15x7	4200	160-80- 40-20	20	5582-2664-1332	Diagonal
2004	Dembla Dhiraj	30x30x6	5400	40	92	1866	Esquinas
2016	Jia	22x9x5	990	54.44	175	1370 aprox	Eje Central

Figura 4. Vista del tope del modelo de simulación



3.1.2 DESCRIPCIÓN FÍSICA DEL MODELO

Ecopetrol S.A proporcionó suficientes datos para realizar la caracterización física del modelo a escala conceptual, dicha información para una de las formaciones productoras del campo 2 se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16. Propiedades del campo 2

Propiedades			
Área [Acres]	36.36	Profundidad [ft]	18500
Espesor [ft]	13	T° prom [°F]	240
ϕ [fracción]	0.1	°API	34
Soi	0.7	μ [cP]	0.39
Swi	0.3	Rsi [ft ³ /bbl]	550
Boi [bbl/STB]	1.78	Pb [psi]	3389
OOIP [MMbbl]	63.5	Pi [psi]	7706
K prom [mD]	20	Pact [psi]	5164
Kv/Kh [mD/mD]	0,25-0,75	Datum [ft]	18258
K max [mD]	40	Prod max liq [bbl]	20000
ϕ min	0.08	Bo @Pb [bbl/STB]	1.70
ϕ max	0.12		

En la tabla anterior se observa que las condiciones iniciales del modelo corresponden a una presión de 7706 psi a una profundidad de 18500 ft y una temperatura de 240 °F; sin embargo, la presión actual es de 5164 psi debido al aceite recuperado por mecanismos de producción primaria como la expansión roca-fluido y el empuje por agua debido a la presencia de un acuífero parcialmente activo.

Las curvas de permeabilidad relativa se construyeron usando las correlaciones de Hirasaki, para ello fueron tomados los endpoints del estudio de simulación de Tingas, en el cual se hizo la simulación de HPAI en un yacimiento de crudo liviano del Mar del Norte con gravedad API similar a la del crudo del campo 2.

Tabla 17. Endpoints tomados del estudio de Tingas

Endpoints curvas Kr					
Swi	Saturación de agua intersticial	0.45	Sgc	Saturación crítica de gas	0.06
Swir	Saturación de agua irreducible	0.45	Kroiw	Permeabilidad realtiva del aceite @ saturación de agua intersticial	0.4
Sorw	Saturación de aceite residual (Sistema W/O)	0.15	Krwro	Permeabilidad realtiva del gas @ saturación de aceite residual	0.1
Sorg	Saturación de aceite residual (Sistema G/O)	0.1	Krgro	Permeabilidad realtiva del agua @ saturación de aceite residual	0.2
Exponentes			1.6		

Fuente: TINGAS, J. Field Scale Simulation Study of In-Situ Combustion in High Pressure Light Oil Reservoirs. AMOCO UK Exploration Co., and Malcolm Greaves. University of Bath, UK. SPE 35395. 1996.

Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa usadas en el modelo. Sistema W/O

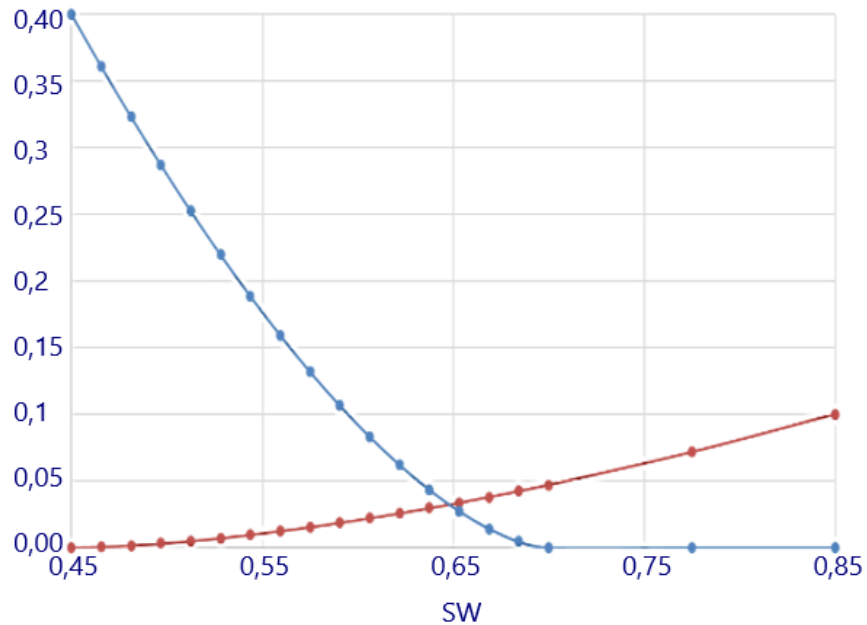
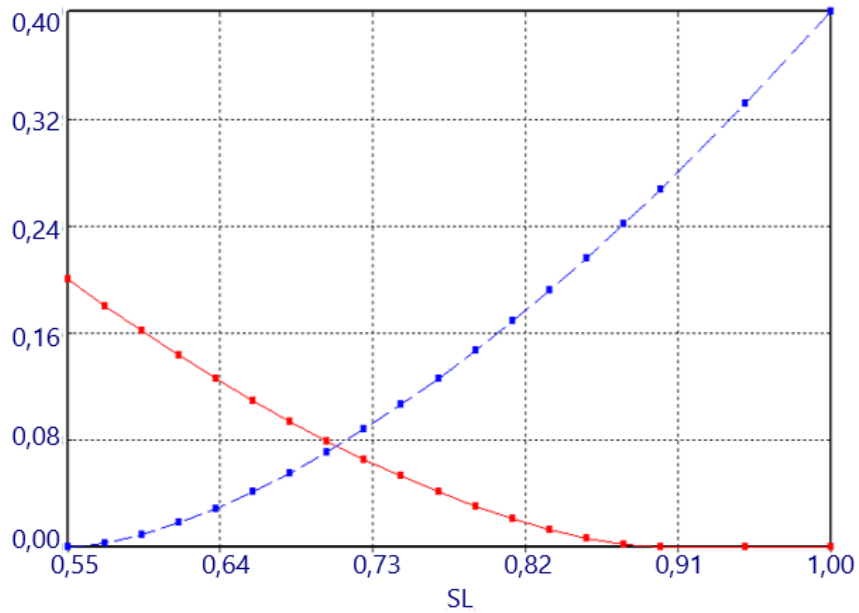


Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa usadas en el modelo. Sistema G/L



La conductividad y capacidad térmica de la roca son propiedades que se deben tener en cuenta para un estudio de simulación de inyección de aire. Además, hay que tener en cuenta las pérdidas de calor que se presentan en los límites subyacente y supra yacente de la formación productora. En el modelo se usaron los datos default del ejemplo disponible de combustión in situ del módulo STARS de CMG los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 18. Propiedades térmicas del sistema

Capacidad calorífica de la roca	35 BTU/ft ³ -°F
Conductividad térmica de la roca	24 BTU/ft-día-R
Conductividad térmica de la fase acuosa	8.6 BTU/ft-día-R
Conductividad térmica de la fase oléica	1.8 BTU/ft-día-R
Conductividad térmica de la fase gaseosa	1.2 BTU/ft-día-R
Pérdidas de calor en las capas subyacente y suprayacente	35 BTU/ft ³ -°F

La compresibilidad de la roca fue estimada mediante la correlación de Hall. En esta, la compresibilidad es función únicamente de la porosidad, la cual en este caso es baja debido a la profundidad del yacimiento (18500 ft). El valor estimado fue de $4,88 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ considerando la porosidad promedio de 10% del Campo 2.

Ecuación 12. Compresibilidad de la formación

$$C_f = \left(\frac{1,782}{\Phi^{0,438}} \right) * 10^{-6}$$

Donde, Φ es la porosidad de la roca.

El modelo cuenta con la representación del acuífero presente en el yacimiento. La zona de contacto agua petróleo se definió a 18648 ft teniendo en cuenta el ángulo de buzamiento de 10°. El acuífero está en la región más profunda del modelo la cual se refiere a los bloques 88:88i, 1:20j, 4:4k. Éste se modeló mediante el método de Carter Tracy de extensión limitada.

Como se observa en la figura 4, la configuración de los pozos corresponde a un patrón de línea directa, dos pozos productores fueron definidos desde el inicio de la simulación. Una vez superada la producción primaria se inicia la inyección de aire, para lo cual se crea un pozo inyector en la misma celda del pozo productor que se encuentra ubicado en el tope de la formación.

El periodo de producción primaria es de 9 años debido a que en ese tiempo la energía del yacimiento disminuye de tal forma que la presión cae desde su valor inicial hasta un valor aproximado de 400 psi por encima de la presión de la burbuja, en este punto se cierra el productor ubicado en el tope y se inicia la inyección de aire por un periodo de 10 años.

Se definió un constraint de 3800 psi de BHP para los dos productores con la finalidad de que la presión del yacimiento no caiga por debajo de la presión de burbuja y que exista un margen de seguridad para evitar la generación de una capa de gas. Los constraints del pozo inyector serán variables a analizar para determinar los parámetros operacionales óptimos.

3.2 MODELO DE FLUIDOS

Al momento de realizar simulación numérica de un proceso de inyección de aire, se involucra inmediatamente el desarrollo de un modelo de fluidos que pueda representar adecuadamente las condiciones termodinámicas y reacciones a las que estén sometidos los fluidos en el yacimiento.

En HPAI, debido a las altas presiones, altas profundidades y la presencia de crudos livianos, los cuales tienden a experimentar un mayor grado de cambios composicionales dada su gran cantidad de fracciones livianas, se resalta aún más la importancia de crear un modelo de fluidos robusto que represente con detalle los

fenómenos de transferencia de calor, transferencia de masa, así como el comportamiento oxidativo y comportamiento termodinámico de fases de los fluidos presentes en el yacimiento.

Adicionalmente, estudios recientes⁶⁰ han corroborado que la fase vapor de los hidrocarburos puede participar en las reacciones de combustión siempre y cuando las condiciones de presión, temperatura y composición permitan al componente hidrocarburo ubicarse dentro del rango de inflamabilidad. Por ende, si no se realiza un correcto ajuste del comportamiento de fases, el cual controlará la composición de cada componente dentro de la fase líquida y vapor, podría despreciarse el aporte de estas reacciones en las cuales participa la fase vapor, subestimando el potencial de recobro de la técnica HPAI.

A continuación, se explicará el procedimiento utilizado para el desarrollo del modelo de fluidos, el cual consiste en los siguientes pasos⁶¹:

- 1. Identificar la composición del crudo:** En la construcción del modelo de fluidos generalmente se parte de una composición conocida, proveniente de una cromatografía, conformada por una extensa lista de componentes, siendo el último componente (fracción plus) pieza clave para el análisis del modelo y posteriores esquemas de fraccionamiento (Splitting) y agrupamiento (Lumping).

Para el fluido del campo de estudio no se contaba con datos de cromatografía. No obstante, se utilizó la composición de un crudo liviano con similar API proveniente de un campo en el cual se ha aplicado con éxito la técnica HPAI.

⁶⁰ BARZIN, Y. et al. Impact of Distillation on the Combustion Kinetics of High Pressure Air Injection (HPAI). SPE-129691-MS, 2010.

⁶¹ PALMA, J.M. The Role of the Phase Behavior Model within the Numerical Simulation of In Situ Combustion Processes. SPE 165429-MS, 2013.

Es válido aclarar que el hecho de que ambos fluidos posean un API similar, no garantiza en absoluto un comportamiento parecido entre ambos fluidos. Por lo cual es de gran importancia contar con pruebas experimentales tanto de la composición, así como del comportamiento oxidativo y de fases del crudo, ya que son factores clave para determinar el éxito del proyecto.

La composición utilizada se muestra a continuación:

Tabla 15. Composición del fluido

Componente		Mol %	MW	Componente		Mol %	MW
N2	Nitrógeno	1,03	28,01	FC14	Tetradecanos	2,72	190
CO2	Dióxido de Carbono	0,48	44,01	FC15	Pentadecanos	2,63	206
CH4	Metano	42,76	16,04	FC16	Hexadecanos	2,21	222
C2H6	Etano	2,98	30,07	FC17	Heptadecanos	1,92	237
C3H8	Propano	1,15	44,1	FC18	Octadecanos	1,78	251
IC4	Isobutano	10,34	58,12	FC19	Nonadecanos	1,43	263
NC4	Normal Butano	0,92	58,12	FC20	Eicosanos		275
IC5	Isopentano	0,47	72,15	FC21	Henicosanos	1,06	291
NC5	Normal Pentano	0,39	72,15	FC22	Docosanos	0,94	305
FC6	Hexanos	1,09	84	FC23	Tricosanos	0,81	318
FC7	Heptanos	3,08	96	FC24	Tetracosanos	0,71	331
FC8	Octanos	3,50	107	FC25	Pentacosanos	0,67	345
FC9	Nonanos	3,21	121	FC26	Hexacosanos	0,53	359
FC10	Decanos	3,22	134	FC27	Heptacosanos	0,53	374
FC11	Undecanos	2,93	147	FC28	Octacosanos	0,53	388
FC12	Dodecanos	2,76	161	FC29	Nonacosanos	0,45	402
FC13	Tridecanos	3,1	175	FC30+	Triacotanos plus	6,39	717

2. Identificación de las propiedades y pruebas experimentales: Posterior a la caracterización del crudo mediante análisis composicional, se procede a realizar una revisión de las propiedades y pruebas PVT del fluido con las que se cuenta.

Estos datos serán cargados al simulador para realizar el ajuste del comportamiento termodinámico del fluido.

A pesar de no contar con pruebas PVT, se conocen algunas propiedades del crudo y de la formación que pueden ser utilizadas para la elaboración de un PVT sintético. Este se crea mediante correlaciones empíricas, las cuales son desarrolladas a partir de pruebas de laboratorio, con datos obtenidos de varios campos y diferentes tipos de crudos que posteriormente se expresan mediante ecuaciones numéricas, por tanto, su elección debe estar sustentada con argumentos sólidos de producción. Adicionalmente es necesario verificar el rango de valores en las que cada correlación puede aplicarse, previo a la selección de las mismas.

En la siguiente tabla se muestran las propiedades del crudo y de la formación que fueron utilizadas en la construcción del PVT sintético:

Tabla 16. Propiedades del fluido

Propiedad	Valor
Tyto [°F]	240
Pi [psi]	7706
Pact [psi]	5164
Pb [psi]	3389
°API	34
Rsi [ft ³ /bbl]	550
μ @Pb [cP]	0.39
Bo @Pb [bbl/STB]	1.77

Para el factor volumétrico de formación del aceite y la relación gas/aceite (Rs) se utilizaron las correlaciones de standing. Para la viscosidad del crudo se empleó la correlación de Vázquez y Beggs.

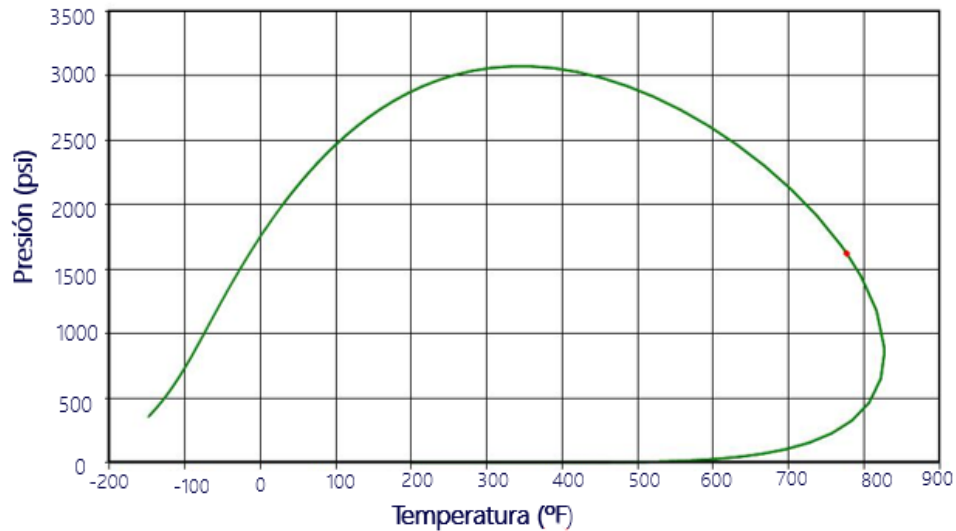
3. Cargar al simulador: Para la elaboración y ajuste del modelo de fluidos se utilizó la herramienta WINPROP de la compañía Computer Modelling Group (CMG). Este software se encarga del modelado del equilibrio multifásico por ecuaciones de estado, además incluye características que permiten realizar la caracterización de fluidos, agrupamiento de componentes, ajuste de datos de laboratorio por medio de regresiones, simulación de procesos de múltiples contactos, construcción de diagramas de fases, precipitación de sólidos, entre otras opciones. Las pruebas de laboratorios que se pueden analizar en Winprop incluyen⁶²:

- Recombinación de aceite y gas a condiciones de separador
- Compresibilidad
- Expansión a composición constante (CCE),
- Liberación diferencial (DL)
- Pruebas de separador
- Depleción a volumen constante
- Pruebas de hinchamiento.

4. Evaluar el comportamiento inicial del fluido: Con la información cargada en el simulador, se procede a la elaboración del modelo de fluidos. Inicialmente, es importante evaluar el comportamiento del crudo teniendo en cuenta todos los componentes identificados dentro del mismo. En este punto se analiza el comportamiento de la envolvente de fases generada por el simulador y de igual manera se corrobora si la presión de saturación se ajusta al valor reportado, de lo contrario se debe realizar un ajuste, teniendo en cuenta parámetros de regresión como la presión crítica, temperatura crítica o peso molecular de la fracción o componente que presente la mayor incertidumbre.

⁶² Winprop. Phase-Behaviour and Fluid Property Program. Version 2014.10. CMG.

Figura 7. Envoltente de fases inicial con la composición total



5. Agrupar los componentes en un número definido de pseudo-componentes:

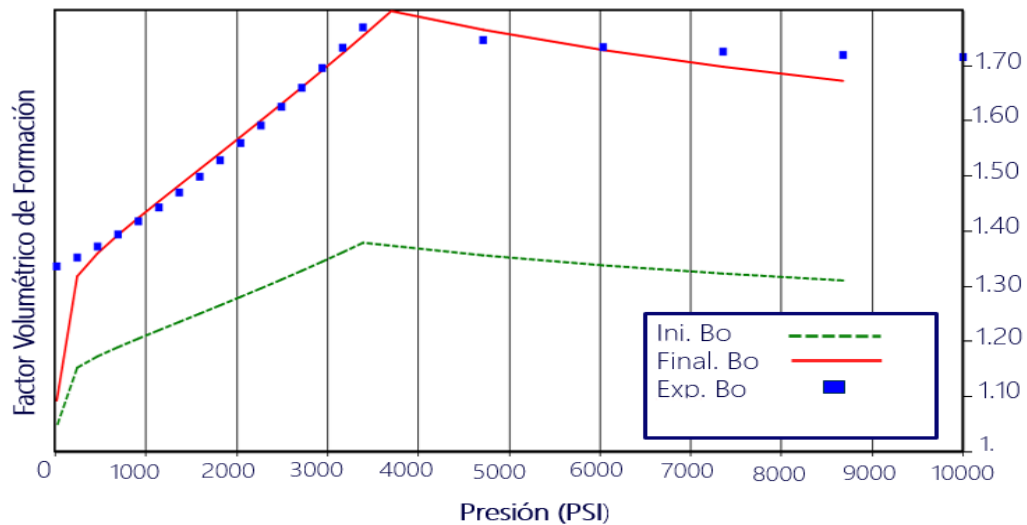
En una muestra de crudo existen miles de componentes, los cuales pueden participar en diferentes reacciones durante la inyección de aire. Es casi imposible tener la caracterización total de los componentes junto con las reacciones en las que participan; por ende, para simplificar el estudio, los autores han propuesto diferentes modelos cinéticos en los cuales se incluyen ciertas reacciones que pueden ser dominantes. De igual manera, el crudo se agrupa por pseudo-componentes para abordar de manera más práctica el problema. Estos serán los reactivos de cada una de las reacciones propuestas en el modelo cinético, por tanto debe existir coherencia entre ambos modelos.

El agrupamiento por pseudo-componentes debe tener presente tres aspectos importantes al momento de caracterizar el crudo. En primer lugar se debe buscar un correcto modelamiento del comportamiento de fases del fluido. El segundo aspecto consiste en buscar representar la oxidación de las fracciones del aceite, y en tercera medida tratar de mantener la menor cantidad de pseudo-componentes posibles para representar el crudo, con el fin de disminuir el tiempo

de computo en la simulación⁶³. En el presente trabajo se implementó el mismo agrupamiento usado en el estudio de Fassihi⁶⁴ del cual se tomaron la composición y el modelo cinético.

6. Ajuste del comportamiento PVT a través de regresiones: Una vez definido los pseudocomponentes a utilizar, se procede a realizar el ajuste del comportamiento del fluido. Para ello se ingresan los resultados de las pruebas PVT al simulador, los cuales para el caso de estudio corresponden a los datos del PVT sintético generado. Seguidamente utilizando parámetros de regresión como la presión, temperatura crítica, peso molecular, entre otros, se ajustan los datos que se toman como experimentales con los valores arrojados por el simulador.

Figura 8. Ajuste del factor volumétrico del aceite



⁶³ GUTIERREZ, D., et al. The ABCs of In-Situ-Combustion Simulations: From Laboratory Experiments to Field Scale. SPE-148754-PA, 2012.

⁶⁴ FASSIHI, M. R., et al. Laboratory and Simulation Characterization of Light Oil Air Injection. IN SITU 24(4):219-249, January 2000.

Figura 9. Ajuste de la relación Gas/aceite en solución (Rs)

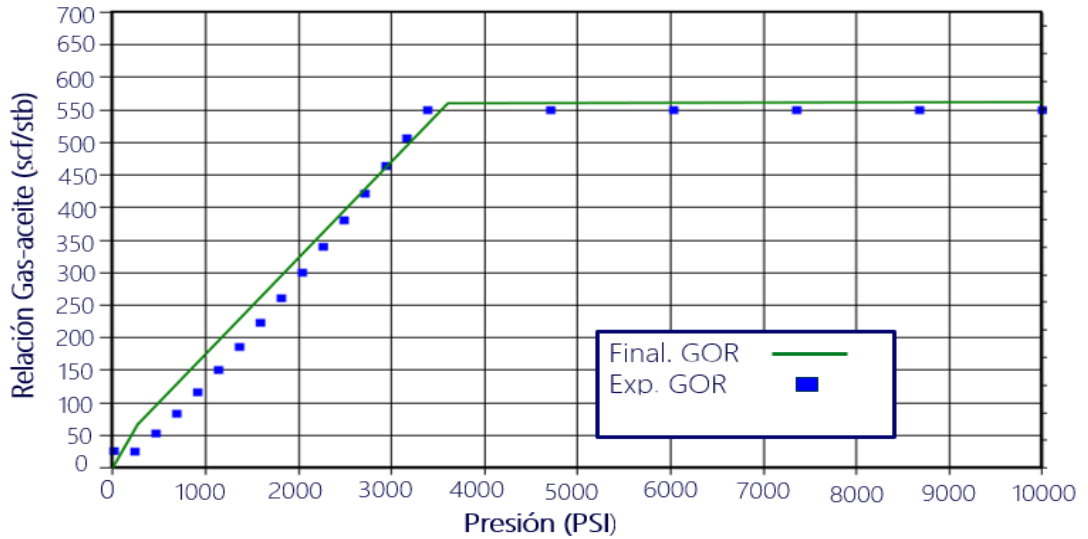
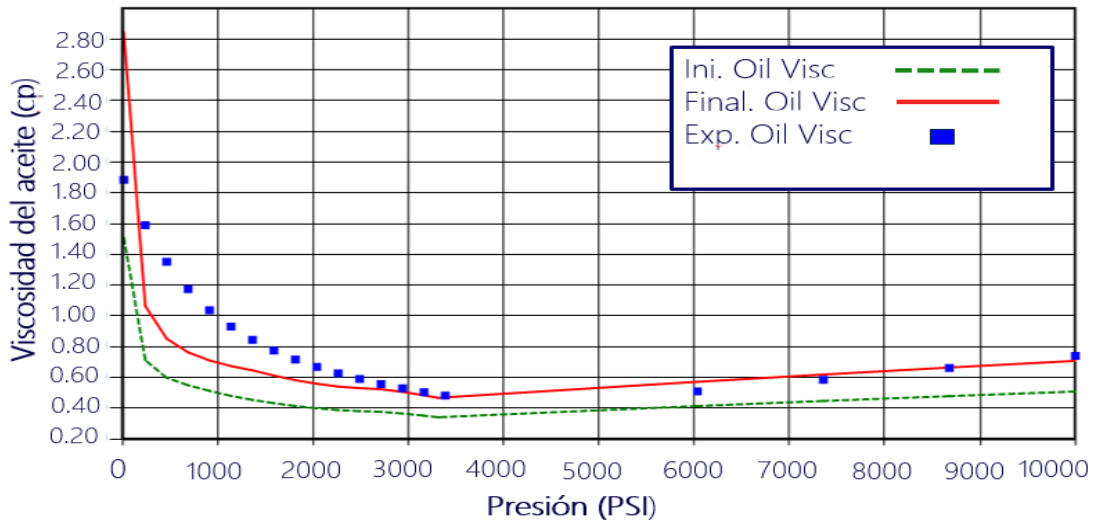


Figura 10. Ajuste de la viscosidad del aceite



7. Revisión de la envolvente de fases: Finalizado el ajuste del fluido mediante regresiones, es importante verificar si la envolvente de fases que se genera al final corresponde al tipo de fluido que se está utilizando. De igual manera, es importante realizar la comparación con la envolvente inicial generada antes de la agrupación por pseudocomponentes, dado que al momento de realizar las

regresiones se varían diferentes parámetros para cada uno de ellos, es posible llegar a un buen ajuste de diferentes maneras; no obstante, no siempre se obtiene una envolvente coherente con el fluido utilizado. Por ejemplo, en las siguientes imágenes se muestra el caso en el que se ha ajustado el PVT pero la envolvente no es la adecuada. Esto puede generar problemas de convergencia en la simulación.

Figura 11. Envoltura de fases con un mal ajuste PVT

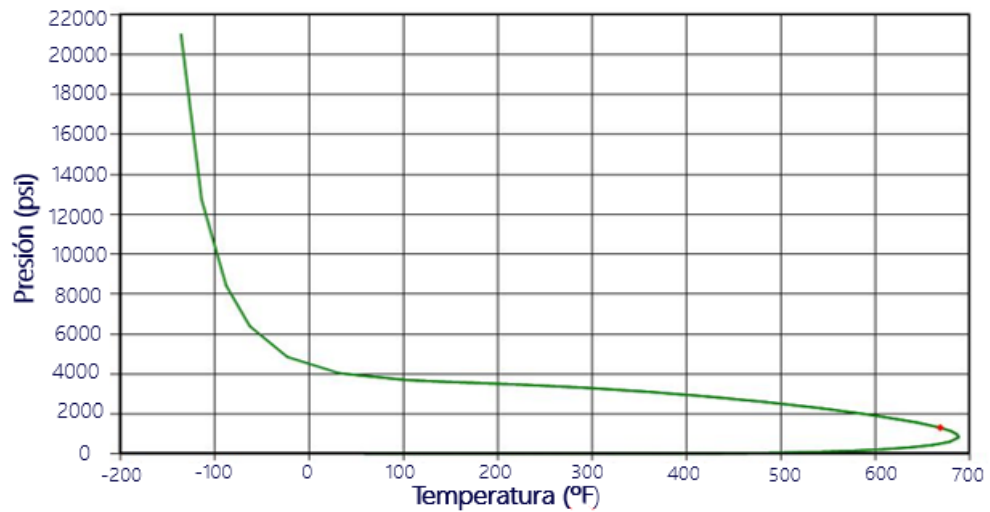
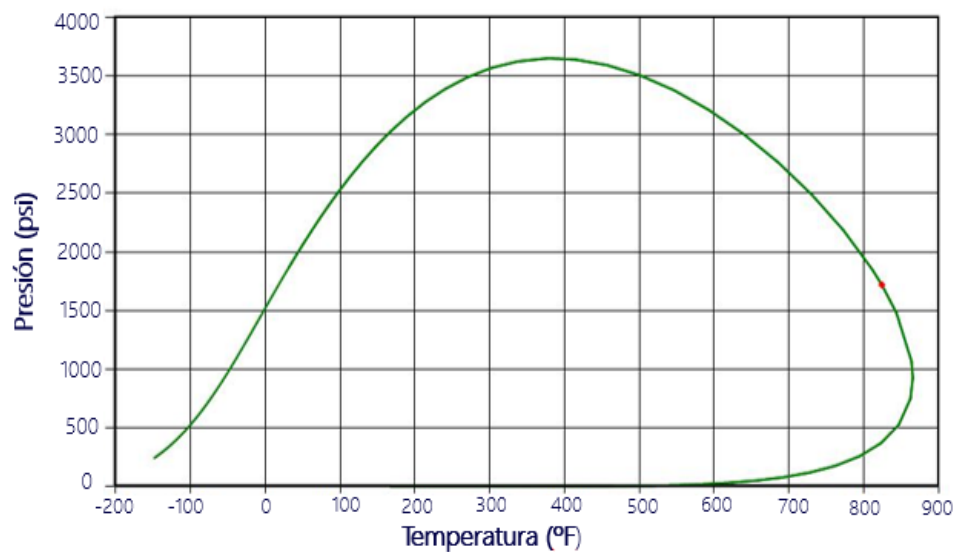


Figura 12. Envoltura de fase final



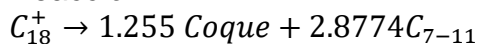
3.3 MODELO CINÉTICO

El modelo cinético utilizado fue el propuesto por Fassihi et al ⁶⁵, quienes realizaron estudios experimentales, seguidos de estudios de simulación numérica con el objetivo de caracterizar los fluidos y el esquema de reacciones para procesos de inyección de aire en crudos livianos. De esta manera se incorporaron seis reacciones, las cuales comprenden dos reacciones de craqueo y cuatro reacciones de combustión. La estequiometría de las reacciones fue ajustada teniendo en cuenta las propiedades del crudo y el agrupamiento por pseudocomponentes realizado; sin embargo, se mantuvo el mismo balance molar entre los productos y reactivos del modelo de reacciones que planteó el autor.

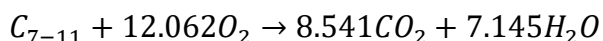
Reacción 1.



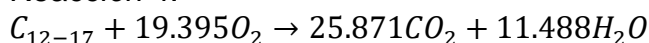
Reacción 2.



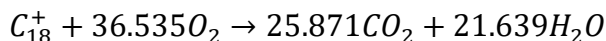
Reacción 3.



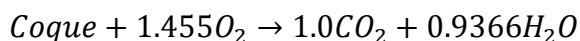
Reacción 4.



Reacción 5.



Reacción 6.



Los valores de entalpía de las reacciones 3, 4 y 5 se obtuvieron teniendo en cuenta los coeficientes estequiométricos del oxígeno y tomando un valor de 100 Kcal por

⁶⁵ FASSIHI, M. R., et al. Laboratory and Simulation Characterization of Light Oil Air Injection. IN SITU 24(4):219-249, January 2000.

gramo mol oxígeno consumido, asumiendo una conversión completa de hidrocarburos a dióxido de carbono y agua.

Tabla 21. Parámetros cinéticos

Nº	Factor de frecuencia	Entalpía Btu/lbmol	Energía de activación Btu/lbmol
1	3,352E10	0	77435
2	3,352E10	0	77435
3	4.0 E10	2.164E6	48600
4	4.0 E10	4.501E6	48600
5	4.0 E10	6.698E6	48600
6	1.0 E8	2.382E6	14967

3.4 VALIDACIÓN DEL MODELO

Una vez construido el modelo se procede a hacer la validación del mismo. Esta consiste en corroborar que el comportamiento de la simulación esté acorde al comportamiento del yacimiento. Por ende, Lo ideal es realizar el ajuste histórico con los datos registrados en campo, entre los cuales se encuentran tasas de producción y cumulativas de agua, aceite y gas, caídas de presión, factor de recobro, por pozo y globales, entre otras. Estos datos se comparan con los resultados de la simulación, si estos coinciden con un bajo porcentaje de error se puede decir que el modelo representa el comportamiento del yacimiento. Algunos autores han usado datos de producción y recobro de yacimientos reportados en la literatura para validar sus modelos de simulación conceptual⁶⁶.

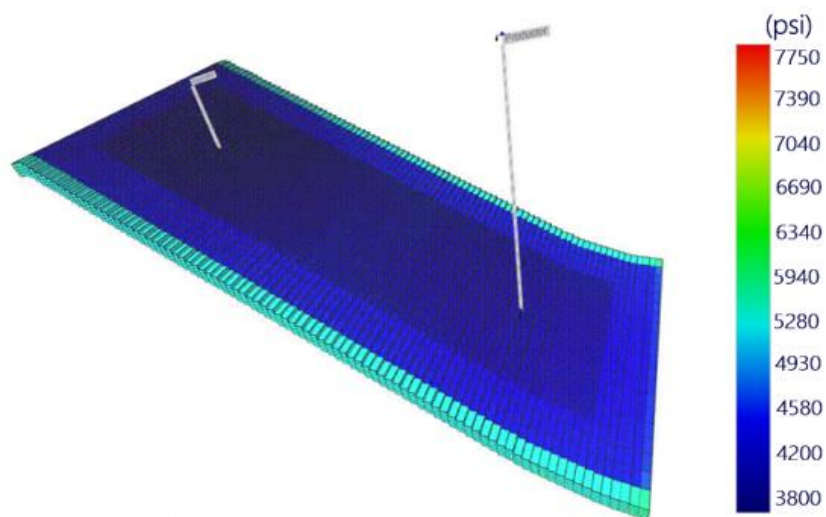
⁶⁶ JIA, H. SHENG, J, J. Numerical Modeling on Air Injection in a Light Oil Reservoir: Recovery Mechanism and Scheme Optimization, Fuel, Volume 172, 15 May 2016, Pages 70-80, ISSN 0016-2361.

Para el campo de estudio no se contó con numerosos datos históricos de producción y presión; sin embargo, mediante los valores de presión inicial y la presión y producción acumulativa a fecha del 2011, se logró realizar la validación del modelo, lo cual consistió en ajustar estos dos puntos.

En la corrida inicial la presión del modelo cayó drásticamente de 7706 a 3800 psi en tan solo 1,5 meses. Para corregir este comportamiento se evaluaron tres alternativas, todas con el mismo objetivo de representar la caída de presión del yacimiento y ajustar la producción acumulativa:

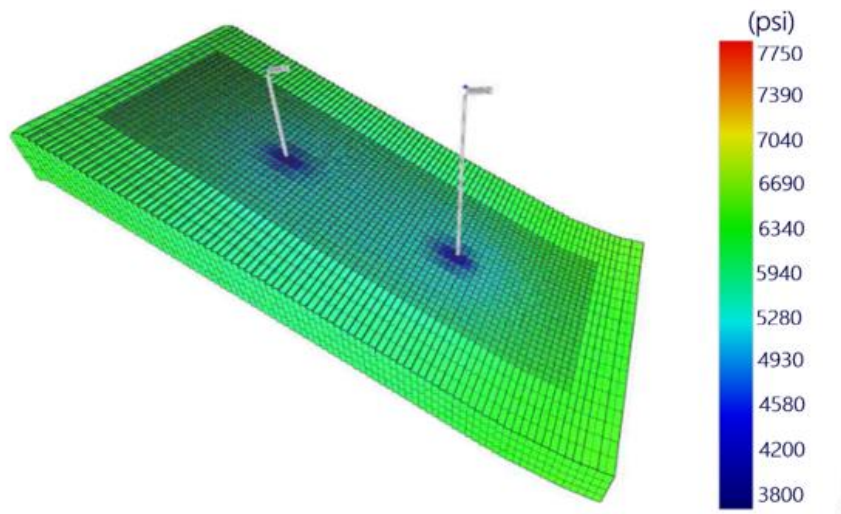
1. **Anillo de confinamiento:** En este escenario se modificaron la porosidad y permeabilidad de los bloques laterales externos a 90% y 0,01 mD respectivamente, con la finalidad de que el fluido contenido en el anillo generará un mantenimiento de presión, sin que hubiese un flujo excesivo del mismo para evitar sobreestimaciones en el factor de recobro o la producción de la zona dentro del anillo.

Figura 13. Comportamiento de la presión del modelo con anillo de confinamiento



2. **Aumentar cantidad de celdas:** En este escenario se aumentaron la cantidad de celdas manteniendo sus dimensiones originales, de tal manera que, al aumentar la cantidad de fluido en el modelo, se generará un mantenimiento de presión.

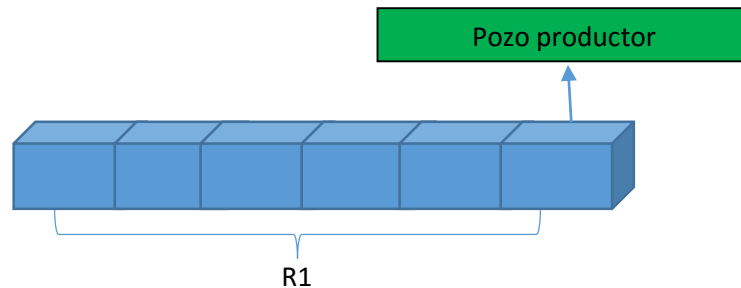
Figura 14. Comportamiento de la presión del modelo con dimensiones a escala de campo.



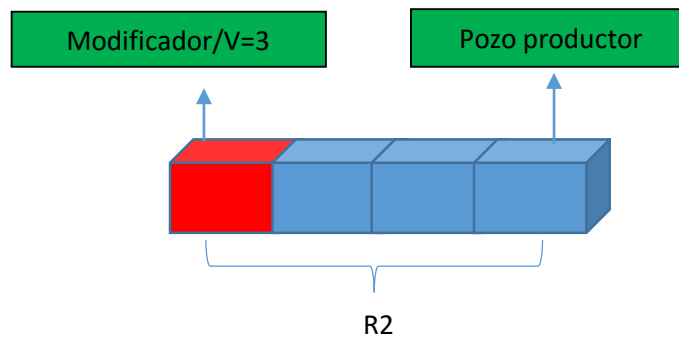
3. **Modificadores de geometría de bloque:** Realizar el ajuste histórico de la producción primaria de un yacimiento o de una zona específica dentro del mismo, sin tener que incrementar el número de celdas, es el principal objetivo al implementar estos modificadores de geometría de bloque en el modelo de simulación. Esto puede lograrse incrementando el volumen en las celdas que tienen asociado el modificador o también modificando su transmisibilidad al variar las áreas de flujo. Es importante aclarar que el volumen de los modificadores es un parámetro de ajuste y no debe necesariamente implementarse el mismo OOIP de la formación en su totalidad, ya que puede afectar de manera negativa la simulación, como se explica en la siguiente figura:

Figura 15. Efecto de los modificadores de geometría de bloque en la simulación

Caso A



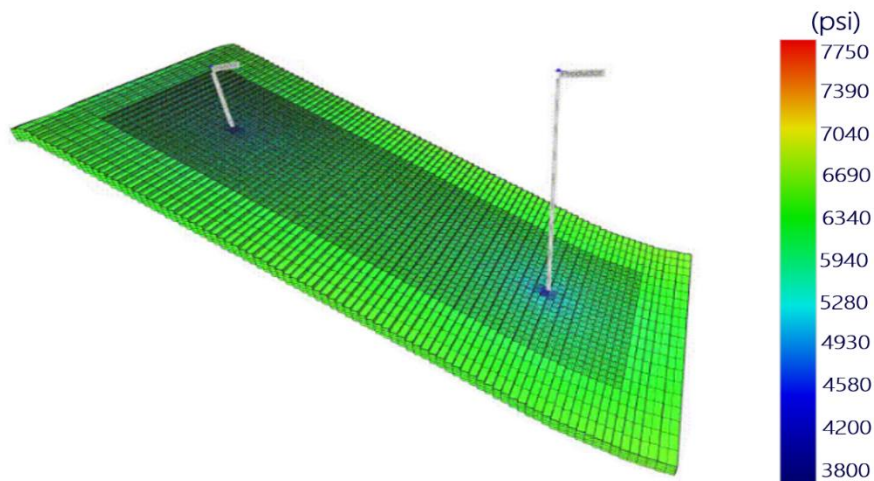
Caso B



En el caso B, al definir los modificadores en el límite del modelo es posible disminuir el número de celdas garantizando el mismo volumen de aceite original; sin embargo, como se observa en la figura anterior, la distancia "R2" que tiene que recorrer el aceite desde el límite hasta el pozo productor es inferior a la distancia "R1", por lo cual la tasa de producción y la caída de presión tendrán un comportamiento diferente al modelo del caso A. Es necesario entonces modificar el volumen o la transmisibilidad del modificador para obtener el ajuste histórico y de esta manera obtener un modelo con menor cantidad de celdas y a su vez un menor tiempo de cómputo. Esto es especialmente útil en los casos donde se evalúan métodos de recobro térmico como HPAI, debido a la gran cantidad de ecuaciones de transferencia de masa y energía que tiene que desarrollar el simulador en cada celda para un tiempo determinado.

Por otra parte, se evaluó la influencia de los modificadores durante la etapa de inyección de aire, evidenciando que estos no afectan de manera negativa la simulación del método de recobro mejorado, por el contrario deben implementarse para no sobreestimar la producción acumulada de aceite del modelo.

Figura 16. Comportamiento de la presión del modelo utilizando modificadores de geometría de bloque.



Después de analizar la caída de presión en los tres escenarios, se descartó el primero de ellos, debido a que la presión dentro del anillo sigue cayendo drásticamente y el mantenimiento de presión se evidencia sólo en las celdas que pertenecen al anillo. Esto de ninguna manera representa el comportamiento de un yacimiento, ya que además de no mantener la presión, modifica la transmisibilidad de las celdas.

En el segundo escenario surge el problema de la cantidad de celdas que elevan considerablemente el tiempo de simulación. Por último, mediante el uso de modificadores de geometría de bloque del orden de 10^2 , se logró obtener el ajuste de la caída de presión y la producción acumulativa sin afectar negativamente la simulación.

4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A PARÁMETROS OPERACIONALES Y RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN

A continuación, se muestran los resultados de HPAI obtenidos en el campo de estudio. El periodo de producción primaria fue de 9 años seguidos de 10 años de inyección de aire a alta presión. Asimismo, se muestran los resultados del análisis de sensibilidad realizado a algunos parámetros como: tamaño de celdas, tasa de inyección de aire, concentración de oxígeno y configuración de los pozos.

4.1 TAMAÑO DE CELDAS

La principal limitante en la simulación numérica del proceso de inyección de aire está asociada a la influencia del tamaño de las celdas sobre la cinética de las reacciones, la cual es altamente dependiente de la temperatura y la concentración de los reactivos en cada celda. Por ende, es necesario determinar un tamaño de celda óptimo que permita realizar la simulación sin incurrir en largos tiempos de cómputo. El modelo base, comparado con el modelo de simulación más reciente consultado en la literatura, cuenta con un tamaño de celda bastante menor; sin embargo, se realizó la simulación de la técnica en un modelo más discretizado con un tiempo de computo de 5 horas 34 minutos y se observó que la variación en los resultados como: la tasa de producción de aceite y el perfil de gases combustión fue mínima, Por ende, se decidió continuar con el enmallado establecido en el modelo base.

Figura 17. Tamaño de celda y tiempo de cómputo para el modelo base y el modelo refinado.

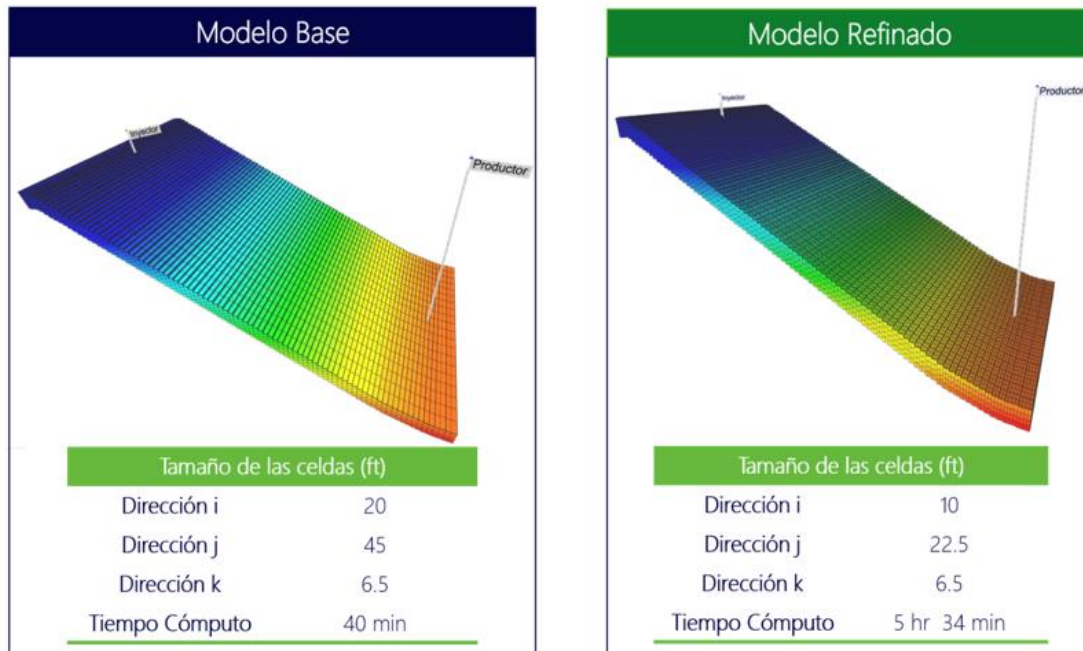


Figura 18. Tasa de producción de aceite para ambos modelos.

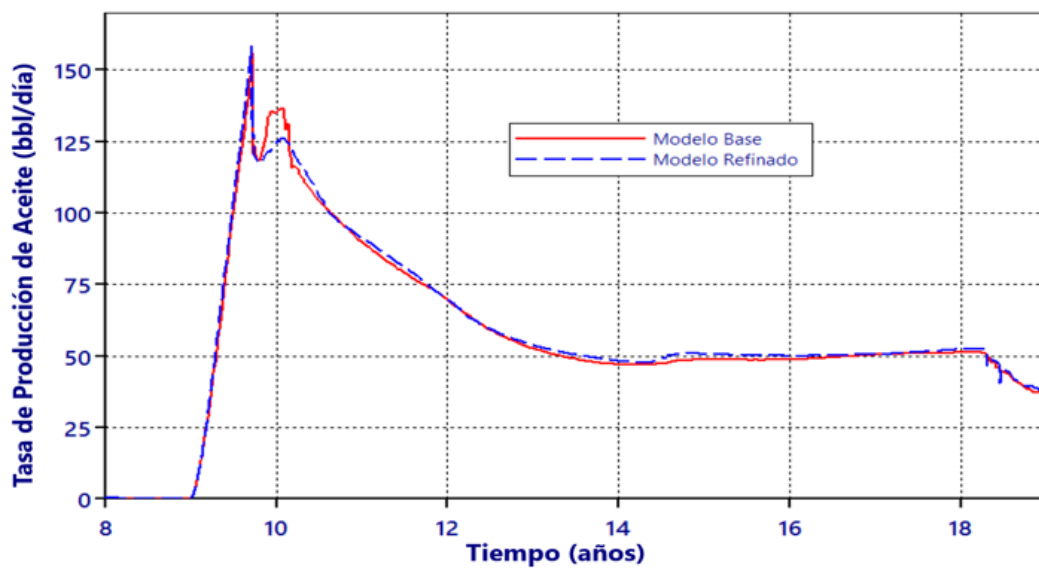
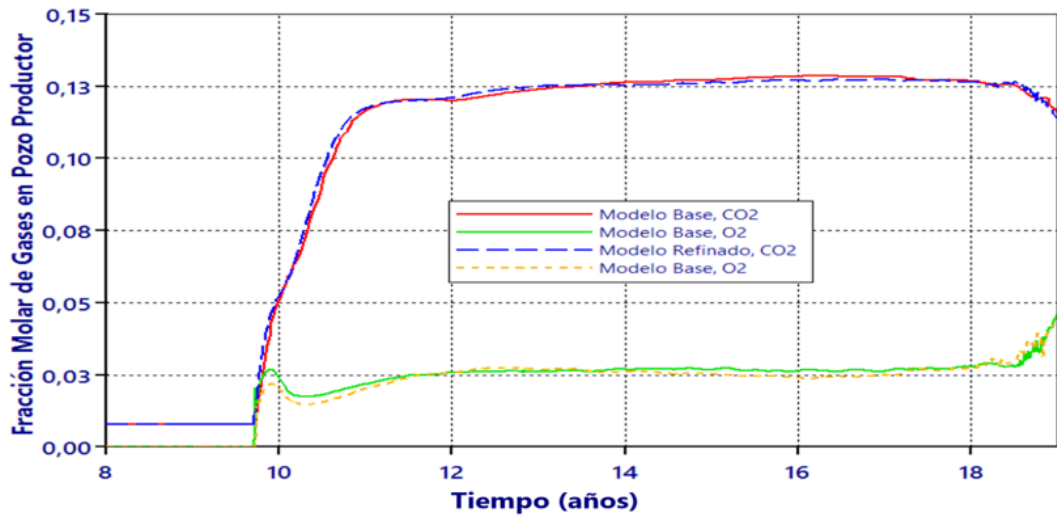


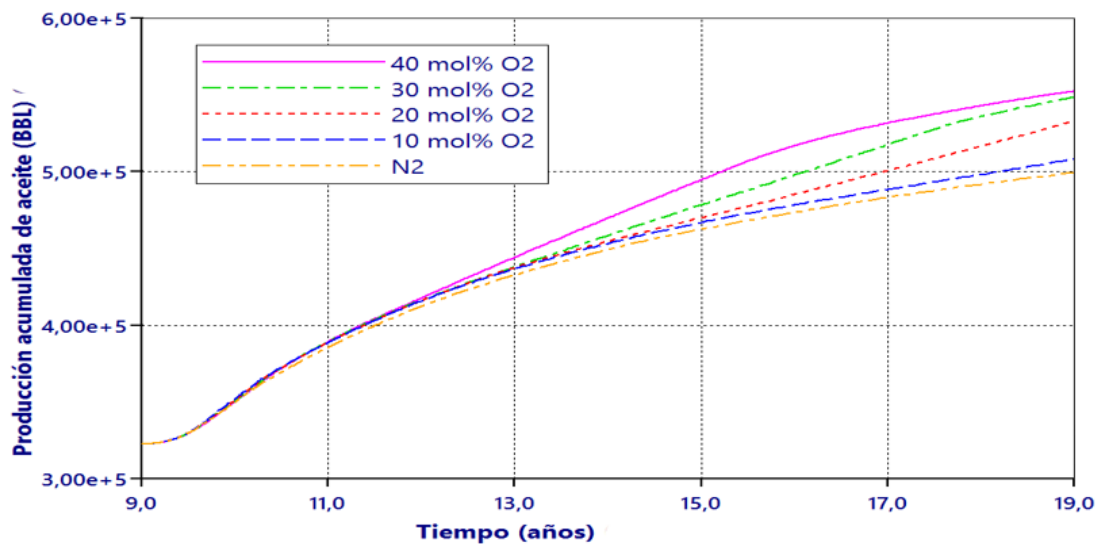
Figura 19. Concentración de gases efluentes en ambos modelos.



4.2 CONCENTRACIÓN DE O₂ EN EL AIRE INYECTADO

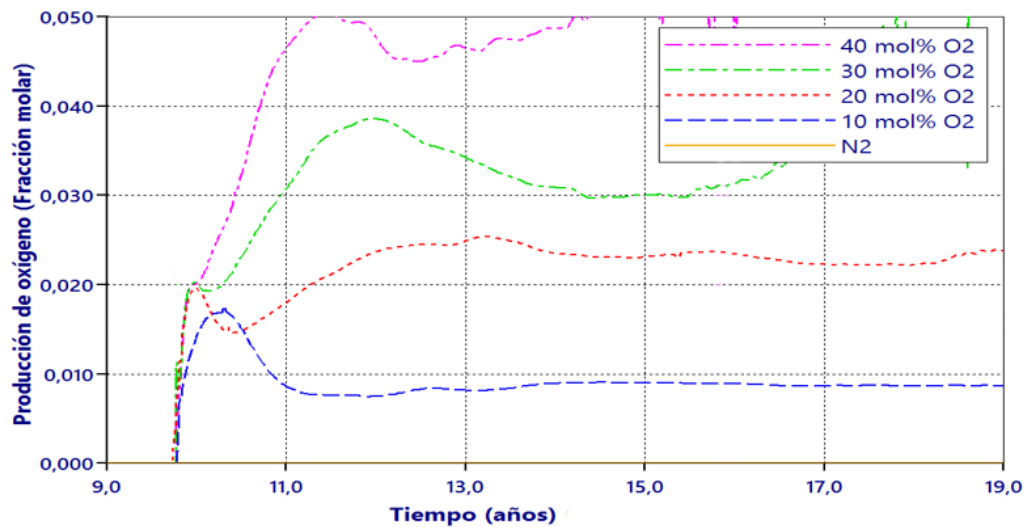
Se plantearon 5 escenarios: 0, 10, 20, 30 y 40 % de concentración molar de oxígeno en el aire inyectado (La concentración molar restante corresponde al nitrógeno). La producción de aceite tras 10 años de inyección de aire, aumentó aproximadamente 53000 barriles comparando el primer escenario con el último.

Figura 20. Efecto de la concentración de oxígeno en la producción de aceite.



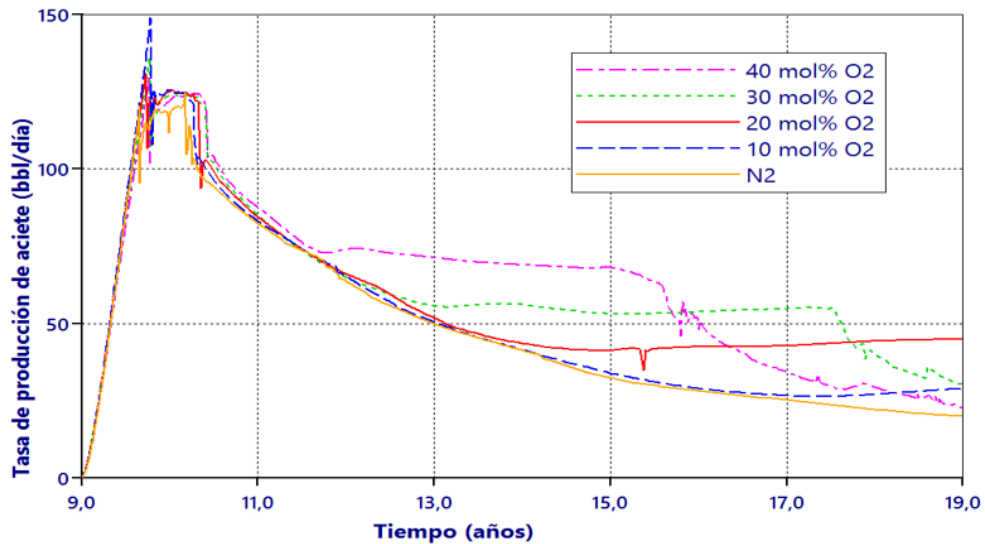
Como es de esperarse, la producción aumenta al incrementar la concentración de oxígeno. Este aumento se atribuye a los efectos térmicos producto de las reacciones de oxidación en etapas tardías. Sin embargo, al realizar la inyección con una mayor cantidad de oxígeno, se superan rápidamente las condiciones de operación seguras, ya que de igual manera aumenta la concentración de oxígeno en el pozo productor reduciendo el tiempo de vida del proyecto.

Figura 21. Producción de oxígeno.



Además de los efectos térmicos, otra de las ventajas de la inyección de aire con respecto a la inyección de nitrógeno, es que la tasa de producción de aceite se mantiene alta durante más tiempo antes de la pronunciada caída debido a la irrupción del gas en los pozos productores. Aunque la mayor concentración de oxígeno representa la mayor producción hasta aproximadamente los 16 años de iniciada la simulación, luego cae por debajo de la producción resultante con concentraciones de oxígeno más bajas. Es apropiado desarrollar entonces un calendario de inyección variando la concentración de oxígeno para aumentar el recobro de aceite.

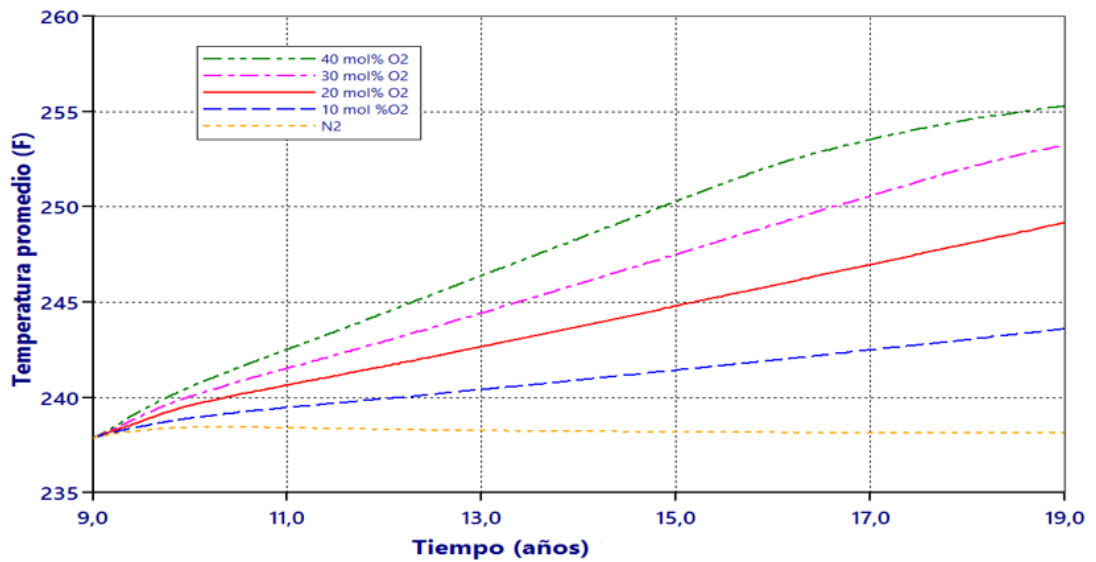
Figura 22. Efecto de la concentración de oxígeno en la tasa de producción de aceite.



Finalmente, en la figura 23 se muestra la temperatura promedio del yacimiento bajo los escenarios propuestos anteriormente. Se observa que la temperatura aumenta al incrementar la concentración de oxígeno hasta alcanzar un valor máximo de 255 °F correspondiente a la máxima concentración de 40%. Si bien, la alta temperatura o efectos térmicos no representan el principal mecanismo de desplazamiento durante la etapa inicial del proyecto, sí son favorables después de inyectar una cantidad considerable de aire. Otros estudios afirman que los efectos térmicos se evidencian y predominan después de 0.7 volúmenes porosos inyectados⁶⁷.

⁶⁷ GUTIERREZ, D., et al. A Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE-108429-MS. 2007

Figura 23. Efecto de la concentración de oxígeno en la temperatura promedio del yacimiento.



4.3 CONFIGURACIÓN DE POZOS

El buzamiento es una característica que puede favorecer el desempeño de la inyección de fluidos, ya que las fuerzas gravitacionales favorecen su eficiencia de barrido volumétrica. Sin embargo, se evalúa el efecto de inyectar aire por el pozo en el tope o por el pozo en la base de la formación.

Figura 24. Inyección de aire de tope a base.

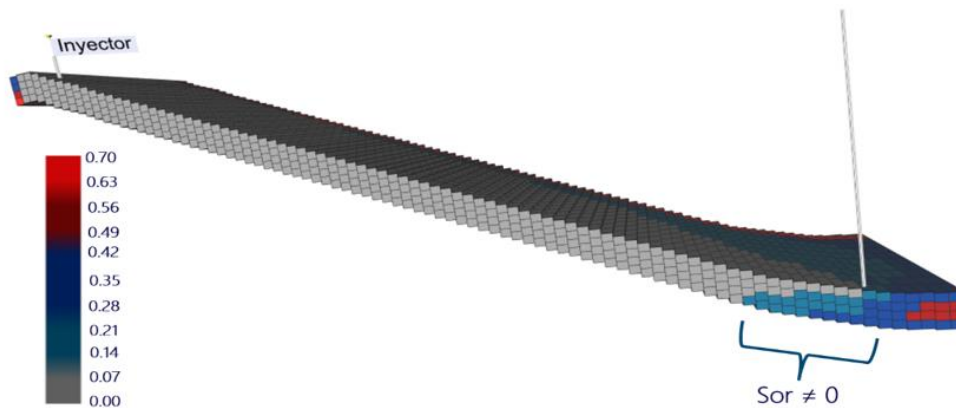
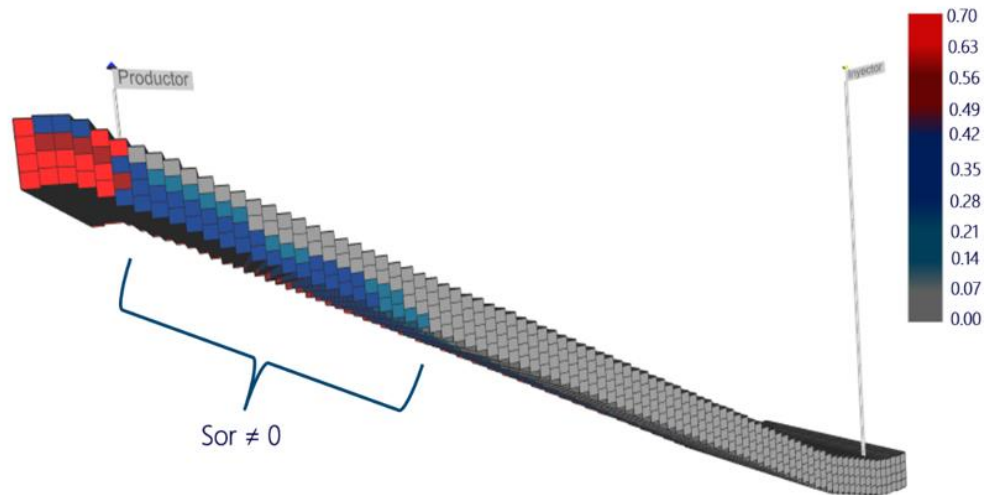


Figura 25. Inyección de aire de base a tope.



La configuración 1 corresponde a la inyección desde el tope a la base y la configuración dos desde la base hacia el tope. Como es de esperarse, la inyección desde la base presenta una pobre distribución del aire en el yacimiento, mientras que la inyección desde el tope genera una mejor distribución y la mitigación del efecto de overriding del gas.

4.4 TASA DE INYECCIÓN

La determinación de la tasa de inyección se realizó con base en un análisis de sensibilidad. Se buscó maximizar la cantidad de aceite recuperado con la condición de no exceder el 3% de concentración molar de oxígeno en el pozo productor, correspondiente al valor máximo para operación segura. De igual manera, se verificó que la tasa fuera la necesaria para alcanzar el régimen de oxidación de ruptura de enlaces, lo cual también es determinado por la homogeneidad del yacimiento y la temperatura del mismo. En las figuras 26 y 27 se observa cómo de acuerdo con las condiciones establecidas, la tasa que representa el escenario de operación más seguro es de 600.000 scf/día. También es válido aclarar que la tasa se mantuvo constante debido al patrón de línea directa de los pozos, lo que permite un área transversal al flujo constante; en caso contrario es necesario determinar la

rampa de inyección necesaria para garantizar la ignición del crudo y el mantenimiento del frente de oxidación.

Figura 4. Producción acumulativa de aceite a diferentes tasas de inyección de aire

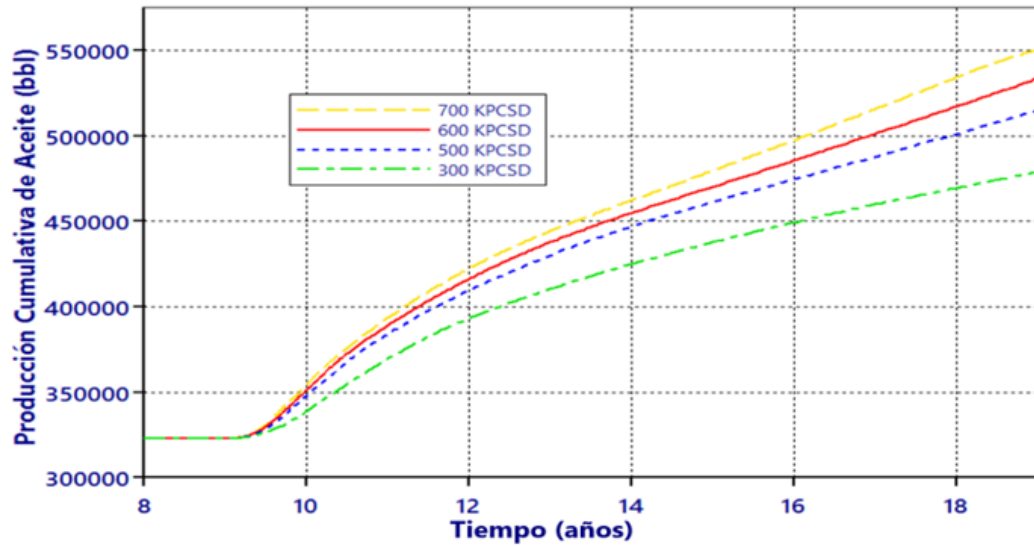
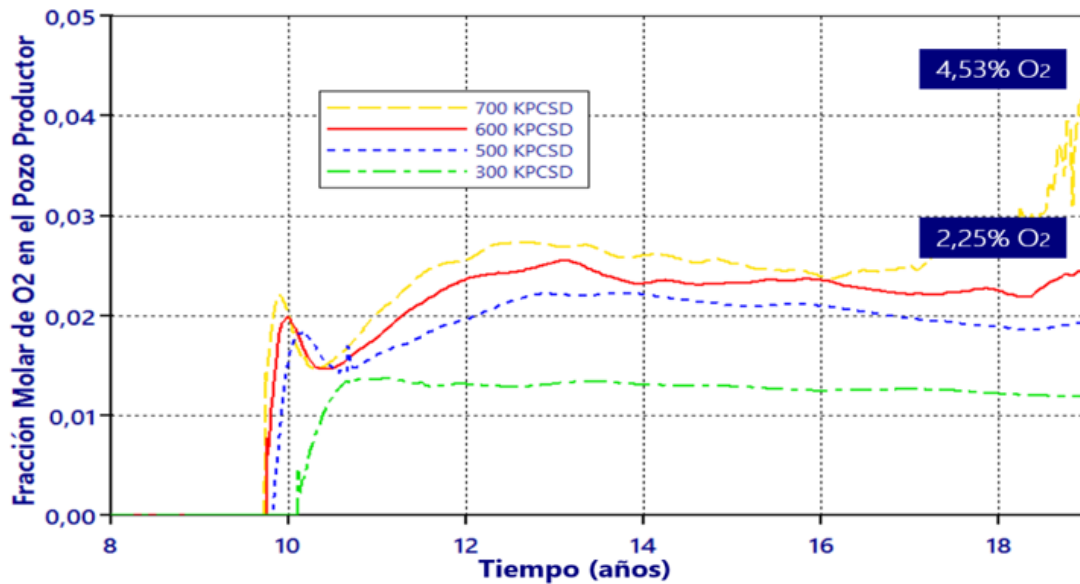


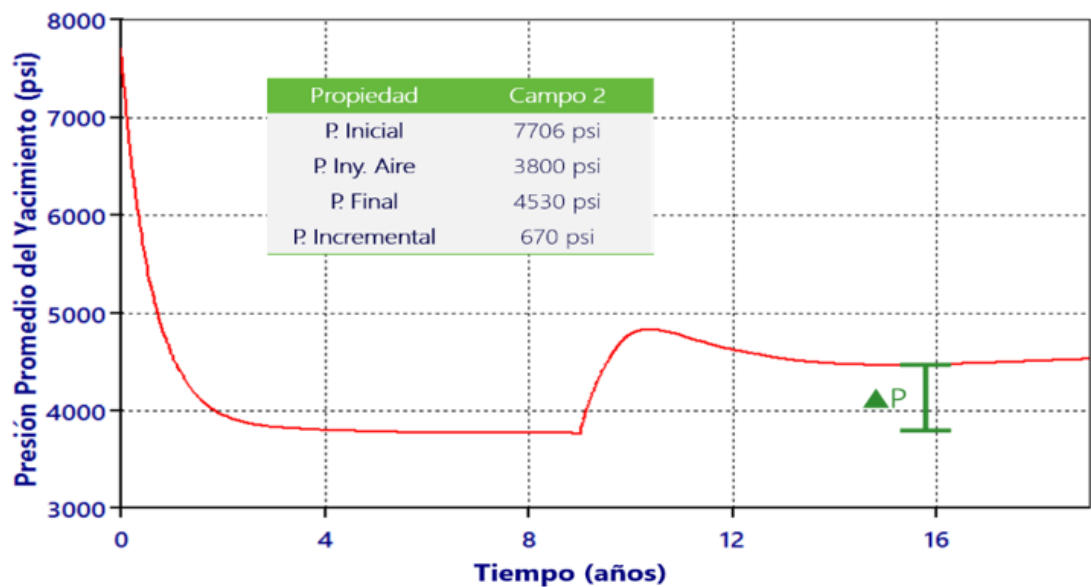
Figura 5. Concentración molar de oxígeno en el pozo productor para diferentes tasas de inyección de aire



4.5 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN.

Una vez definida la tasa de inyección, se analiza la respuesta del yacimiento a la inyección de aire a alta presión. En la figura 28 se puede evidenciar la rápida re-presurización del yacimiento, causada por el gas inyectado y los gases producto de las reacciones entre el crudo y el oxígeno contenido en el aire. En la producción primaria la presión cae desde 7706 psi hasta los 3800 psi definidos en los constraints de los pozos productores. Al iniciar la inyección de aire, la presión promedio incrementa hasta un valor máximo aproximado de 4900 psi. Como se menciona en la literatura, este es uno de los mecanismos de producción que predomina en la etapa temprana de los proyectos de inyección de aire en yacimientos de crudo liviano.

Figura 6. Re-presurización del yacimiento debido a los gases de inyección y combustión



Durante la etapa primaria se obtuvo un factor de recobro de 6.5%, esto se debe a la rápida caída de presión del yacimiento y su baja permeabilidad. Tras 10 años de la implementación de la inyección de aire, el factor de recobro alcanza un valor de 45,60% con un incremental del 39,05% (ver figuras 29 y 30).

Figura 7. Producción acumulada de aceite

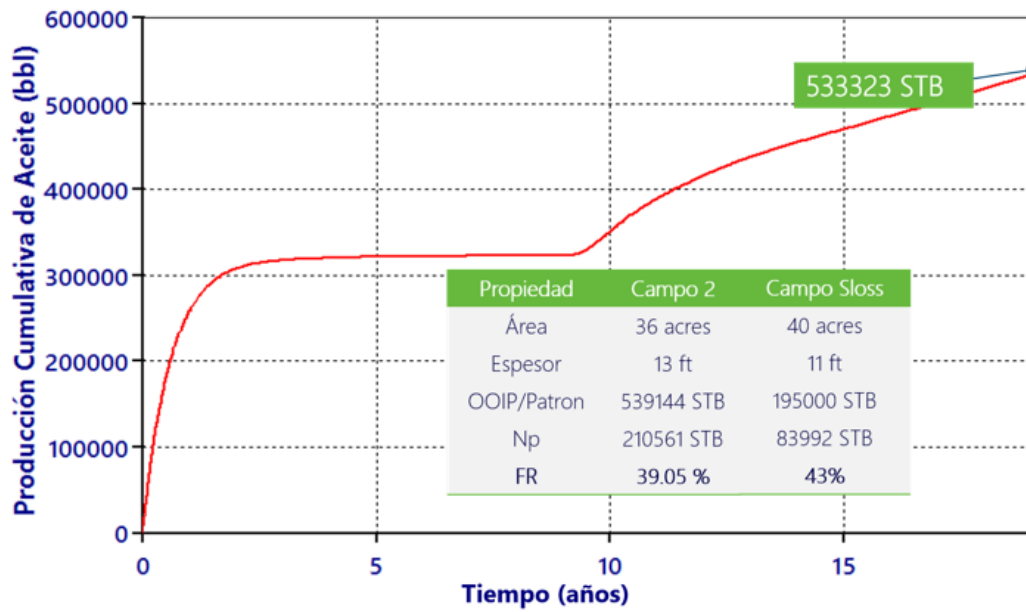
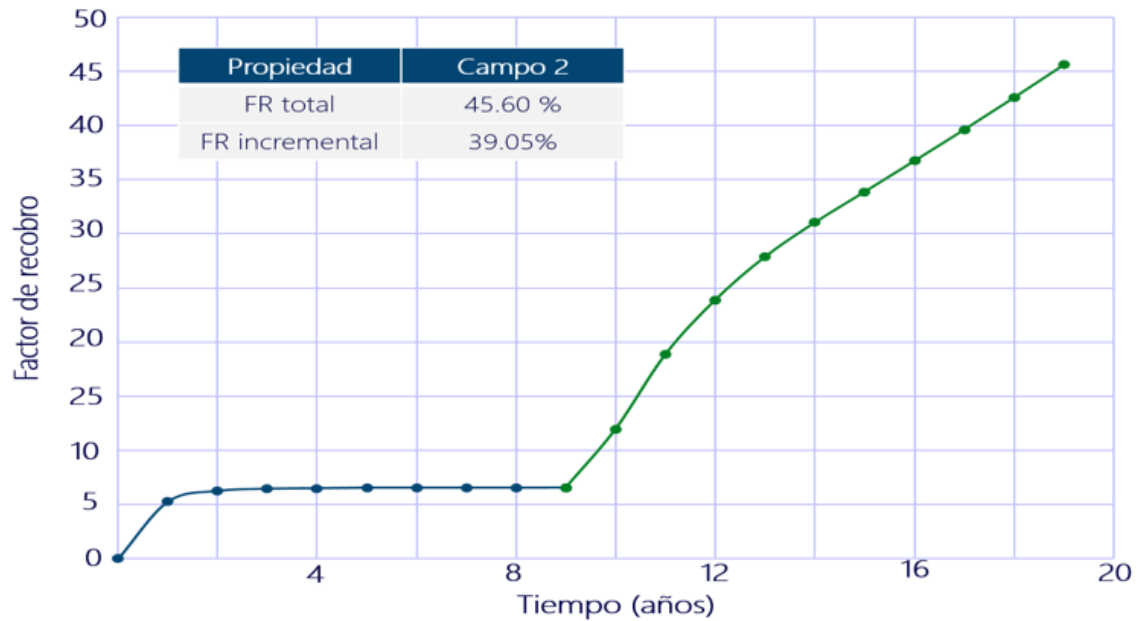


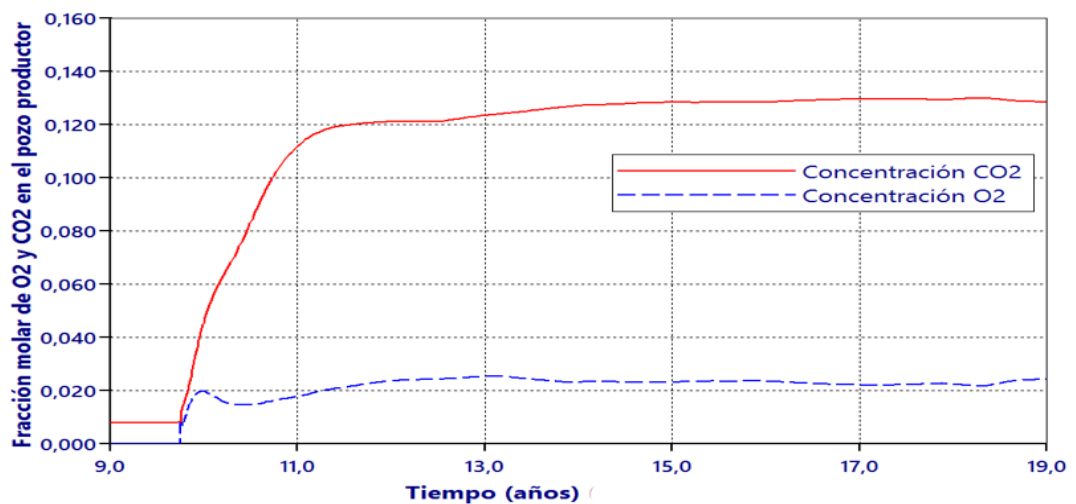
Figura 8. Factor de recobro de la inyección de aire



Los resultados anteriores fueron comparados con los obtenidos en el piloto de HPAI llevado a cabo en el campo Sloss, el cual contó con características similares al modelo del caso de estudio, como un área de 40 acres y un espesor de 11 ft. En este piloto se alcanzó un factor de recobro incremental del 43% aproximadamente, lo cual permite evidenciar el bajo porcentaje de error en las predicciones del modelo conceptual desarrollado.

El análisis de los gases efluentes confirma la ocurrencia de las reacciones. La concentración de CO₂ supera el 12%, siendo un indicador de que posiblemente el crudo se esté consumiendo como lo afirman Gutiérrez, et al⁶⁸. Sin embargo, evidencias experimentales comprueban que es posible alcanzar concentraciones de CO₂ superiores al 12% sin que se den reacciones de rompimiento de enlaces, es decir, sin que se queme el crudo. De cualquier manera, es favorable al proceso el hecho de que el oxígeno se está consumiendo casi en su totalidad pues su presencia en el pozo productor es despreciable, lo cual no genera riesgo de incendio en el pozo y las facilidades.

Figura 9. Análisis gases efluentes. Concentración molar de O₂ y CO₂ en el pozo productor.



⁶⁸ GUTIERREZ, D., et al. A Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE-108429-MS. 2007

La figura 32 muestra la temperatura en el yacimiento a los 2, 6 y 10 años después de iniciada la inyección de aire. Al compararla con la figura 33 que corresponde a la saturación de aceite en las mismas fechas, se evidencia la relación del frente de oxidación con la zona de más alta temperatura.

Figura 32. Avance del frente de temperatura en el yacimiento en la capa 2 a diferentes fechas.

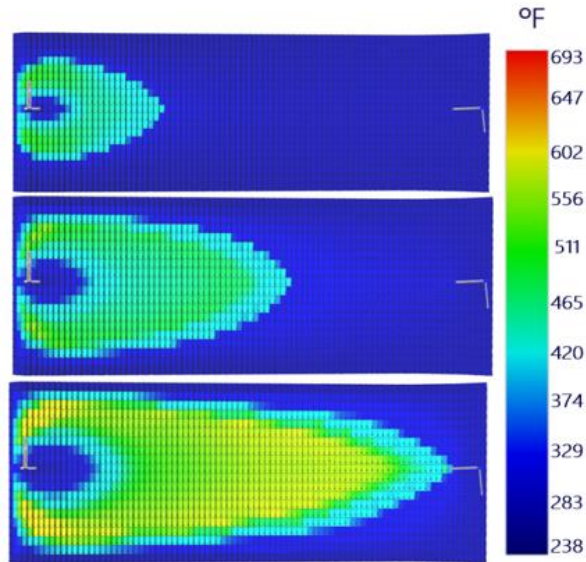
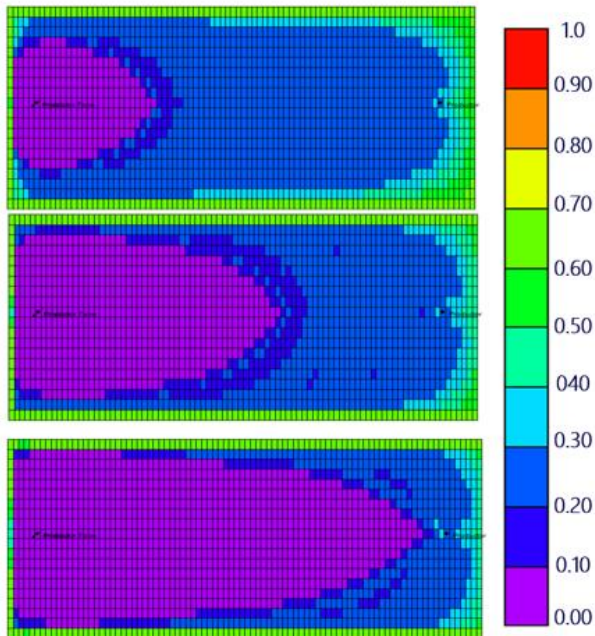


Figura 33. Distribución de saturación de aceite en el yacimiento.



El frente de oxidación puede distinguirse fácilmente al observar que detrás del mismo la saturación de aceite residual es 0%.

Para analizar uno de los mecanismos de producción debido a los efectos térmicos, como lo es el barrido tipo bulldócer, se crearon pozos observadores en diferentes celdas ubicadas entre el pozo inyector y el pozo productor con la finalidad de analizar el comportamiento de la permeabilidad relativa al gas y la saturación de aceite. En la figura 34 se observa que inicialmente la permeabilidad relativa al gas aumenta y posteriormente cae de forma repentina y de manera consecutiva en todas las celdas. Esto se debe al banco de aceite que es movilizado por el frente de oxidación, lo cual puede apreciarse en la figura 35.

La saturación inicial de aceite tuvo una disminución despreciable durante la producción primaria. Al inicio de la inyección, la saturación de aceite cae desde 70% hasta aproximadamente 20% a lo largo del yacimiento, producto del aumento de presión y del barrido por flue gas. Posteriormente, con el avance del frente de oxidación, se evidencia la mejora en la eficiencia de barrido microscópica, haciendo que la saturación de aceite residual llegue a 0%.

A diferencia de la combustión in situ, los efectos térmicos presentes en la inyección de aire en crudos livianos no están relacionados con la reducción de la viscosidad; sino con el empuje tipo bulldócer que genera el frente de oxidación. Convencionalmente se ha creído que el aumento de la temperatura solo influye en las fuerzas viscosas; sin embargo, también puede influir en las fuerzas capilares debido al aumento de la energía cinética de las moléculas del aceite, que facilita el desprendimiento de las mismas de la superficie de la roca.

Figura 34. Permeabilidad relativa al gas en los pozos observadores.

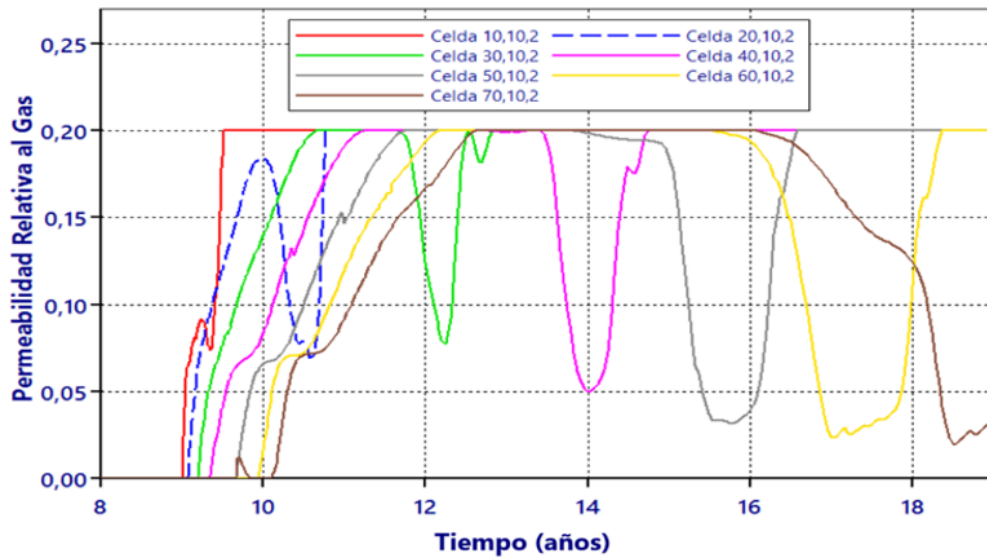
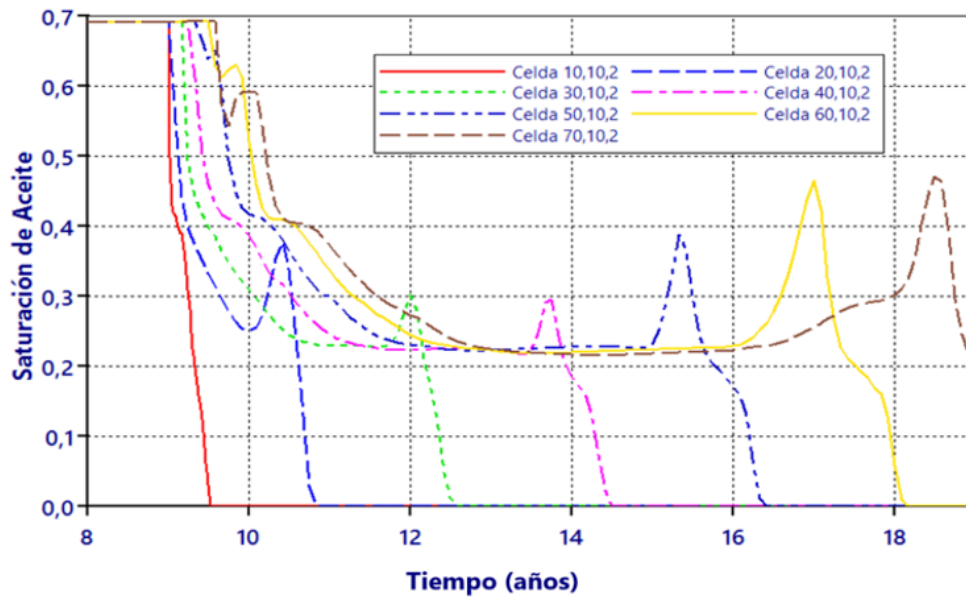


Figura 10. Perfil de saturación de aceite en la capa 2.



5 LA INYECCIÓN DE AIRE A ALTA PRESIÓN VS LA INYECCIÓN DE AGUA Y NITRÓGENO

Algunos autores han considerado que HPAI es solo un método de generación de gases de combustión in situ⁶⁹, despreciando los efectos térmicos que pueden desarrollarse dependiendo de las características del crudo y la formación. Por ende, se realizó la simulación de la inyección de nitrógeno en el modelo construido bajo las mismas condiciones utilizadas para la inyección de aire y se compararon los resultados. Asimismo, debido a que HPAI es considerada una alternativa frente a la inyección de agua, principalmente en aquellos yacimientos donde existe poca inyektividad a este fluido, se realizó la simulación de la inyección de agua y sus resultados fueron comparados con los obtenidos en la inyección de aire.

5.1 HPAI VS INYECCIÓN DE NITRÓGENO

En la figura 36 se observa que HPAI presenta mejores resultados en cuanto a producción acumulada de aceite en comparación con la inyección de nitrógeno, lo cual pone en evidencia que existen otros mecanismos de recuperación en la inyección de aire que contribuyen al aumento del factor de recobro y no solo es un desplazamiento por gases. Lo anterior puede corroborarse con la figura 37, en la cual se observa que no ocurre el mismo fenómeno en cuanto al comportamiento de la permeabilidad relativa al gas en la inyección de nitrógeno, debido a que en esta no existe el efecto buldócer que se encuentra asociado a los efectos térmicos de la técnica HPAI.

⁶⁹ MONTES, A.R et al. Is High-Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood?. PETSOC - 2008-180. 2008.

Figura 36. Producción acumulada de aceite en la inyección de aire y nitrógeno

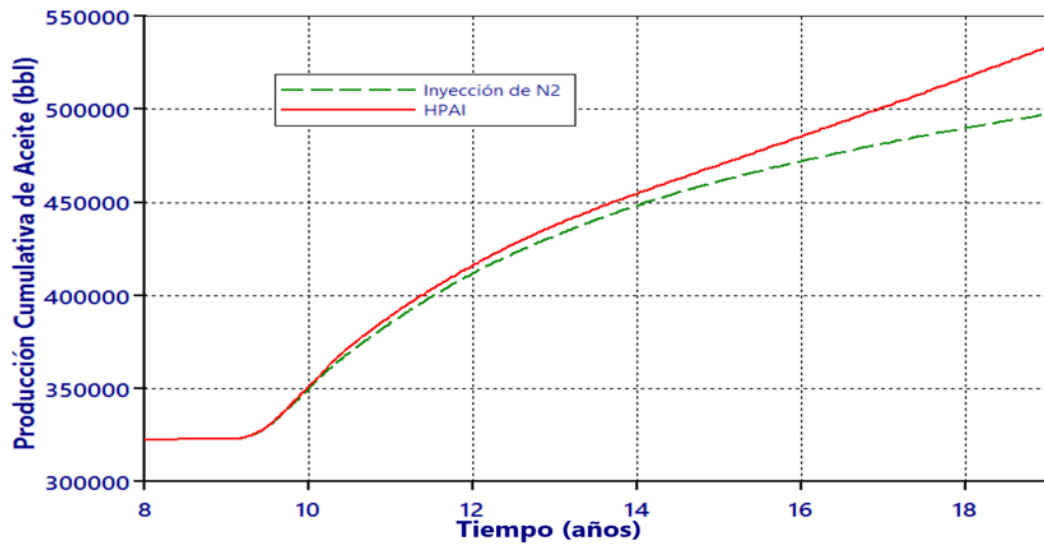
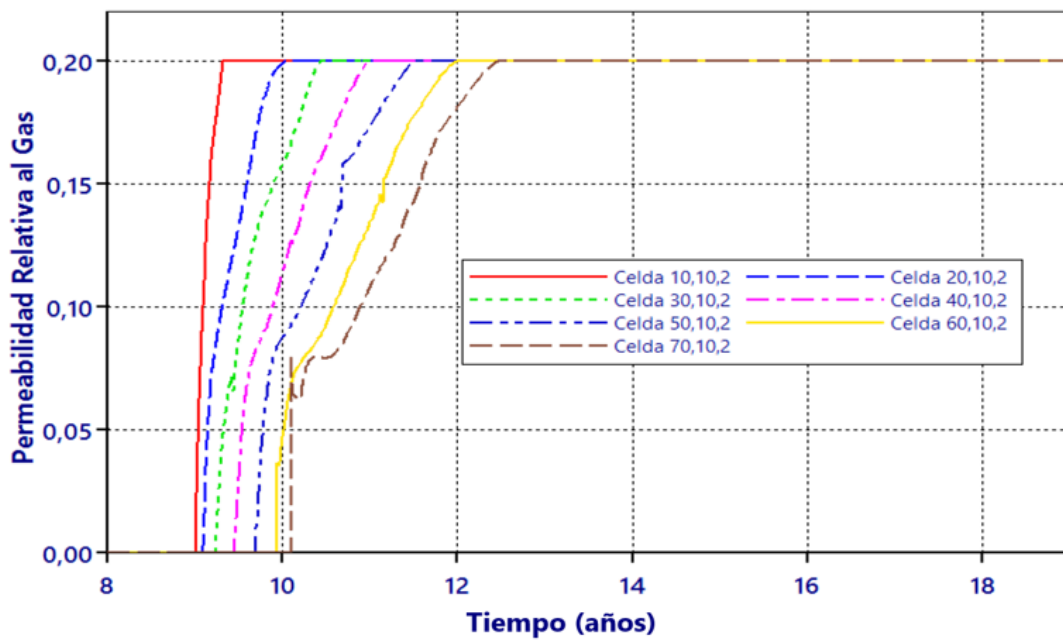
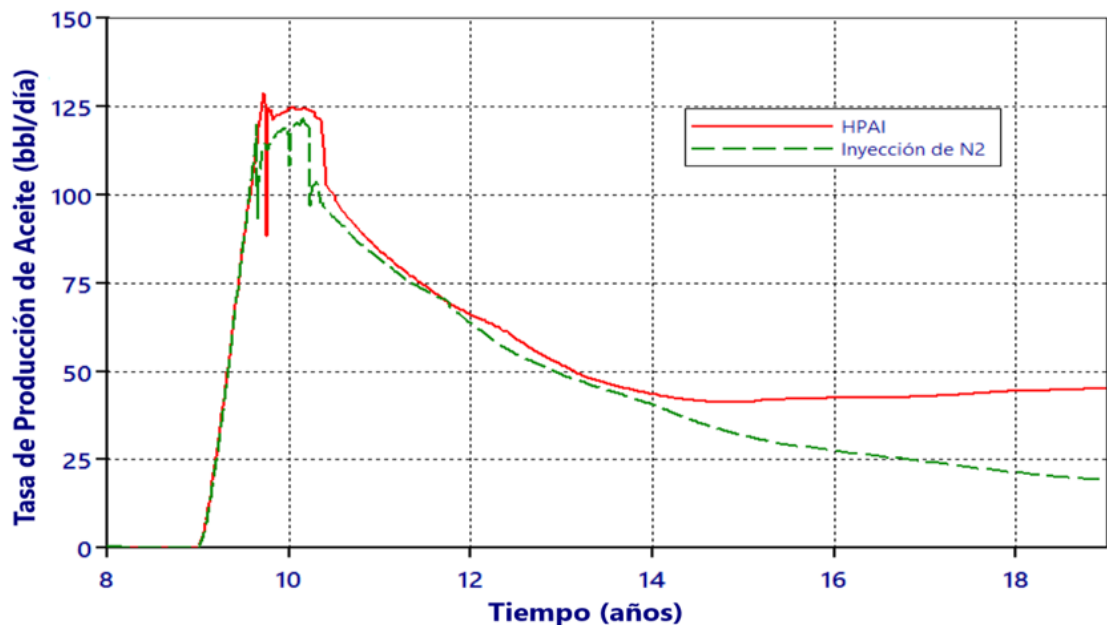


Figura 37. Permeabilidad relativa al gas en la inyección de nitrógeno



No obstante, como se reporta en la literatura, el empuje por gases es el principal mecanismo de recuperación durante la etapa inicial de la inyección, posteriormente a medida que avanza el proceso, otros mecanismos de recuperación contribuyen a la producción, siendo el frente de oxidación el de mayor aporte. Esto puede evidenciarse en la figura 38, ya que la tasa de producción es similar en ambos casos durante los primeros años de inyección; sin embargo, en el año 14 aproximadamente, puede notarse el cambio en las tendencias de las curvas, debido a que el frente de oxidación y los efectos térmicos comienzan a ser los principales mecanismos de recuperación.

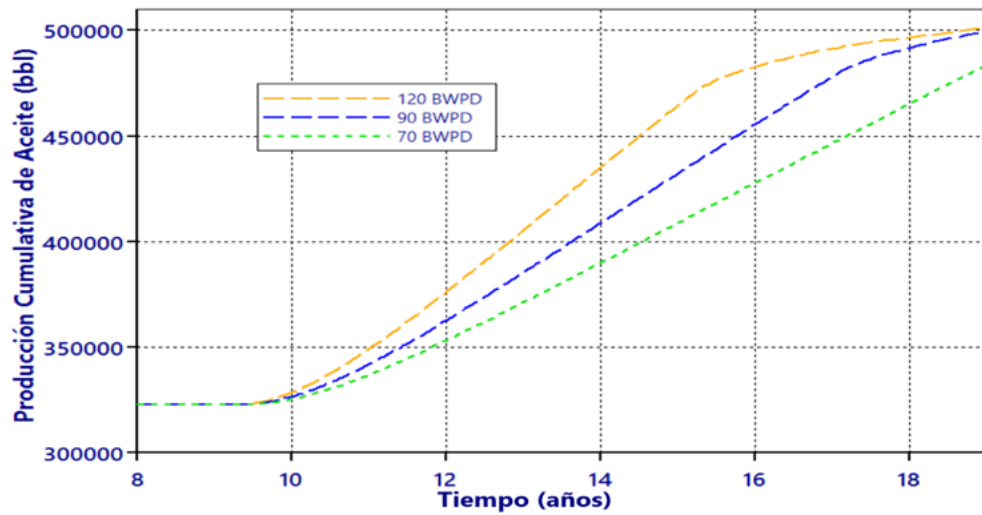
Figura 38. Comparación entre la tasa de producción de HPAI y la inyección de N2



5.2 HPAI VS INYECCIÓN DE AGUA.

Para determinar el mejor escenario de la inyección de agua se hizo análisis de sensibilidad a la tasa de inyección. Los resultados muestran que la mayor cantidad de crudo se recupera cuando se inyectan 90 BWPD. Bajo esta tasa de inyección se compararán la inyección de aire y la inyección de agua.

Figura 39. Producción acumulativa de aceite a diferentes tasas de inyección de agua



La figura 40 muestra la saturación de agua en el yacimiento a los 2, 6 y 10 años después de iniciada la inyección de agua. Se puede observar, como en la fecha final de la simulación, el agua ha barrido prácticamente todo el yacimiento. Sin embargo, en la figura 41 se muestra que la saturación residual de aceite al inyectar agua es aproximadamente 30%

Figura 40. Saturación de agua en el yacimiento a los 2, 6 y 10 años después de la inyección de agua.

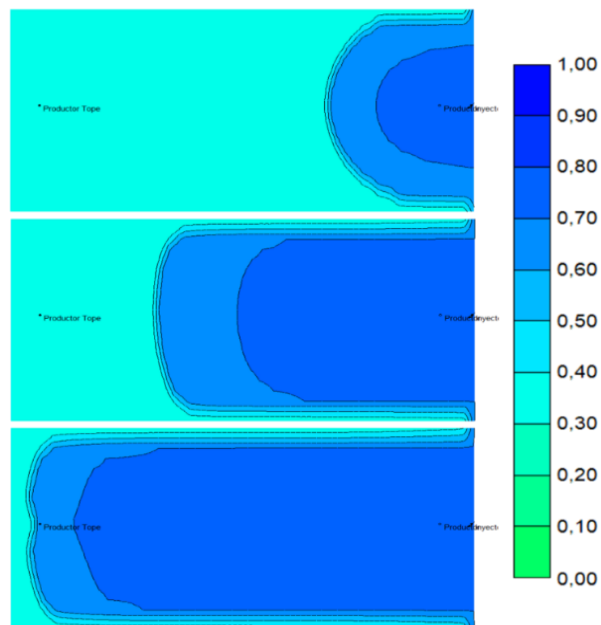
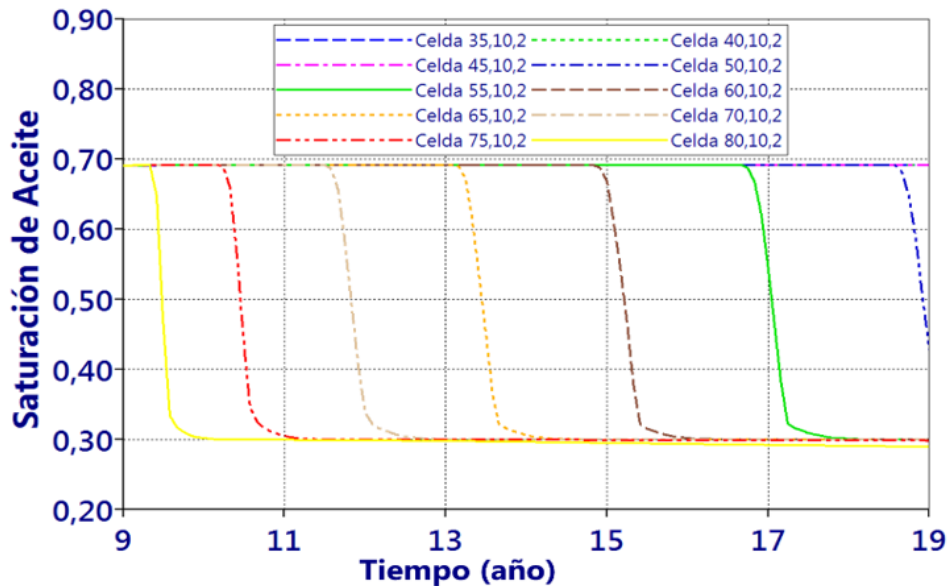
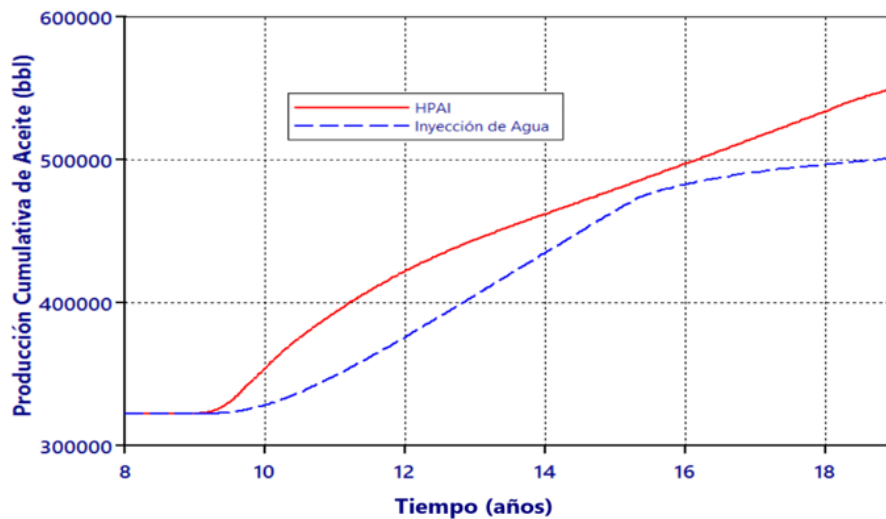


Figura 41. Perfil de saturación de aceite durante la inyección de agua.



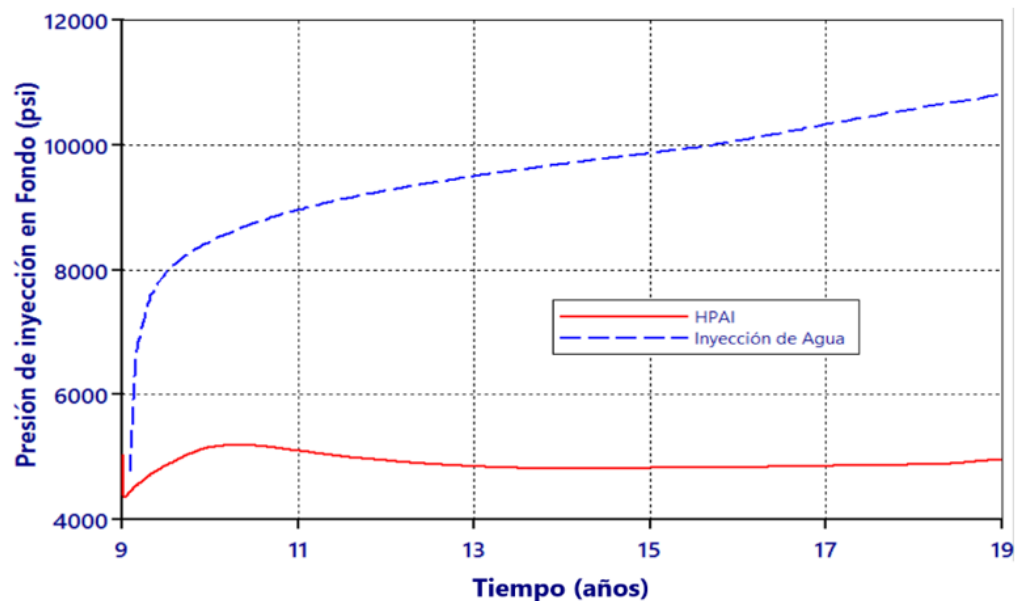
Al hacer un comparativo de los mejores escenarios de inyección de agua e inyección de aire, se muestra que el aire recupera una mayor cantidad de crudo. Principalmente porque al inyectar aire se puede disminuir la saturación de aceite residual a 0%.

Figura 42. Comparación de producción acumulada entre la inyección de aire e inyección de agua



Aunque la diferencia parece no ser mucha, al hacer un análisis económico, se debe tener en cuenta que al inyectar agua los costos se pueden aumentar gracias a la separación, tratamiento y disposición que se debe hacer al agua producida, además del manejo de los altos volúmenes de producción de agua y los impactos negativos que se generan en el tren de tratamiento por el aumento en corte de agua. Otro aspecto importante es que se presentan problemas de inyectividad al agua ocasionados por la baja permeabilidad del yacimiento.

Figura 43. Comparación de presión en fondo de los pozos inyectoros.



En la figura 43 se puede observar cómo la presión en fondo del pozo inyector de agua es de 4000 psi más alta que la presión del pozo inyector de aire. De tal manera que para inyectar 90 BWPD es necesaria una presión mayor a 9000 psi.

6. CONCLUSIONES

- Al incrementar la tasa de inyección de aire se obtiene un aumento en la producción acumulada de aceite, debido a un mayor desplazamiento del frente de oxidación. Sin embargo, la tasa debe optimizarse de tal manera que permita alcanzar el régimen de oxidación HTO, sin exceder el límite de seguridad en cuanto a la concentración de oxígeno en el pozo productor. Para el caso de estudio, la tasa que cumple estas condiciones es de 600000 SCF/día, con una concentración en el fluido inyectado de 21% O₂ y 79% N₂.
- Un aumento en la concentración de oxígeno incrementa el factor de recobro ya que la temperatura promedio que se obtiene en el yacimiento es mayor; sin embargo, el tiempo de vida del proyecto se reduce dada la temprana irrupción de O₂ en el pozo productor, que supera el límite de seguridad establecido en 3%. Por tanto, inyectar aire a alta concentración de oxígeno solo en la etapa final del proyecto, donde los efectos térmicos predominan, puede ser la mejor estrategia desde el punto de vista técnico para alcanzar la mayor recuperación de aceite.
- La tecnología HPAI en comparación con la inyección de agua es la mejor opción a implementar desde el punto de vista técnico en el yacimiento de estudio, debido a que presenta mayor factor de recobro, alcanzando una saturación de aceite residual igual a cero a medida que avanza el frente de oxidación a lo largo de la formación. Adicionalmente, presenta ventajas operacionales como la captación fácil y legal del aire y mayor inyectividad en el yacimiento frente al agua.

- La inyección de aire, para el caso de estudio, muestra mejores resultados en comparación con la inyección de nitrógeno bajo las mismas condiciones operacionales y del yacimiento, evidenciando que HPAI no es un simple desplazamiento por gases; sino que los efectos térmicos asociados a la técnica contribuyen al incremento del factor de recobro. No obstante, durante la etapa inicial el comportamiento de la producción en ambos escenarios es similar.

7. BIBLIOGRAFÍA

BARZIN et al. A Comprehensive Kinetics Model for Light Oil Oxidation/Combustion Reactions under High Pressure Air Injection Process (HPAI). SPE 166483-MS, 2013.

BARZIN, Yalda. An experimental and numerical study of the oxidation/combustion reaction kinetics in high pressure air injection process. Calgary, 2013. A thesis submitted to the faculty of graduate studies in partial fulfilment of the requirements for the degree of doctor of philosophy, University of Calgary. Department of chemical and petroleum engineering.

BARZIN, Y. et al. Impact of Distillation on the Combustion Kinetics of High Pressure Air Injection (HPAI). SPE-129691-MS, 2010.

FASSIHI, M. R; BRIGHAM, W. E; and RAMEY, H. Reaction Kinetics of In-Situ Combustion: Part1-Observations. SPE-8907-PA, 1984.

GARGAR, N., MALYBAEV, A., MARCHESIN, D., BRUINING, H. "Recovery of Light Oil by Air Injection", 2004.

GUTIERREZ, D., et al. A Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited. SPE-108429-MS. 2007.

GUTIERREZ, D. High-Pressure Air Injection (HPAI) and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field, University of Calgary, 2006.

HUGHES, B., SARMA, H. Burning Reserves for Greater Recovery? Air Injection Potential in Australian Light Oil Reservoirs, SPE 101099, 2006.

JIA, H., et al. Recent Progress of High Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory investigation and field application. SPE-156974-MS. 2012.

KUHLMAN, M. Applying High Pressure Air Injection to Recover Deep, Heavy Oil with in-Situ Combustion.

KUMAR, V., HALEY, K., GILLHAM, T., YANNIMARAS, D., AMOCO PRODUCTION COMPANY. High Pressure Air Injection and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field, 2007.

MARTÍNEZ, S. Estado del arte de la técnica de inyección de aire a alta presión como método de recobro de crudo. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016. 17 p.

MONTES, A. R., MOORE, R. G., METHA, S. A., URSENBACH, M. G., and GUTIERREZ, D. "Is High-Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood? . PETSOC - 2008-180. 2008.

MOORE R.G., MEHTA S.A., and URSENBACH M.G. A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery. SPE-75207-MS. 2002.

NIZ VELASQUEZ, E; MOORE, R.G; MEHTA, S.A and URSENBACH, M.G. Reservoir Simulation Assessment of the Oil Recovery Mechanisms in High-Pressure Air Injection (HPAI). PETSOC 2006-068, 2006.

REN, S.R; WATT, H. and GREAVES, M. Air Injection LTO Process: An IOR Technique for Light-Oil Reservoirs. SPE-57005-PA, 2002.

SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook: Principles and Practices. Oklahoma, 1995.

TERAMOTO, T, et al. Air injection EOR in highly water saturated light-oil reservoir. SPE-100215-MS. 2006.

TINGAS, J. Numerical Simulation of Air Injection Processes In High Pressure Light and Medium Oil Reservoir. Bath, 2000. A thesis submitted to the faculty of graduate studies in partial fulfilment of the requirements for the degree of doctor of philosophy, University of Bath.