

Evaluación del comportamiento de un proceso de inyección de aire a alta presión con *grid*
dinámico bajo diferentes modelos de reacción

Juan José Hincapié Martínez

Presentado para optar al título de ingeniero de petróleos

Director

Alberto Raúl Pinzón Díaz

Msc. Ingeniería de hidrocarburos

Codirectores

Diego Fernando Pinto Hernández

Néstor Javier Castro Parra

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingeniería fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A Dios quien ha sido mi guía y protector en todo momento. Gracias por iluminar mi camino, por darme fuerza y coraje para enfrentar los desafíos y por bendecirme con las habilidades para alcanzar mis metas.

A mis padres, Claudia Patricia Martínez y Hugo Alexander Hincapié, quienes han sido mi principal fuente de inspiración y apoyo incondicional. Gracias por enseñarme la importancia de la educación, por creer en mí y por sacrificarse para darme las mejores oportunidades.

A mi hermana Laura, quien ha sido mi cómplice y mi amiga en cada momento de mi vida. Gracias por compartir conmigo tus alegrías y tus tristezas, y poder conversar por horas al teléfono.

A mis abuelas por haber compartido conmigo sus historias y enseñanzas. A mi mamita Cecilia, por haberme enseñado la importancia del trabajo duro y la dedicación para alcanzar grandes resultados. A mi mamita Dora, por haberme transmitido los valores de la dignidad, la cortesía y el respeto, y por alegrar mis días con todas sus ocurrencias.

A mi familia, por su amor, por enseñarme el valor de la familia y por haberme brindado siempre su mano amiga siempre que lo he necesitado.

A mi novia Luisa Rey, por ser una persona ejemplar y admirable. Gracias por estar a mi lado en los momentos difíciles, por motivarme en los momentos de incertidumbre y por ser mi mejor compañía.

A mis amigos, Carlos Gómez y Diego Fiallo, por haberme brindado su amistad sincera, por su apoyo y motivación, y por hacer de la universidad una experiencia más llevadera. También a todos los demás con quienes pasé horas estudiando para lograr excelentes resultados.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a los profesionales que me brindaron su orientación y apoyo a lo largo de mi carrera universitaria y en la realización de esta tesis. En especial, agradezco a los ingenieros Diego Pinto, Raúl Pinzón y Néstor Castro por sus valiosas sugerencias, comentarios y correcciones que me permitieron mejorar significativamente este trabajo.

También quiero agradecer al Semillero de Investigación en Recobro Mejorado, por brindarme la oportunidad de participar en sus actividades y proyectos de investigación, y por motivarme a seguir profundizando en esta área del conocimiento. Su labor en la universidad es fundamental para el desarrollo del conocimiento y la investigación en nuestro país.

Agradezco también a los profesores y profesionales que aportaron a mi desarrollo personal y profesional:

A los ingenieros Erik Montes y Olga Ortiz quienes creyeron en mi e hicieron posible el intercambio en la Universidad Nacional Autónoma de México.

A los profesores, Guillermo Nájera y José Ángel Gómez de la UNAM quienes compartieron sus experiencias y brindaron su mano amiga durante mi estancia en México.

A los ingenieros de yacimientos de Ecopetrol, Bleidy Polo, Jairo Dimate, Brayan Plata y María Adelaida Arango, quienes hicieron de las prácticas una experiencia agradable y enriquecedora.

Al profesor Aristóbulo Bejarano quien no dudó en apoyarme para hacer posible mi selección a la semana de la educación de la *International Petroleum Technology Conference 2022*.

A mis mentores, los ingenieros César Augusto López y Julio César Lozada con quienes pude desarrollar nuevas habilidades y conocimientos que me han sido de gran utilidad para alcanzar un equilibrio en la vida.

Tabla de contenido

1. Introducción	15
2. Objetivos	17
2.1 Objetivo general.....	17
2.2 Objetivos específicos	17
3. Marco conceptual	18
3.1 Inyección de aire a alta presión.....	18
3.2 Pruebas experimentales.....	21
3.3 Tubos de combustión.....	21
3.4 Prueba RTO	23
3.5 Otras pruebas de combustión.....	24
3.6 Modelos cinéticos.....	25
3.7 Ecuaciones de cinética de reacción.....	26
3.8 Ecuaciones de transporte de masa y energía.....	27
3.9 Estequiometría de una reacción	28
3.10 Esquemas de reacción	30
3.11 Parámetros de combustión	31
4. Hallazgos de investigaciones previas	33
4.1 Casos de aplicación.....	33
4.2 Análisis de sensibilidad y otros estudios mediante simulación numérica	42
4.3 Uso de <i>grid</i> dinámico para predecir el comportamiento de HPAI.....	49
5. Descripción del modelo conceptual	54
5.1 Modelo estático.....	54
5.2 Modelo dinámico	59

5.3	Escenarios de evaluación	62
6.	Comportamiento del frente oxidación durante la inyección de aire a alta presión	64
7.	Resultados de la simulación numérica convencional	68
7.1	Modelo cinético de Fassihi, Yannimaras, Newbold y Belgrave (2000)	68
7.2	Modelo cinético de Ezekiel (2014)	77
7.3	Modelo cinético de Tingas (2000)	84
7.4	Resumen de los resultados mediante simulación numérica convencional	91
8.	Resultados de la simulación numérica usando grid dinámico frente a la simulación convencional	92
8.1	Función de adaptación	92
8.2	Modelo cinético de Fassihi	92
8.3	Modelo cinético de Tingas	95
8.4	Modelo cinético de Ezekiel	97
8.5	Tiempos de cómputo	100
9.	Conclusiones	101
10.	Recomendaciones	103
	Referencias bibliográficas	104
	Apéndice A	113

Índice de tablas

Tabla 1.	24
Descripción de otras pruebas de combustión	24
Tabla 2.	26
Resumen de las ecuaciones de cinética.	26
Tabla 3.	31
Modelo cinético de Barzin.....	31
Tabla 4.	32
Parámetros principales de combustión.	32
Tabla 5.	34
Propiedades del yacimiento y del fluido en campos dónde se ha aplicado HPA con éxito. 34	
Tabla 6.	39
Screening de aplicación de la inyección de aire a alta presión.....	39
Tabla 7.	47
Factor de recobro para un modelo homogéneo y uno fracturado.	47
Tabla 8.	54
Propiedades del yacimiento del modelo conceptual.....	54
Tabla 9.	59
Composición del fluido.	59
Tabla 10.	60
Propiedades del fluido.	60
Tabla 11.	61
Propiedades térmicas de la roca.....	61
Tabla 12.	63
Comparativo entre el modelo de reacciones original y el ajustado durante el balance de masas.	63
Tabla 13.	69
Parámetros cinéticos del modelo de Fassih.	69
Tabla 14.	77
Parámetros cinéticos del modelo de Ezekiel.	77

Tabla 15.	85
Parámetros cinéticos del modelo de Tingas.	85
Tabla 16.	92
Parámetros de amalgamiento seleccionados.	92
Tabla 17.	93
Parámetros estadísticos de las curvas del modelo de Fassih.	93
Tabla 18.	95
Parámetros estadísticos de las curvas del modelo de Tingas.	95
Tabla 19.	98
Parámetros estadísticos de las curvas del modelo de Ezekiel.	98
Tabla 20.	100
Tiempos de cómputo para cada caso de simulación.....	100

Índice de figuras

Figura 1.	18
Representación del proceso de inyección de aire.	18
Figura 2.	22
Representación del tubo de combustión.	22
Figura 3.	24
Representación de la técnica experimental RTO.	24
Figura 4.	36
Modelos de simulación numérica.	36
Figura 5.	37
Representación de las grandes mezclas encontradas en el yacimiento durante la aplicación de HPAI.	37
Figura 6.	38
Proyección a 30 años de la producción de hidrocarburos de acuerdo con un método de recobro.	38
Figura 7.	39
Simulación de HPAI con diferentes escenarios de inyección de agua.	39
Figura 8.	40
Importancia relativa de los datos disponibles y asumidos en la simulación numérica de HPAI.	40
Figura 9.	41
Esquema general modificado de las reacciones basado en el esquema propuesto por Clara et al. (2000).	41
Figura 10.	42
Perfil de producción de aceite.	42
Figura 11.	43
Producción acumulada estándar de acuerdo con el número de celdas.	43
Figura 12.	44
Fracción producida de cada componente.	44

Figura 13.	45
Producción acumulada de aceite según la temperatura del yacimiento.....	45
Figura 14.	46
Perfiles de temperatura con variaciones en la permeabilidad del modelo.....	46
Figura 15.	48
Perfil de temperatura comparativo entre resultados de laboratorio y simulación numérica.	48
Figura 16.	49
Representación del grid dinámico con refinado alrededor del frente de oxidación (línea amarilla) y amalgamamiento de los sectores diferentes a su recorrido.	49
Figura 17.	50
Diagrama de flujo del grid dinámico.....	50
Figura 18.	51
Comparativo de la simulación numérica utilizando distintos tipos de enmallado.	51
Figura 19.	52
Histograma de distribución de la permeabilidad.	52
Figura 20.	53
Tipos de enmallado en simulación numérica.	53
Figura 21.	55
Distribuciones de porosidad y permeabilidad usadas en el modelo conceptual.....	55
Figura 22.	56
Distribución normal de la porosidad.	56
Figura 23.	57
Distribución log normal de la permeabilidad.	57
Figura 24.	58
Probabilidad logarítmica de la permeabilidad aplicando el método de Dykstra-Parsons.	58
Figura 25.	61
Curvas de permeabilidad.	61
Figura 26.	62
Calendario de inyección.	62
Figura 27.	70
Perfil de temperatura del modelo de Fassihi.	70

Figura 28.	72
Concentración de Coque con el modelo de Fassihi.	72
Figura 30.	73
Fracción de C18+ con el modelo de Fassihi.	73
Figura 29.	73
Fracción de C7-C11 con el modelo de Fassihi.	73
Figura 31.	74
Fracción molar de oxígeno a los cuatro años de inyección del aire.	74
Figura 32.	75
Concentración de oxígeno y dióxido de carbono en el pozo productor.	75
Figura 33.	76
Presión promedio con el modelo de Fassihi.	76
Figura 34.	76
Factor de recobro con el modelo de Fassihi.	76
Figura 35.	79
Perfil de temperatura del modelo de Ezekiel.	79
Figura 36.	80
Fracción de C8+ con el modelo de Ezekiel.	80
Figura 37.	80
Fracción de CO2 con el modelo de Ezekiel.	80
Figura 38.	81
Fracción molar de oxígeno luego de cuatro años de inyección.	81
Figura 39.	82
Concentración de oxígeno y dióxido de carbono en el pozo productor.	82
Figura 40.	83
Presión promedio con el modelo de Ezekiel.	83
Figura 41.	83
Factor de recobro con el modelo de Ezekiel.	83
Figura 42.	86
Perfil de temperatura del modelo de Tingas.	86
Figura 43.	87

Fracción de Coque con el modelo de Tingas.....	87
Figura 44.	87
Fracción de C2-C6 con el modelo de Tingas.	87
Figura 45.	87
Fracción de CO ₂ con el modelo de Tingas.	87
Figura 46.	88
Fracción molar de oxígeno luego de cuatro años de inyección.....	88
Figura 47.	89
Concentración de oxígeno y dióxido de carbono en el pozo productor.	89
Figura 48.	90
Presión promedio con el modelo de Tingas.	90
Figura 49.	90
Factor de recobro con el modelo de Tingas.....	90
Figura 50.	94
Perfil de temperatura del modelo de Fassihi con grid dinámico.	94
Figura 51.	94
Gases efluentes del modelo de Fassihi con grid dinámico.	94
Figura 52.	95
Factor de recobro del modelo de Fassihi con grid dinámico.....	95
Figura 53.	96
Perfil de temperatura del modelo de Tingas con grid dinámico.....	96
Figura 54.	97
Gases efluentes del modelo de Tingas con grid dinámico.....	97
Figura 55.	97
Factor de recobro del modelo de Tingas con grid dinámico.	97
Figura 56.	99
Perfil de temperatura del modelo de Ezekiel con grid dinámico.....	99
Figura 57.	99
Gases efluentes del modelo de Ezekiel con grid dinámico.	99
Figura 58.	100
Factor de recobro del modelo de Ezekiel con grid dinámico.	100

Lista de apéndices

Apéndice A. Extracto del código utilizado para la construcción del modelo conceptual.. 113

Resumen

Título: Evaluación del comportamiento de un proceso de inyección de aire a alta presión con *grid* dinámico bajo diferentes modelos de reacción*

Autor: Juan José Hincapié Martínez**

Palabras clave: Inyección de aire a alta presión, High Pressure Air Injection, HPAI, *grid* dinámico, dynagrid, simulación numérica, modelos cinéticos, modelo heterogéneo.

Descripción:

La inyección de aire a alta presión (HPAI) es una alternativa que permite añadir nuevas reservas para cubrir la creciente demanda energética. Numerosos autores han simulado numéricamente desde pruebas de laboratorio en ambientes homogéneos hasta sectores de yacimientos con propiedades petrofísicas variables; sin embargo, son escasas las investigaciones que integran la heterogeneidad propia de los yacimientos y que, además, evalúan la importancia de la selección del modelo cinético cuando no se tienen pruebas experimentales disponibles.

Mediante una amplia revisión literaria se construyó el modelo conceptual, considerando las distribuciones petrofísicas de un ambiente de depositación marino para evaluar el comportamiento de HPAI bajo diferentes modelos de reacción, a través de la herramienta de simulación numérica de la compañía CMG. Además, dada la practicidad del uso de *grid* dinámico se analizaron las ventajas del uso de esta herramienta comparado con la simulación numérica convencional. Los resultados de esta investigación muestran diferencias significativas en el comportamiento del frente de oxidación cuando se utilizan distintos modelos cinéticos, por lo que resulta importante elegir cuidadosamente el modelo de reacción. También, se demostró que el uso de *grid* dinámico provee resultados con un bajo porcentaje de error y hasta un 31% más rápido comparado con la simulación convencional.

*Trabajo de grado

**Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de petróleos. Director: Alberto Raúl Pinzón. Codirectores: Diego Fernando Pinto y Néstor Javier Castro.

Abstract

Title: Evaluation of the performance of a high-pressure air injection process with dynamic grid under different reaction models*

Author: Juan José Hincapié Martínez**

Keywords: High Pressure Air Injection, HPAI, dynamic grid, dynagrid, numerical simulation, kinetic models, heterogeneous model

Description:

High pressure air injection (HPAI) is an alternative that allows adding new reserves to meet the growing energy demand. Numerous authors have modeled HPAI using numerical simulation from laboratory tests in homogeneous environments to sectors of reservoirs with varying petrophysical properties. However, there is a scarcity of research that integrates the heterogeneity inherent in light oil reservoirs and, in addition, allows evaluating the importance of the correct choice of kinetic model when experimental tests are not available.

In this work, a comprehensive literature review is carried out to construct a conceptual model, created according to the typical porosity and permeability distributions of a marine deposition environment, to evaluate the behavior of HPAI under different reaction models, using the CMG's numerical simulation tool. In addition, given the practicality of using dynamic grid demonstrated by authors such as Christensen et al. (2003), the advantages of using this tool compared to conventional numerical simulation were analyzed. The results of this research showed significant differences in the behavior of the oxidation front when different kinetic models are used, highlighting the importance of carefully choosing the reaction model. It was also demonstrated that the use of dynamic grid provides results with a low percentage of error and up to 31% faster compared to conventional simulation.

*Bachelor Thesis

**Faculty of Physics and Chemistry. School of Petroleum Engineering. Supervisor: Alberto Raúl Pinzón. Co-supervisors: Diego Fernando Pinto and Néstor Javier Castro.

1. Introducción

El consumo energético mundial se encuentra en constante crecimiento y las reservas de hidrocarburos han comenzado a agotarse. Favennec (2007) menciona que, difícilmente, el consumo de petróleo y de energía fósil podrá llegar a todas las regiones del mundo al nivel que ha llegado a los países desarrollados. Esta afirmación ha generado polémica y ha traído consigo un gran reto sobre si existe o no la posibilidad de suplir la creciente demanda energética mundial. Además, este reto ha llevado a buscar alternativas de métodos de recobro mejorado y a perfeccionar su implementación, por ejemplo, la inyección de aire en crudos livianos.

La inyección de aire a alta presión (HPAI) forma parte de los métodos de recobro térmico y, actualmente, es una alternativa que permite incrementar la cantidad de crudo recuperada en yacimientos donde otros métodos de recobro no resultan viables; esta recuperación es dada mediante uno o varios mecanismos, tales como el mantenimiento de presión, reducción de la saturación de aceite residual a través de la extracción del *flue* gas y el hinchamiento del aceite, la alta eficiencia de desplazamiento de la zona de reacción, empuje por gas, drenaje gravitacional, e inyección alternada de agua y aire (Ezekiel et al., 2017). Con base en lo anterior, la inyección de aire a alta presión produce reacciones exotérmicas entre el oxígeno y el hidrocarburo en sitio, lo cual permite generar un frente de barrido que permite movilizar al crudo (Sampaio, 2013); por lo general, este frente está formado por una mezcla de *flue* gas principalmente compuesta por dióxido de carbono y nitrógeno que empuja al aceite hacia los pozos productores (Montes, et al. 2010).

La aplicación de HPAI ha resultado ser atractiva en formaciones carbonatadas y de arenas con presencia de crudos livianos (Alvarado et al., 2010). A través del tiempo se han realizado varios estudios que han permitido perfeccionar la inyección de aire a alta presión hasta caracterizar varias reacciones químicas que ocurren dentro del yacimiento cuando se inyecta el aire. Las pruebas de laboratorio han generado valiosos aportes en cuanto a la comprensión de estos fenómenos, por ejemplo, a través del uso de la cinética de Arrhenius y de ecuaciones

de estado es posible modelar el frente de oxidación basado en datos experimentales obtenidos de pruebas de tubo y RTO.

Con los significativos avances tecnológicos, la inyección de aire a alta presión puede ser evaluada mediante simulación numérica utilizando un grid que represente el sector de interés dentro del yacimiento. Las reacciones y su velocidad se encuentran generalmente afectadas por cambios de temperatura, presión, concentración y área superficial, por lo que el tamaño de los bloques del grid supone una limitante al modelado de las reacciones, ya que, de acuerdo con su tamaño, se pueden o no capturar las condiciones óptimas que permitan simular el avance del frente de oxidación.

En este trabajo se modelará el proceso HPAI mediante simulación numérica, utilizando grid dinámico bajo diferentes modelos de reacción con el fin de minimizar la dependencia hacia los modelos cinéticos y obtener una caracterización más detallada en varios escenarios de cinética reportados por los autores. Los diferentes escenarios por evaluar permitirán comparar los resultados obtenidos entre la simulación convencional y el uso de grid dinámico y, así mismo, aquellos obtenidos utilizando diferentes modelos de reacción. Estos resultados ofrecerán un conjunto de posibilidades que permitirán evaluar el desempeño de la inyección de aire desde una perspectiva global con una incertidumbre asociada a la aplicación de cada escenario.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Evaluar el comportamiento de un proceso de inyección de aire a alta presión con *grid* dinámico bajo diferentes modelos de reacción.

2.2 Objetivos específicos

1. Construir un modelo conceptual de simulación numérica que represente la distribución de permeabilidades, porosidades y saturaciones propios de un yacimiento heterogéneo a escala *sector model*.
2. Analizar el comportamiento de la inyección de aire a alta presión empleando diferentes modelos cinéticos seleccionados de la literatura a través de simulación numérica convencional.
3. Establecer la función de adaptación y las condiciones iniciales que permitan la desamalgamación de los bloques refinados en un *grid* a partir de los resultados obtenidos en la simulación numérica convencional del proceso HPAI.
4. Evaluar la inyección de aire a alta presión mediante simulación numérica convencional y *grid* dinámico, implementando los modelos cinéticos seleccionados.

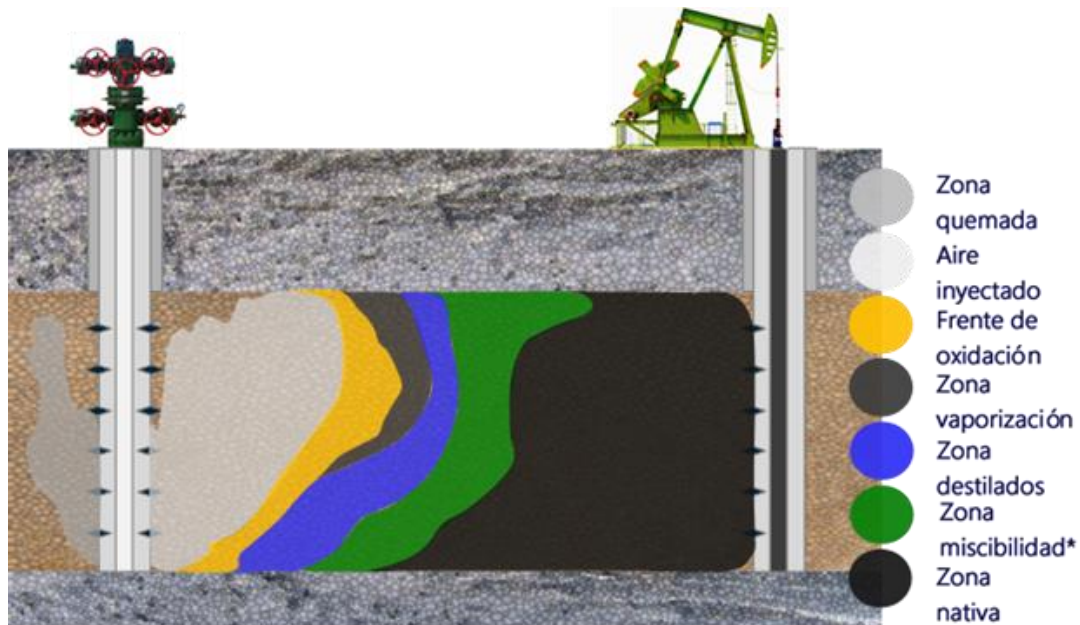
3. Marco conceptual

3.1 Inyección de aire a alta presión

Es un método de recobro mejorado usado en yacimientos a grandes profundidades, altas presiones y bajas permeabilidades; este proceso consiste en inyectar aire comprimido al yacimiento con el propósito de que el oxígeno del aire inyectado reaccione con una fracción del aceite del yacimiento por efecto de las altas temperaturas y genere un frente de dióxido de carbono y nitrógeno que empuje al crudo hacia los pozos productores. En la figura 1, se muestra un esquema del proceso de inyección de aire.

Figura 1.

Representación del proceso de inyección de aire.



Moore et al. (2002) destacan algunas ventajas de HPAI que le permiten ser considerado un proceso realmente viable de implementar, entre ellas: su utilización en yacimientos que no

son considerados buenos candidatos para la inyección de agua o han alcanzado su límite económico, la fiabilidad técnica en tecnologías de compresión de aire y la fácil obtención de este recurso, la re presurización del yacimiento y la corrección natural de la zona de combustión debido a la rápida movilización del crudo a través del medio poroso, reduciendo la permeabilidad del gas y redirigiendo el flujo del aceite.

El primer paso para la aplicación de HPAI es generar un frente de oxidación autosustentable, es decir, que el oxígeno del aire inyectado reaccione en proporciones adecuadas con algunos de los componentes hidrocarburos del yacimiento, este frente puede generarse de manera inmediata, lo que se conoce como ignición espontánea, o puede ser impulsado mediante una mezcla de químicos o un calentador de fondo que favorezca la reacción.

Adentrando en detalle, en cuanto al origen de la reacción, Moore et al. (2002) muestran dos posibles caminos para que ocurra una reacción en el yacimiento: i) Por división de los enlaces químicos donde el oxígeno rompe las moléculas de hidrocarburo para producir dióxido de carbono y agua; esta división suele presentarse entre los 150- 300°C en yacimientos de crudo liviano mientras que en los de crudo pesado las reacciones de oxidación no son dominantes y se evidencian a temperaturas por debajo de los 450°C. ii) Por adición de oxígeno, donde los átomos de oxígeno están enlazados químicamente dentro de la estructura molecular del hidrocarburo líquido, esto genera compuestos como hidroperóxidos y aldehídos que tienden a reaccionar y polimerizarse unos con otros, formando fracciones pesadas y no deseadas. Además, debido a que el oxígeno removido del gas no es reemplazado con CO₂, la presión de poro disminuye causando que el aceite quede atrapado.

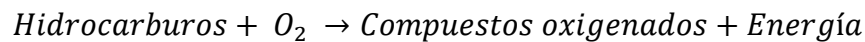
La descripción anterior puede ser complementada recurriendo a las investigaciones de Barzin et al. (2010) quienes se refirieron a la reacción por división de enlaces químicos como reacciones de oxidación a alta temperatura (*HTO*, por sus siglas en inglés) presentadas en rangos de temperatura menores a 300°C y mayores a 350°C, y, la reacción por adición de oxígeno como reacciones de oxidación a baja temperatura (*LTO*, por sus siglas en inglés) la cual se caracteriza por un rango de temperaturas donde la operación no es favorable debido a la alta cantidad de coque depositado.

Es común que, adicional a los tipos de reacción de alta y baja temperatura, se consideren aquellas de temperatura media (*MTO*, por sus siglas en inglés), Chen et al. (2013) tienen en

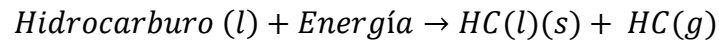
cuenta este último tipo de reacción también conocida como región de gradiente de temperatura negativo (*NTGR*, por sus siglas en inglés), en la cual pueden incluirse fenómenos como la pirólisis y otras reacciones térmicas.

Finalmente, la forma general de presentación de las ecuaciones que describen las reacciones antes descritas y el proceso que cada una conlleva, de acuerdo con Cavanzo y Muñoz (2014), es el siguiente:

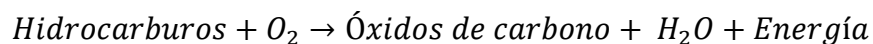
- Las reacciones de oxidación a baja temperatura (*LTO*) son un proceso exotérmico donde el oxígeno se disuelve en el aceite a temperatura de yacimiento y se evidencia producción de compuestos parcialmente oxigenados, un aumento de la viscosidad, densidad, temperatura de ebullición y volumen de asfaltenos. El proceso, en general, puede ser representado por:



- Las reacciones de oxidación a temperatura media (*MTO*) pueden dividirse en tres etapas: la deshidrogenación, que hace referencia a que los átomos de hidrógeno son despojados sin alterar a los átomos de carbono, el craqueo, donde los enlaces C-C son rotos y cierto número de átomos de carbono se unen para formar coque, y finalmente, la condensación. El proceso, en general, puede ser representado mediante:



- Las reacciones de oxidación a altas temperaturas (*HTO*) son aquellas donde el coque reacciona con el oxígeno para producir óxidos de carbono y agua, el calor proporcionado en esta etapa provee la energía necesaria para mantener y propagar el frente de combustión. El proceso puede ser representado a través de:



3.2 Pruebas experimentales

Las pruebas de experimentales permiten caracterizar de manera fiable las variables y/o parámetros principales de la inyección de aire a alta presión. Sin embargo, a pesar de la exactitud que exponen, es fundamental recordar que solo representan una pequeña parte del yacimiento sujeto a estudio, lo cual genera cierta cantidad de suposiciones al momento de realizarse la simulación numérica, entre ellas, que todo el yacimiento se comporta de igual manera o similar a la muestra analizada.

Mediante pruebas de laboratorio se ha encontrado que las regiones barridas por la zona de combustión presentan ausencia de hidrocarburos; además se ha aproximado que se consume entre el 5% y el 10% de aceite en sitio. Las pruebas realizadas para validar datos y/o evaluar el comportamiento de las reacciones de combustión son: i) tubos de combustión, y ii) *RTO*.

3.3 Tubos de combustión

Estos pueden describirse como “un reactor de lecho con flujo continuo de aire con calentadores y termocuplas para garantizar una operación con bajísimas pérdidas de calor” (Fajardo y Yatte, 2013). Su rango de experimentación abarca crudos de entre 6-45°API y presiones de hasta 6000 psi (Ramos et al., 2014).

De acuerdo con Prasad et al. (1986), por medio de la realización de esta prueba, se pueden determinar parámetros como: la velocidad del frente de combustión, las tasas y presiones de inyección, el efecto de la relación agua-aire inyectado, el combustible quemado por unidad de yacimiento, las características de los fluidos producidos, el volumen barrido por el frente de combustión y las temperaturas de combustión.

El procedimiento para la realización de esta prueba se encuentra bien definido y es el siguiente:

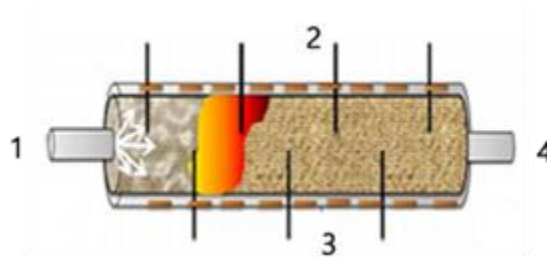
- i) Empaquetar una muestra representativa del yacimiento dentro del tubo.

- ii) Homogeneizar el núcleo, y mezclarlo con aceite y salmuera sintética en un recinto cerrado bajo un blanco de nitrógeno; al tubo empacado se le inyecta nitrógeno a temperatura ambiente y presión atmosférica (a una tasa baja para prevenir la formación de canales) hasta que el contenido de oxígeno del gas producido se reduzca a un valor muy bajo; luego se presuriza con nitrógeno para revisar posibles fugas mientras que la chaqueta se presuriza con helio.
- iii) Calentar a temperatura de yacimiento y reinyectar el nitrógeno monitoreando la composición del gas producido hasta que se alcance la temperatura de la zona de ignición a 400°C, alcanzado este punto, se comienza con la inyección de aire.

En la figura 2 aparecen señaladas algunas de las partes más importantes del tubo de combustión: 1. Sistema de inyección de fluidos, en este caso, aire; 2. Termocuplas; 3. Calentadores; y 4. Gases de combustión y sistema de análisis de datos.

Figura 2.

Representación del tubo de combustión.



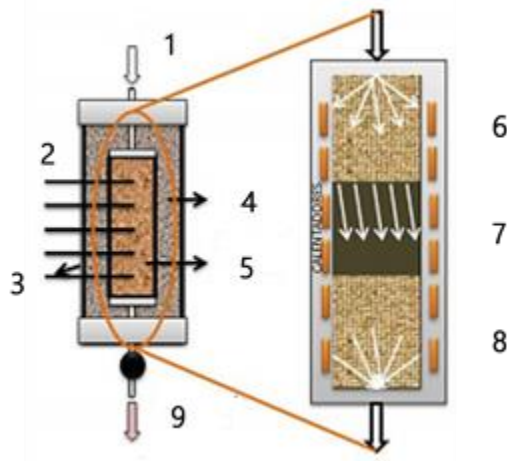
Nota. Tomado de la tesis “*criterios de selección para un reactor a escala de laboratorio para el estudio de un proceso de combustión in situ como método de recobro de crudos pesados*”, por Fajardo, J.F., Yatte, A.J., 2013

3.4 Prueba RTO

Un reactor *RTO* (*Ramped Temperature Oxidation* por sus siglas en inglés) es un reactor de lecho empacado con flujo continuo de aire, con calentadores y un volumen de arena gruesa la entrada del material oxidante para garantizar el flujo uniforme y minimizar otros efectos físicos. La prueba *RTO* permite determinar las características oxidativas del proceso de combustión, es decir, la cinética de las reacciones y los regímenes de transición de LTO a HTO. Por medio de la realización de esta prueba se pueden obtener perfiles de temperatura, el comportamiento de oxidación del sistema, y la influencia de los componentes en el medio poroso (Fajardo y Yatte, 2013).

Esta prueba involucra el calentamiento controlado de un núcleo previamente saturado con aceite sometido a un flujo de aire en una sola dimensión. Tal como lo explican Gutiérrez et al. (2009), los tubos de combustión no arrojan datos cinéticos, por este motivo, la realización de pruebas complementarias y de menor costo como la técnica RTO son necesarias. Sin embargo, esta prueba presenta sus propias limitaciones, por ejemplo, cuando se usa solo una termocupla, existe cierta incertidumbre en cuanto a la temperatura de reacción correspondiente al gas producto observado, así mismo sucede con la estimación de la porción del reactor donde está ocurriendo una reacción en un momento determinado.

En la figura 3 se muestra una representación de la técnica RTO donde aparecen señaladas algunas de las partes más importantes: 1. Sistema de inyección de fluidos; 2. Termocuplas; 3. Aislante; 4. Chaqueta; 5. Muestra de estudio; 6. Arena gruesa dispersiva; 7. Zona reactiva; 8. Arena de soporte; y 9. Productos de reacción y sistema de análisis de datos.

Figura 3.*Representación de la técnica experimental*

Nota. Adaptado de la tesis “criterios de selección para un reactor a escala de laboratorio para el estudio de un proceso de combustión in situ como método de recobro de crudos pesados”, por Fajardo, J.F., Yatte, A.J., 2013

3.5 Otras pruebas de combustión

Tabla 1.*Descripción de otras pruebas de combustión*

Análisis termogravimétrico (TGA)	Una muestra de crudo es calentada en presencia de aire y se mide el cambio en peso en función de la temperatura o el tiempo, luego se grafica.
Calorimetría diferencial de barrido (PDSC)	Mediante calentamiento gradual y constante, permite estudiar las reacciones de oxidación, a través de esta prueba se puede obtener la entalpía y establecer los regímenes de reacción.

**Calorímetro de ritmo acelerado
(ARC)**

Estudia la cinética de reacción en procesos adiabáticos, se utilizan para hallar los parámetros cinéticos como la energía de activación, el factor pre exponencial y el orden de la reacción.

3.6 Modelos cinéticos

Para el desarrollo de un modelo cinético se requiere de información acerca de las reacciones que ocurren a diferentes temperaturas obtenidas mediante pruebas de análisis termogravimétrico (TGA) y de calorímetro diferencial de barrido (DSC), plantear las ecuaciones y validar el modelo inicial con una prueba RTO (Castañeda et al., 2014).

Ecuación de Arrhenius

La ecuación de Arrhenius es una ecuación matemática que relaciona la velocidad de una reacción química con la temperatura y la energía de activación de la reacción. La ecuación es:

$$k = Ae^{-E_a/RT} \quad (1)$$

donde k es la constante de velocidad de la reacción, A es el factor preexponencial o factor de frecuencia, E_a es la energía de activación de la reacción, R es la constante universal de los gases ideales y T es la temperatura en Kelvin.

Analizando la ecuación 1 descrita, a medida que aumenta la energía de activación la constante de velocidad disminuye, de modo contrario, para que la constante de velocidad aumente, la temperatura también deberá hacerlo. A partir de la ecuación de Arrhenius, se puede generar la ecuación 2, una linealización de la anterior, ya propuesta por Castañeda et al. (2014) en sus investigaciones:

$$\ln(k) = \left(-\frac{E_a}{R}\right)\left(\frac{1}{T}\right) + \ln(A) \quad (2)$$

3.7 Ecuaciones de cinética de reacción

En la tabla 2, que se muestra a continuación, pueden observarse un resumen de las principales ecuaciones usadas en cinética:

Tabla 2.

Resumen de las ecuaciones de cinética.

Velocidad de reacción	$v = k [A]^m [B]^n$
Arrhenius	$k = A e^{-\frac{E_a}{RT}}$
Arrhenius modificada	$k = AT^m e^{-\frac{E_a}{RT}}$
Reacción completa	$v = AP_G^m [B]^n e^{-\frac{E_a}{RT}}$

La **ecuación de velocidad de reacción** se relaciona con las variables de las que fundamentalmente depende, como el número de moles, concentraciones o presiones parciales si se trata de gases. En esta ecuación pueden aparecer todas las especies químicas presentes en la reacción, sean reactivos, productos, catalizadores, entre otros. Los valores de n y m son conocidos como orden parcial respecto a la sustancia. El orden total r, es la suma de los exponentes, y la k es la constante de velocidad que en términos de concentración molar tiene unidades $s^{-1} * mol^{1-r} * L^{r-1}$.

La **ecuación de Arrhenius modificada** es una extensión de la ecuación sencilla en la cual el factor pre exponencial es proporcional a la temperatura elevada a una constante m (IUPAC, 1997). La **ecuación de reacción completa** incluye la presencia de gases representados por la presión parcial y elevados a un exponente m.

3.8 Ecuaciones de transporte de masa y energía

Estas ecuaciones son obtenidas a partir de las leyes de conservación de masa y energía, y, además, consideran diferentes tipos de flujo, tales como los difusivos, los convectivos y los radiantes (Fermigier, 2004). En la simulación de un proceso de oxidación, las ecuaciones de masa y energía son de gran importancia, siendo estas resueltas mediante el uso de la ley de Darcy, ecuaciones de flujo y aquellas que relacionan los límites de equilibrio térmicos (Zhu, 2011).

- Ecuación de transporte de energía

La ecuación de transporte de energía en su forma vectorial describe la transferencia de energía térmica en un medio continuo. Obsérvese en la ecuación 3 la formulación vectorial de energía cinética teniendo en cuenta la condición de incompresibilidad, su representación facilita la comprensión de los procesos involucrados en la misma:

$$\frac{\partial U}{\partial t} = R - \nabla \cdot (J_C + J_D + J_R) + d \cdot \nabla u \quad (3)$$

Donde R es la cantidad de calor producido por unidad de tiempo de las reacciones, los vectores siguientes son los flujos debidos a la convección, difusión y radiación, y el último término se refiere a la disipación viscosa (Fermigier, 2004). A partir de ahí, se anulan las variables no relacionadas con el proceso y se conservan las cantidades de conducción y advección, tal como se presenta en la ecuación 4.

$$\frac{\partial U_i}{\partial t} + \nabla \cdot (q^{h,adv} + q^{h,cond}) = Q_i^{h,well} + Q_i^{h,react} \quad (4)$$

Una de las formas de comparar la importancia del transporte por convección y por difusión, se puede definir con el número de Peclet (Fermigier, 2004) cuyo cálculo se realiza según la ecuación 5.

$$Pe = \frac{UL}{k} \quad (5)$$

Donde U es la magnitud de la velocidad y L la longitud de la escala característica del gradiente de temperatura. Finalmente, la k representa a la difusividad termal o coeficiente de difusión de calor.

- Ecuación de transporte de masa

La ecuación de transporte de masa describe el movimiento de una especie química en un medio continuo. A partir de la expresión de balance de masa, y flujos másicos y molares se obtiene la ecuación 6.

$$\frac{\partial C_i}{\partial t} + \nabla \cdot q_i = Q_i^{well} + Q_i^{reac} \quad (6)$$

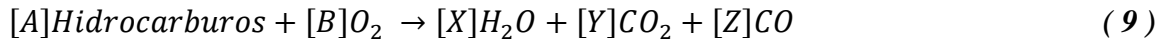
El modelado de las reacciones químicas usualmente se realiza mediante el uso de la cinética de Arrhenius; las ecuaciones 7 y 8 son las presentadas por Zhu en su artículo sobre escalamiento cinético.

$$Q_i^{reac} = \sum_r (s_{r,i}^P - s_{r,i}^R) A_r \cdot \exp\left(-\frac{E_{a,r}}{R \cdot T}\right) \cdot \prod_j (C_j)^{n_{r,j}} \quad (7)$$

$$Q^{h,reac} = \sum_r H_r A_r \cdot \exp\left(-\frac{E_{a,r}}{R \cdot T}\right) \cdot \prod_j (C_j)^{n_{r,j}} \quad (8)$$

3.9 Estequiometría de una reacción

Hallar los coeficientes correspondientes a cada compuesto químico es una de las tareas más importantes luego de la experimentación, es de esta manera que se asegura el balance adecuado de los reactivos y productos generados ocurrida una reacción. Uno de los métodos más usados, y que puede resultar útil para el desarrollo de la investigación se presenta en la ecuación 9.



Asumiendo $[A] = 1$, se procede a calcular la ecuación 11 dependiente de la ecuación 10:

$$\text{Requerimento } O_2 = \frac{AFR * 0.21 * P * M_{O_2}}{RT} \quad (10)$$

$$[B] = \frac{Req. O_2 * M_{Hidrocarburos}}{M_{O_2}} \quad (11)$$

Se calculan las moles del reactante asumiendo a forma $C_nH_{(2n+2)}$ señalado en la ecuación 12, donde n es el número de moles, y luego se despeja $2x+2$:

$$M_{Hidrocarburos} = M_C * n + M_H * (2n + 2) \quad (12)$$

Se balancean los hidrógenos y se aplica la ecuación 13:

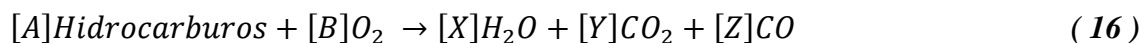
$$[X] = \frac{\#moles \ de \ hidrógeno}{2} \quad (13)$$

Para calcular $[Y]$ y $[Z]$ se balancean los oxígenos y luego los carbonos, de lo cual resultan las ecuaciones 14 y 15 respectivamente que se pueden resolver de forma algebraica:

$$[B] * 2 = [X] + 2[Y] + [Z] \quad (14)$$

$$n = [Y] + [Z] \quad (15)$$

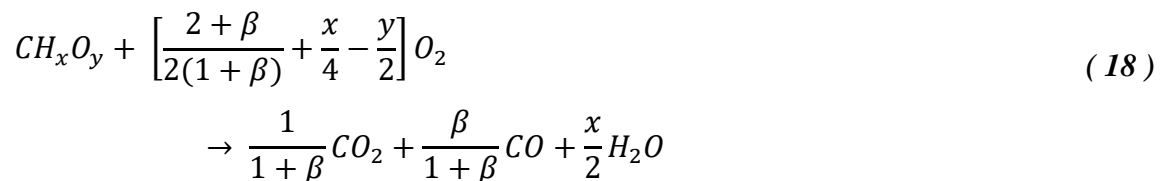
Finalmente, se resuelve el sistema de dos ecuaciones y se completan coeficientes en la relación estequiométrica de la ecuación 16:



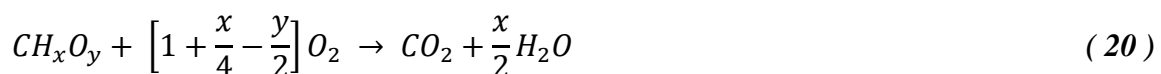
3.10 Esquemas de reacción

Estos esquemas surgen de la representación de los resultados obtenidos en pruebas experimentales; varios investigadores han propuesto, en sus estudios, reacciones relacionadas con la aplicación de inyección de aire a alta presión:

Modelo de Clara et al. (2000). Los autores propusieron un esquema de reacción de dos pasos para describir cómo se usa el oxígeno en la formación de óxidos de carbono, agua y componentes oxigenados estables. En la ecuación 17 se describe una reacción de oxidación en la que el combustible utiliza oxígeno para producir compuestos polares, mientras que en la ecuación 18 se muestra una reacción de combustión en la que el oxígeno reacciona con los compuestos polares para generar los gases de combustión CO₂ y CO.



Modelo de Onishi et al. (2006). La cinética de reacción usada por los autores está basada en el concepto propuesto por Clara et al, con un esquema de reacción de dos pasos asumiendo una relación $\beta = CO/CO_2$ igual a 0.

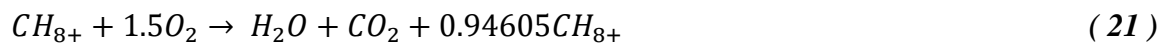


Modelo de Barzin et al. (2013). Estos investigadores proponen un esquema de siete reacciones adaptando sus parámetros cinéticos y coeficientes estequiométricos de trabajos propuestos por otros autores, y agrupando componentes en tres categorías: LO (C6-C9), MO (C10-C20), HO (C21+).

Tabla 3.*Modelo cinético de Barzin.*

Reacción	Ecuación de la reacción	Fase
Light Oil Combustion	$LO + 11.22O_2 \rightarrow 7.61CO_2 + 7.23H_2O$	V
Medium Oil Combustion	$MO + 20.06O_2 \rightarrow 13.60CO_2 + 12.92H_2O$	V
Heavy Oil Combustion	$HO + 44.41O_2 \rightarrow 30.11CO_2 + 28.6H_2O$	V
Oxygen Addition	$MO + 1.005O_2 \rightarrow 0.37Asp$	L
Oxygen Induced Cracking	$Asp \rightarrow 2.70LO + 0.42HO + 2.77O_2 + 3.95Coke$	L
Thermal Cracking	$Asp \rightarrow 1.11LO + 0.54HO + 20Coke$	L
Coke Combustion	$Coke + 1.25O_2 \rightarrow CO_2 + 0.5H_2O$	S

Modelo de Ezekiel et al. (2017). Proponen un modelo basado en dos reacciones, una de oxidación a baja temperatura y otra a alta temperatura, mostradas respectivamente en las ecuaciones 21 y 22:



3.11 Parámetros de combustión

Los parámetros de combustión permiten realizar un seguimiento al comportamiento del proceso de oxidación en el yacimiento, en la tabla 4 se presentan algunos de gran importancia:

Tabla 4.*Parámetros principales de combustión.*

Parámetro	Descripción	Fórmula
Relación atómica aparente H/C	Una relación alta indica mayor cantidad de moléculas de hidrógeno, a su vez, significa mayor velocidad de combustión.	$AAHCR = \frac{4 \left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right)}{([CO_2] + [CO])}$
Relación aparente oxígeno/combustible reaccionado	Una relación alta indica mayor cantidad de moléculas de oxígeno, a su vez, esto favorece a la reacción.	$ROF = \frac{23.6445 \left(\frac{[N_2]}{R} \right)}{([CO_2] + [CO])(12.011 + 1.008[H/C])}$
Porcentaje de oxígeno convertido en óxidos de carbono	Representa la eficiencia del proceso en términos de cuanto oxígeno ha reaccionado exitosamente.	$\%O_2toCO_n = \frac{\left([CO_2] + \frac{[CO_2]}{2} \right) * 100}{\left(\frac{[N_2]}{R} - [O_2] \right)}$
Temperatura de ignición	Mínima temperatura a la cual la chispa se mantiene y se forma el frente.	$T_i = \frac{E}{2R} \left[1 - \sqrt{1 - \frac{4RT_0}{E}} \right]$

4. Hallazgos de investigaciones previas

Los estudios científicos han sido de gran importancia para el avance en el modelamiento numérico de la inyección de aire a alta presión, así como para la comprensión de los efectos que tiene una variación en las características del yacimiento y del modo de operación. En este capítulo se resumen los acontecimientos históricos más importantes hallados en la literatura, haciendo un recuento de los conceptos teóricos más importantes referentes al uso de simulación numérica para predecir la viabilidad de proyectos de inyección de aire a alta presión. También, se muestran algunos estudios donde la simulación ha sido empleada para evaluar distintos escenarios mediante análisis de sensibilidad, y casos donde se han introducido mejoras en la simulación a través del *grid* dinámico.

4.1 Casos de aplicación

Desde los inicios de la computación moderna se han empleado simuladores en varios ámbitos de la ciencia e ingeniería. Actualmente, para determinar el desempeño y la viabilidad de implementación de la inyección de aire a alta presión, es necesario recurrir a estas herramientas tecnológicas que permitan representar los parámetros más importantes del yacimiento y de los procesos químicos que envuelven al desarrollo de HPAI, reduciendo así, la incertidumbre y los costos asociados que conllevaría una aplicación experimental de la técnica a escala de campo.

Es de esa manera que varios pilotos han logrado evaluarse y materializarse demostrando su viabilidad por medio de la simulación numérica, algunos de estos cuyos datos principales se muestran en la tabla 2 serán tratados directa o indirectamente en los siguientes párrafos.

Tabla 5.*Propiedades del yacimiento y del fluido en campos donde se ha aplicado HPA con éxito.*

	Medicine Pole Hills^A	Buffalo Red River^B	Horse Creek^C	Coral Creek^D	Liaohe Q131^E	May-Libby^F
Área, Ft	9600	4650	-	-	247	1362 - piloto 40
Espesor Neto, Ft	18	15	20	45	41.9	4.4
Prof., Ft	9500	8400	9125	8850	9925	3400
T, °F	230	215	220		208	135
API	39	32	32	34.5	35	40
k, md	1-30	10	10-20	2-8	10.2	1069
PoroS	-	18	12	9-22	13	31.24
FVF, Rb/STB	1.4	1.174	1.205	1.206	-	1.216
FR 1 y 2, %	15	5.95	9.92	25	8.83	47
FR HPAI, %	14.25	18	16.62	7	3-35	-
Tasa Iny., MMSCF/D	9	12.5	8.5	6	1.06	1.3-2.16

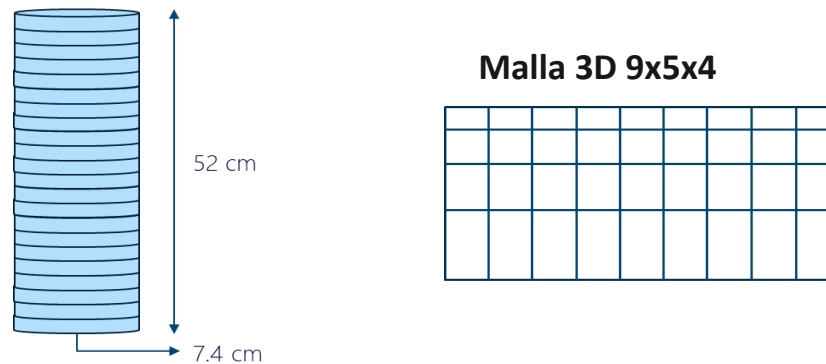
^A Kumar, Fassihi & Yannimaras, SPE 27792 ; Ezekiel et al., SPE 172292.^B Kumar et al., SPE 107715.^C Watts et al., SPE 38359 ; Clara, SPE 49519.^D Glandt et al., SPE 52198.^E Ezekiel et al., SPE 172292.^F Green y Willhite, EOR p.407; Hardy et al., SPE 3053.

Uno de los casos exitosos de aplicación más conocido es el de la unidad de *Medicine Pole Hills*, la información referente a los aciertos de este campo fue liberada varios años después, y difundida para uso investigativo entre los expertos, como es el caso de Kumar et al. (1995), quienes en su investigación revisaron el desempeño de la producción de la unidad desde la implementación de la inyección de aire en 1986, y discutieron temas como los cambios en el uso del aire a través del tiempo, los beneficios de la recuperación de los líquidos producidos de la corriente de gas producida, y un estimado del volumen quemado.

Otros casos representativos reportados en la literatura son los estudios realizados por Sakthikumar et al. (1995) donde se describe el trabajo numérico y experimental realizado para diseñar un piloto, y evaluar su factibilidad en un yacimiento previamente recuperado mediante inyección de agua asumiendo que el empuje del nitrógeno en el yacimiento es un proceso inmiscible. En la investigación, los autores construyeron, en el simulador, un cilindro semejante al tubo de combustión contando con 22 divisiones y las dimensiones mostradas en la figura 4. Debido a las limitaciones de cálculo que se presentaban, ya que los simuladores construidos se utilizaban, en su mayoría, para representar la recuperación por combustión *in situ*, no se pudo tener en cuenta el comportamiento de fases del hidrocarburo, y, además, se debieron realizar otras suposiciones, entre ellas, el uso de solo 7 pseudo componentes, la ausencia de coque y reacciones de craqueo, y la posibilidad de disolución del n-óxido de carbono en el hidrocarburo.

Figura 4.

Modelos de simulación numérica.



Nota. A la izquierda, una representación del modelo de simulación utilizado por Sakthikumar et al. (1995), y a la derecha, una representación del modelo utilizado por Tingas et al. (1996).

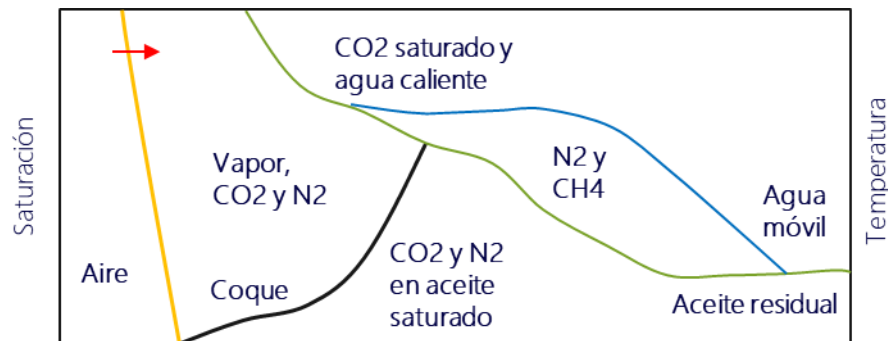
Del mismo modo, Tingas et al. (1996) examinaron la factibilidad de un proceso de inyección de aire en yacimientos de crudo liviano y alta presión del mar del Norte. A diferencia del modelo cilíndrico trabajado anteriormente, se usó un modelo cartesiano, como el ilustrado al lado derecho de la figura 2, con menor tamaño de celda a medida que disminuye la profundidad, esto, con el fin de apreciar, de mejor manera, los efectos de la gravedad; en este estudio, también se incluyeron diez ecuaciones de conservación y se tuvo en cuenta la formación de coque. Sus hallazgos más importantes van encaminados al refinado areal y su implicación en el movimiento del frente de oxidación, algunos problemas de escalamiento y otros de estabilidad al simular en dos dimensiones.

Por otro lado, Fraim et al. (1997) realizaron varias pruebas de laboratorio, también, en muestras del mar del Norte, con el fin de determinar las características de oxidación del crudo mientras se inyecta aire en presencia de salmuera, estos resultados fueron simulados como un proceso miscible cotejando con los datos de producción provenientes de un proceso previo de inyección de agua. En la figura 5, puede observarse uno de los esquemas propuesto por los autores que trata, con mayor precisión, los fenómenos involucrados en la inyección de

aire a alta presión dentro del yacimiento. Con base en dicha representación, es posible comprender los resultados de sus estudios, entre los cuales se resalta el que la producción de gas aumenta debido a la formación de *flue gas*, y el que la mayor parte del aceite recuperado proviene de las capas superiores debido a la segregación gravitacional.

Figura 5.

Representación de las grandes mezclas encontradas en el yacimiento durante la aplicación de HPAI.

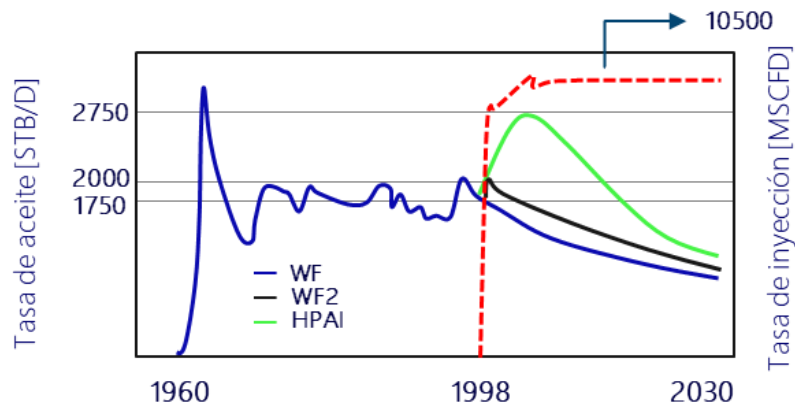


Nota. Adaptado de SPE 39905 por Fraim, M. L., Moffitt, P. D., & Yannimaras, D. V. (1997).

Más adelante, Glandt et al. (1999) integraron toda la información geológica y de producción acumulada durante la vida del campo Coral Creek con el objetivo de evaluar HPAI mediante simulación numérica y reevaluar la viabilidad del método comparado con la inyección de agua. El modelo de simulación, para ese momento, fue descrito con mayor precisión, incluyendo un enmallado cartesiano de tres dimensiones de 48x100x12 y mayor cantidad de componentes (35 en total, agrupados en 8 pseudo componentes), considerando dos casos separados donde el tamaño de cada bloque era de 200 y 300 pies. Así, se logró predecir la inyección de aire y la producción de hidrocarburo proyectados en un periodo de 30 años, concluyendo que la implementación de HPAI era una alternativa viable respecto a la inyección de agua, como claramente se muestra en la figura 6. Además de comprobar la intención inicial de la investigación de Glandt et al., esta figura sirve como guía para tener en cuenta los valores promedio de inyección de aire, señalados a partir de la línea roja punteada.

Figura 6.

Proyección a 30 años de la producción de hidrocarburos de acuerdo con un método de recobro.

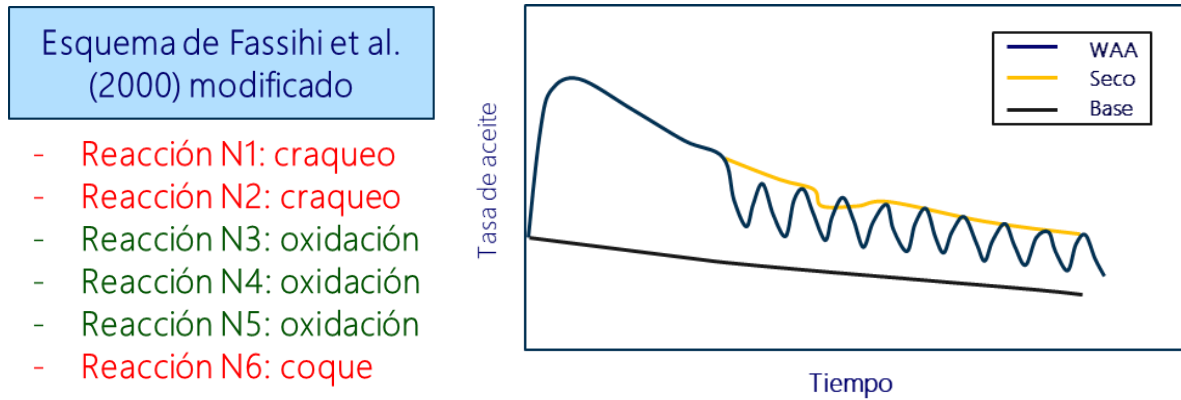


Nota. . La línea azul representa la declinación normal, la negra es la inyección de agua y la verde es HPAI. Adaptado de SPE 52198 por Glandt, C. A., Pieteron, R., Dombrowski, A., & Balzarini, M. A. (1999).

En Argentina, Pascual et al. (2005) describieron la preparación para un piloto de inyección de aire para el campo Barrancas, para esto, se fundamentaron en la realización de pruebas de laboratorio y simulación numérica en escenarios de combustión húmeda, seca y variando la tasa de inyección de aire. Los resultados de las pruebas experimentales permitieron la consideración del esquema de reacción de Fassihi et al. (2000) con algunas modificaciones, representado, a grandes rasgos, al lado izquierdo de la figura 7, y las curvas de permeabilidad relativa propuestas por Kumar et al. (1991) en el proyecto homólogo en *West Heidelberg*. Retomando los escenarios evaluados por los autores, el trabajo de simulación arrojó resultados prometedores, económicamente, al uso de la inyección de aire alternada con agua, o inyección húmeda. La representación de la gráfica obtenida que predice la producción mediante HPAI con y sin inyección de agua puede observarse a la derecha en la figura 7.

Figura 7.

Simulación de HPAI con diferentes escenarios de inyección de agua.



Nota. A la izquierda, en rojo, las reacciones que fueron omitidas del esquema de Fassihi; a la derecha, la predicción de la producción con y sin inyección de agua. Adaptado de SPE 94092 por Pascual, M., Crosta, D., Lacentre, P., & Coombe, D. (2005).

Hughes y Sarma (2006) realizaron una comparación de tres cuencas australianas de alta prospección de acuerdo con el screening de aplicación de HPAI, y mediante simulación numérica, determinaron el yacimiento potencialmente más adecuado para implementar la recuperación por inyección de aire. De su investigación surgieron dos grandes aportes, el primero, un *screening* de aplicación para inyección de aire que puede detallarse en la tabla 3, y el segundo, un esquema que describe la importancia que tienen los parámetros disponibles y asumidos en la simulación de la inyección de aire a alta presión.

Tabla 6.

Screening de aplicación de la inyección de aire a alta presión.

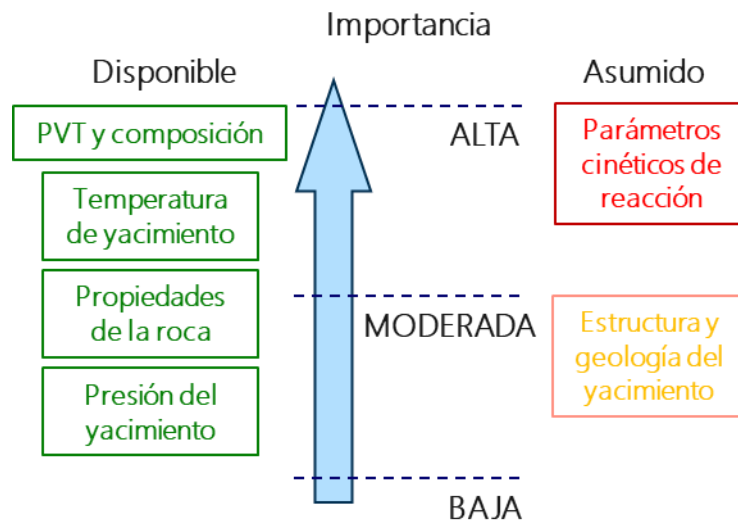
Parámetro	Rango
Φ_{So}	>0.1

° API	20-55+
T [°F]	>167
H [ft]	>3280
h [ft]	3-65
Sw	>0.7
K [md]	0.1-1000

Claramente se observa en la figura 8 que los datos de mayor importancia son: los de composición del crudo y pruebas PVT, y los parámetros cinéticos de reacción. Son estos, aquellos que dictaminan, con mayor peso, la validez de los resultados que se puedan obtener al final de la simulación, ya que, en este método de recobro, la química contiene los principios fundamentales de interacción y recuperación de hidrocarburo, y esta solo puede ser descrita, si los parámetros a los que ya se asignó tal importancia, son consistentes y fiables con el escenario a evaluar.

Figura 8.

Importancia relativa de los datos disponibles y asumidos en la simulación numérica de HPAI.

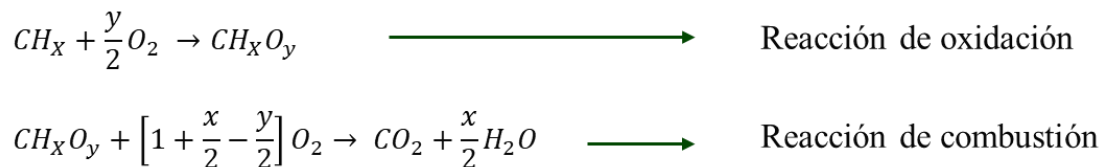


Nota. Adaptado de SPE 101099 por Hughes, B. L., & Sarma, H. K., 2006.

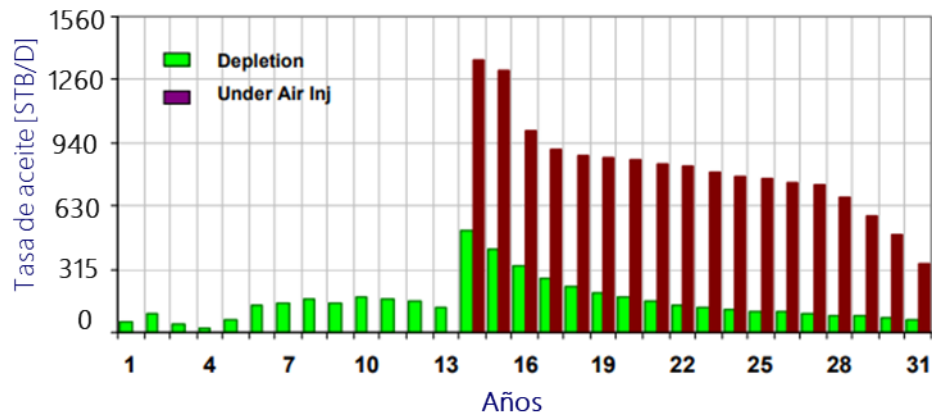
Onishi et al. (2006) experimentaron con pruebas *ARC*, *TG/PDSC*, y *CT*, evaluando el potencial de la inyección de aire utilizando un crudo de 38°API con el fin de obtener los datos necesarios para realizar un ajuste histórico mediante simulación numérica que permitiera construir una cinética de reacción apropiada para uso a escala de campo. El ejercicio de simulación llevado a cabo tuvo varias consideraciones para simplificar su complejidad, entre ellas, construir un modelo en una sola dimensión, emulando el tubo de combustión, y un sistema homogéneo donde no se consideró el metano, y donde solo se tuvieron en cuenta cuatro reacciones de oxidación y una de combustión. El resultado fue expresado basado en el esquema de reacciones de Clara et al. (2000) con varias modificaciones que encajaran con la experimentación, este se muestra en su forma general en la figura 9.

Figura 9.

Esquema general modificado de las reacciones basado en el esquema propuesto por Clara et al. (2000).



Mitra et al. (2010) lograron establecer la viabilidad de un proceso de inyección de aire con ayuda de simulación numérica prediciendo la eficiencia volumétrica de barrido y, por ende, el factor de recobro producido por el aire y los gases inmiscibles generados. Su modelo de simulación fue considerablemente superior, en tamaño, a los tratados hasta este punto, llegando a las 120000 celdas y con un tamaño promedio de 350 pies, esto, con el fin de representar el perfil de producción de aceite, a escala de yacimiento, la recuperación esperada con la implementación de inyección de agua y HPAI, en casos aislados. Los resultados que se muestran en la figura 10, permiten identificar la viabilidad de implementación de la inyección de aire en el área de estudio.

Figura 10.*Perfil de producción de aceite.*

Nota. Adaptado de SPE 126234 por Mitra, S., Bhushan, B. V., Raju, P. V., Kumar, S., Sur, S., Mehta, S. A., & Moore, R. G., 2010.

Finalmente, uno de los casos más recientes es reportado por Ezekiel et al. (2014), en el cual, los investigadores proveen una descripción completa sobre la inyección de aire a alta presión en yacimientos de crudo liviano y de baja permeabilidad basados en un análisis detallado de algunos proyectos de campo y simulación numérica del bloque Q131 en China, concluyendo que este último es un candidato viable para inyección de aire en el régimen de baja temperatura.

4.2 Análisis de sensibilidad y otros estudios mediante simulación numérica

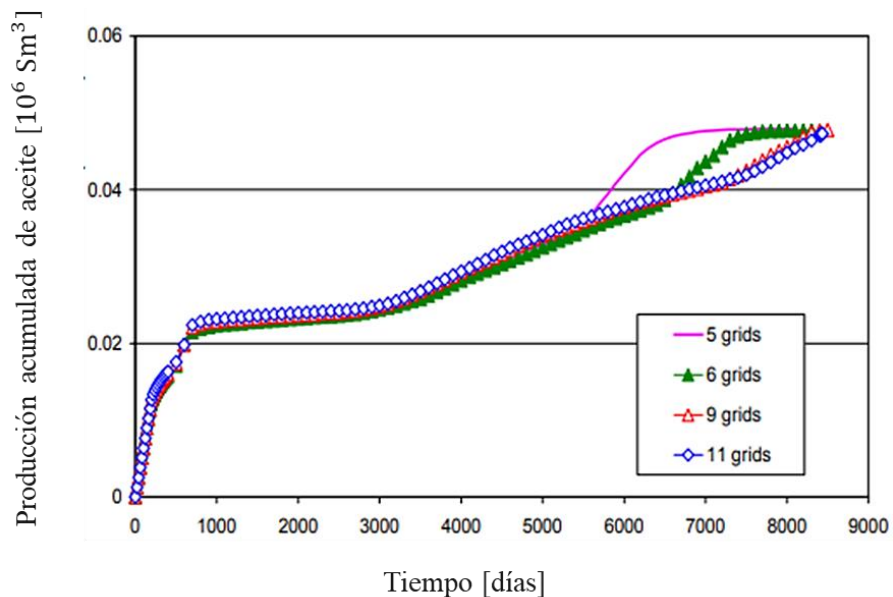
Aparte de los estudios de implementación de HPAI realizados a través de simulación numérica, autores como Adetunji et al. (2005) determinaron, mediante análisis de sensibilidad, los parámetros que tienen mayor impacto en el recobro por inyección de aire en el campo *Ekofish* de crudo liviano y baja permeabilidad. Sus principales hallazgos, que sirven de lección, pueden abarcarse en cuatro temáticas: el efecto del *grid* en la producción

acumulada, la composición del hidrocarburo producido, los efectos de la permeabilidad y el efecto de la temperatura de inyección del aire.

El efecto del *grid* fue evidente, la figura 11 ilustra el comportamiento de la producción acumulada con base en la variación del número de divisiones utilizadas; se puede notar que el hecho de usar mayor cantidad de celdas hace que el modelo de simulación produzca hidrocarburos por mayor cantidad de tiempo, es decir, que, visualmente, cada curva se mueve hacia la derecha con el aumento en el tamaño del *grid*. En este caso particular, los autores, escogieron el escenario de 9x1x2, ya que este no presentaba problemas de convergencia numérica, tal como sucedía con el de 11 divisiones y probablemente debido a los rangos de inyección utilizados en la investigación, de entre treinta a ciento veinte metros cúbicos por día.

Figura 11.

Producción acumulada estándar de acuerdo con el número de celdas.

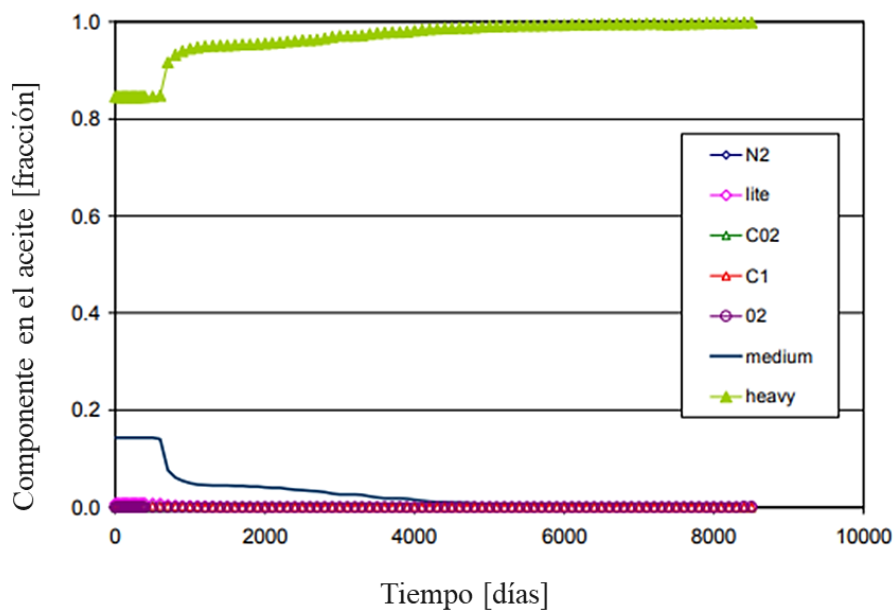


Nota. Tomado de SPE 96844 por Adetunji, L. A., Teigland, R., & Kleppe, J., 2005.

La composición del hidrocarburo producido fue, en su mayoría, de crudo pesado, en la figura 12 se puede apreciar que el pseudo componente correspondiente a la fracción pesada incrementa con el tiempo, mientras que la fracción mediana se reduce paulatinamente hasta caer de repente a valores cercanos al 0.3%. En este caso, el oxígeno no alcanzó la ruptura sino hasta el fin de la producción del yacimiento.

Figura 12.

Fracción producida de cada componente.



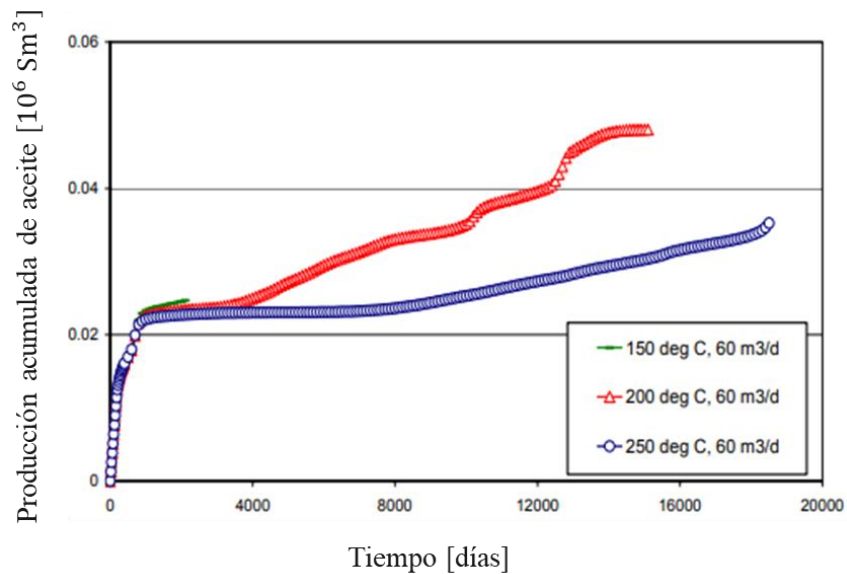
Nota. Adaptado de SPE 96844 por Adetunji, L. A., Teigland, R., & Kleppe, J., 2005.

Otro de los efectos observados por los autores fue el de la permeabilidad sobre la temperatura registrada en cada una de las celdas para el caso del modelo de 9 *grids* seleccionado. Recurriendo a los resultados presentados por los autores, la figura 13 muestra como un gran aumento en la permeabilidad del sistema, modifica completamente la distribución de temperaturas en cada una de las celdas, esto debido, principalmente, a la rápida transferencia y disipación de calor ocasionada por el aumento de conexiones del espacio poroso. Estas variaciones influyen directamente en la producción de crudo, por lo tanto, es posible predecir

que la menor producción se presenta cuando el frente de oxidación pierde velocidad a causa de la pérdida de calor medido.

Figura 13.

Producción acumulada de aceite según la temperatura del yacimiento.



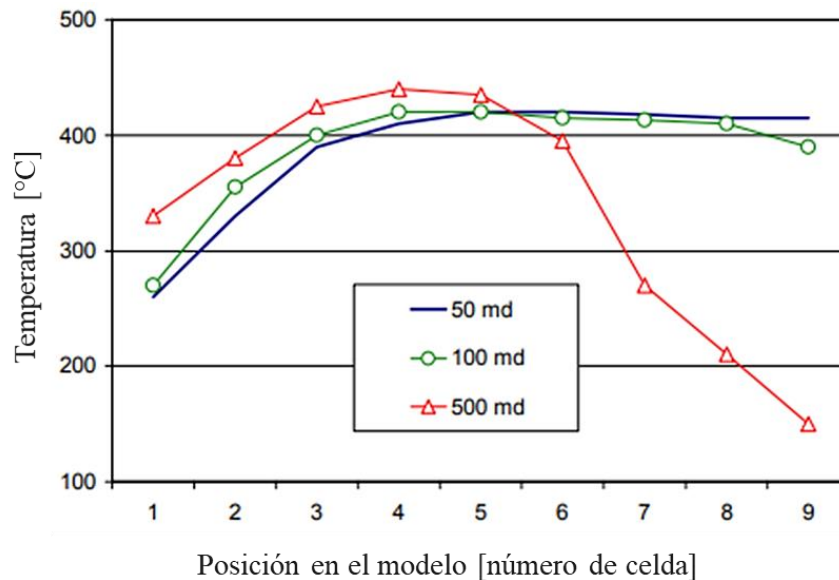
Nota. Adaptado de SPE 96844 por Adetunji, L. A., Teigland, R., & Kleppe, J., 2005.

Contrario a lo que pudiera sugerirse, la temperatura de inyección del aire no debe ser siempre la más alta posible para que ocurra la ignición y, por consiguiente, las reacciones químicas involucradas en *HPAI*, sino que debe existir un punto de equilibrio, en el cual se pueden obtener mejores resultados que utilizando un valor más pequeño, o los mismos resultados que usando un valor de temperatura más grande. Este es el caso expuesto en la figura 14, los investigadores se dieron cuenta que la temperatura óptima de inyección era de 200°C, y no menor ni mayor. Al inyectar el aire a una temperatura de 150°C, esta no fue suficiente para mantener el frente de oxidación y acabó extinguiéndose; y al inyectar aire a 250°C los resultados del aceite en sitio arrojaron que aún quedaba aceite remanente, por lo que se decidió aumentar la tasa de inyección de 60 a 120 m3/d, resultando en el mismo escenario

que con una temperatura de inyección de 200°C, así que, económicamente, este valor intermedio es el adecuado para el caso de estudio.

Figura 14.

Perfiles de temperatura con variaciones en la permeabilidad del modelo.



Nota. Adaptado de SPE 96844 por Adetunji, L. A., Teigland, R., & Kleppe, J., 2005.

Loucks et al. (2006) hicieron énfasis en una caracterización detallada de las propiedades del yacimiento, las cuales fueron integradas para evaluar la efectividad y el comportamiento de la inyección de aire en yacimientos homogéneos y con fracturas discretas. Los resultados más cercanos a la realidad serían, dentro del alcance de la investigación de los autores, fueron aquellos obtenidos del yacimiento fracturado, y pueden ser observados en la tabla 7 donde son comparados con el caso base correspondiente al yacimiento homogéneo. En la tabla es evidente que, aunque se obtenga mayor factor de recobro mediante la inyección de agua, si se inyecta aire puede reducirse considerablemente el tiempo de producción, al menos en un 60%.

Tabla 7.

Factor de recobro para un modelo homogéneo y uno fracturado.

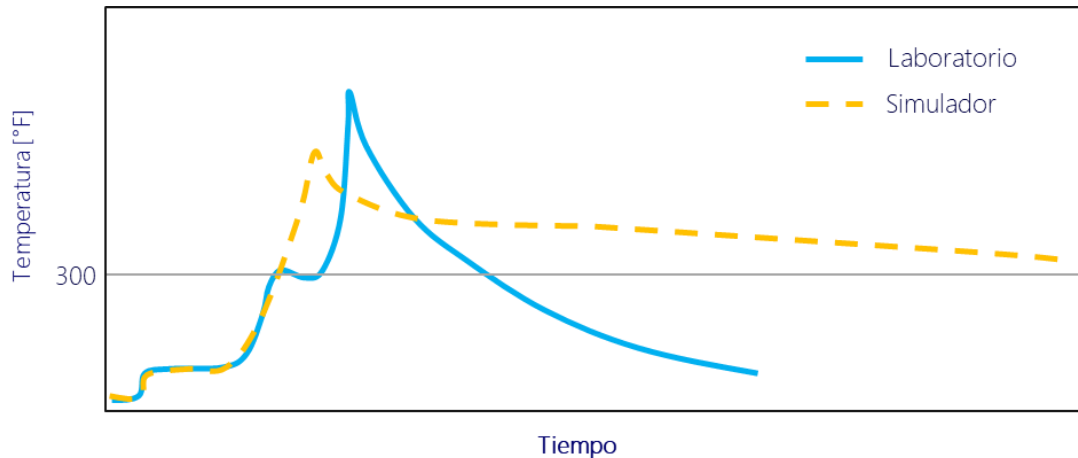
Fluido de inyección	Yacimiento homogéneo		Yacimiento fracturado	
	Producción [días]	Factor de recobro [%]	Producción [días]	Factor de recobro [%]
Agua	8000	71,8	6000	69,6
Aire	1200	63	2000	65

Nota. Adaptado del informe técnico por Loucks et al., 2006.

Shah et al. (2012) calcularon algunos parámetros importantes en el proceso de oxidación a partir de pruebas de laboratorio con el fin de realizar la simulación numérica del tubo de combustión teniendo en cuenta el efecto de las partículas arcillosas en la cinética de la reacción. Con el objetivo de comprobar tales efectos, se realizaron los experimentos con una roca conformada por minerales arcillosos y la simulación sin ajustar o agregar algún parámetro que indicara su presencia; los resultados fueron claramente distintivos, aquellos correspondientes al simulador, representados por la línea punteada en la figura 15, se mantienen en un régimen de alta temperatura mientras que los correspondientes a las pruebas de laboratorio caen rápidamente hacia un régimen de baja temperatura. Aunque los efectos no son ampliamente descritos, los autores lograron demostrar la existencia de estos sobre la cinética de la reacción en crudos livianos.

Figura 15.

Perfil de temperatura comparativo entre resultados de laboratorio y simulación numérica.



Nota. Adaptado del informe técnico de Shah, A., & Modi, K., 2012.

Una manera ordenada de realizar un análisis de sensibilidad consiste en dividir los parámetros sujetos a evaluación en tres grupos: de modelado, de yacimiento y operacionales (Gutiérrez et al., 2011). Bajo esta premisa, Bondarenko et al. (2017) formularon una serie de experimentos, los cuales fueron llevados a cabo para determinar los parámetros de entrada del simulador que permitieron evaluar la efectividad de HPAI bajo diferentes escenarios; los autores desarrollaron varias combinaciones con ayuda de un simulador comercial para obtener el aceite acumulado, y el efecto porcentual sobre la inyección de aire al modificarse parámetros petrofísicos, composicionales y operacionales. En sus resultados se evidencia que son la concentración de querógeno en fase sólida, la energía de activación y la entalpía de reacción los parámetros que inciden más del 70% en la eficiencia de HPAI.

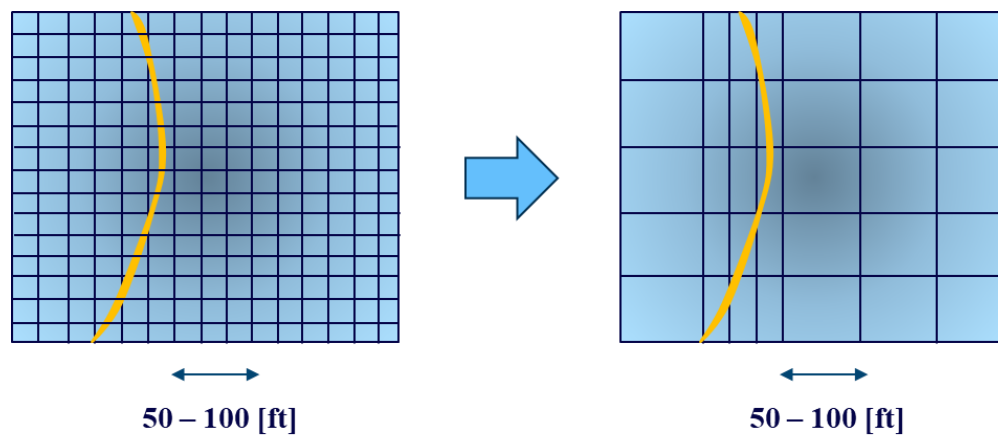
4.3 Uso de *grid* dinámico para predecir el comportamiento de HPAI

Las primeras referencias sobre el *grid* dinámico se encuentran en las investigaciones realizadas por Von Rosenberg (1982) y Quandalle y Besset (1983). Los autores dieron a conocer las primeras ventajas del uso de esta herramienta en el modelado numérico bajo el nombre de refinado local o aproximación mediante enmallado flexible. Sus principales hallazgos fueron que el uso de este tipo de refinado arrojaba resultados muy cercanos a los que se obtienen mediante un refinamiento tradicional, además, notaron que el tiempo empleado para la simulación fue considerablemente más bajo que del modo convencional.

Para el modelado de procesos térmicos, se ha propuesto el *grid* dinámico como herramienta de simulación para obtener resultados con menor incertidumbre mediante un refinado mayor alrededor de una zona de interés mientras que el resto se amalgama (*i.e.* se unen las celdas refinadas en celdas de mayor tamaño), y bajo condiciones especificadas, reduciendo la necesidad de realizar un escalamiento de los modelos cinéticos; como ejemplo ilustrativo se tiene el enmallado representado en la figura 16.

Figura 16.

Representación del grid dinámico con refinado alrededor del frente de oxidación (línea amarilla) y amalgamamiento de los sectores diferentes a su recorrido.

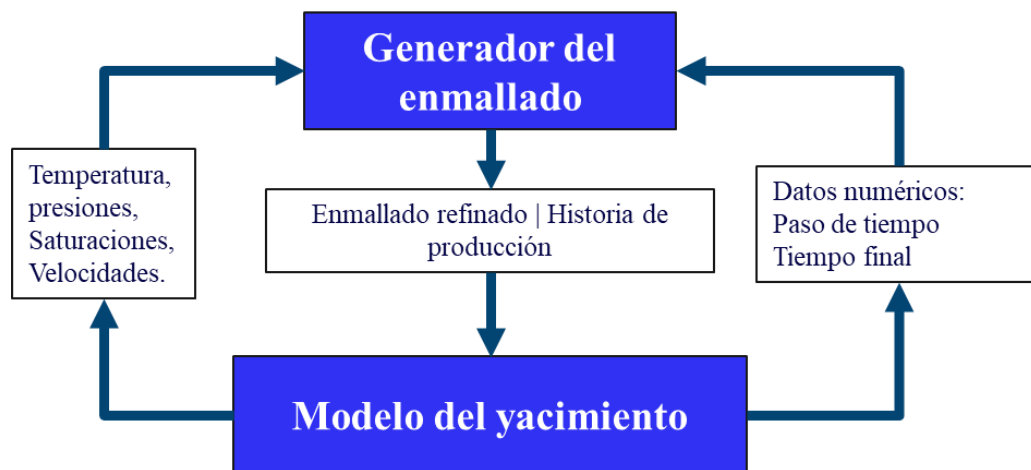


El funcionamiento del *grid* dinámico fue expuesto por Lacroix et al. (2003) mediante el ciclo mostrado en la figura 17, este inicia con el modelado del yacimiento y, por consiguiente, la adición de datos numéricos y característicos como temperatura, presiones, saturaciones y velocidades correspondientes. Ambos conjuntos de datos definen el enmallado principal y su refinación, pero para establecer un límite en la repetición de ciclo, es decir, para generar un límite en las n -divisiones de la malla, se deben fijar condiciones de frontera entre los datos que representan el proceso simulado.

Por otro lado, la figura 18 resume los principales resultados obtenidos por Christensen et al. (2004) y los que, más adelante pudieron ser comprobados por otros investigadores. Estos resultados consisten en beneficios sustanciales tales como la disminución de tiempo durante los primeros años de simulación, y la obtención de resultados muy parecidos a los calculados mediante un refinamiento tradicional.

Figura 17.

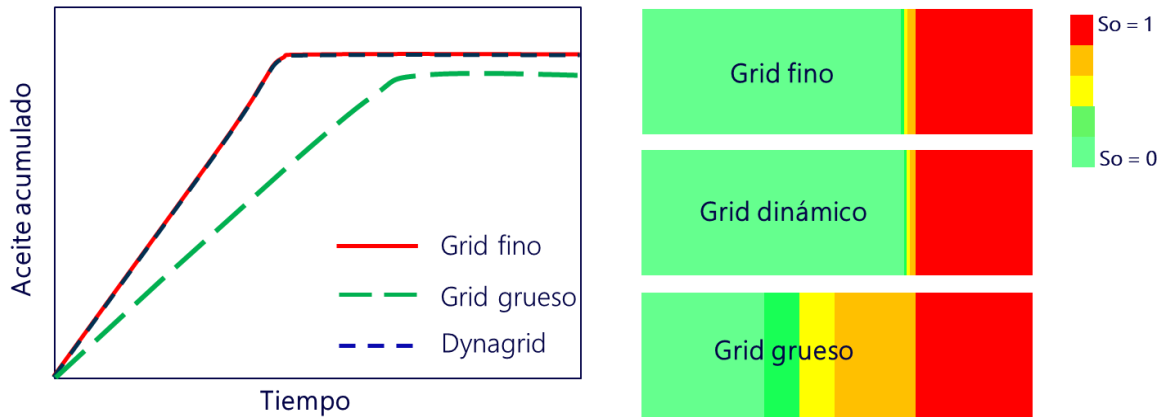
Diagrama de flujo del grid dinámico.



Nota. Adaptado de PETSOC-2003-087 por Lacroix, S., Renard, G., Lemonnier, P., & Taïeb, C., 2003.

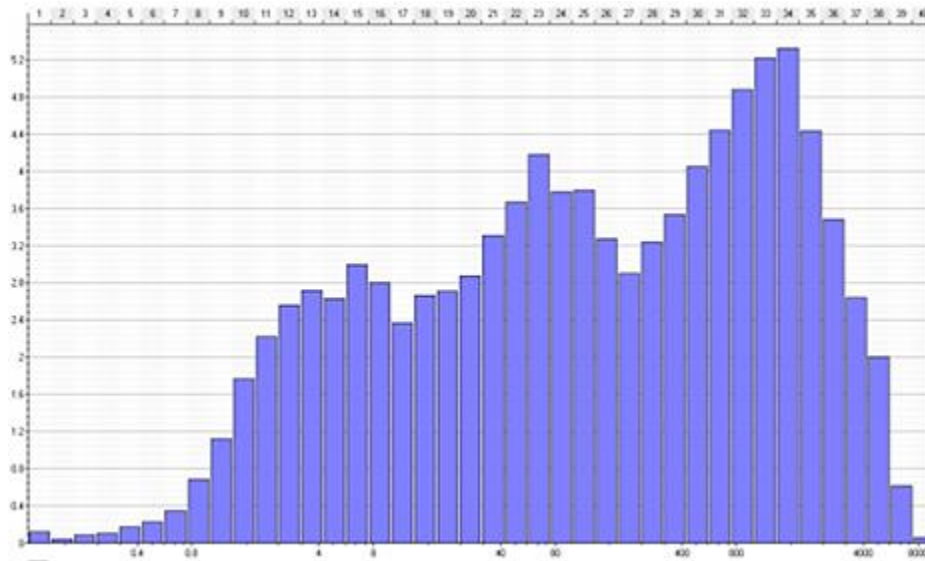
Figura 18.

Comparativo de la simulación numérica utilizando distintos tipos de enmallado.



Nota. Adaptado de SPE 86969 por Christensen et al. (2004).

De Zwart et al. (2008) se enfocaron en el papel que juega la combustión en el recobro de petróleo. Para esto, se llevaron a cabo simulaciones en un modelo 3D con datos geológicos reales, usando grid dinámico y los parámetros cinéticos a partir de estudios de laboratorio. Una de las apreciaciones más interesantes, que diferencia su investigación, fue la presencia de un histograma de distribución de permeabilidad (ver figura 19) que muestra un comportamiento polimodal, ya que, esto, junto con los descubrimientos de los geólogos Meyer y Krause (2006) abre un camino hacia una variada representación de las propiedades petrofísicas principales mediante distintos modelos probabilísticos de acuerdo con el tipo de ambiente de sedimentación.

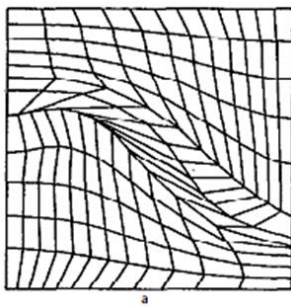
Figura 19.*Histograma de distribución de la permeabilidad.*

Nota. Tomado de SPE 113917 por De Zwart et al., 2008.

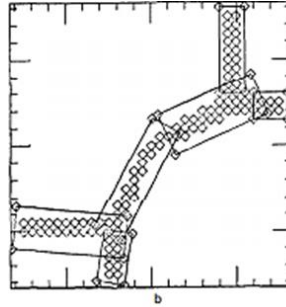
Finalmente, Van Batenburg et al. (2011) presentaron una diferenciación de los distintos tipos de enmallado que hasta ahora no se había tratado en este documento, si se observa la figura 20, es claro que, en la mayoría de las investigaciones, y en la totalidad de las presentadas en esta revisión bibliográfica, se prefiere el uso de un enmallado basado en jerarquía local. Así que, tomando en cuenta, nuevamente, esta consideración, los investigadores en cuestión elaboraron un esquema semi implícito que permitió la evaluación de la función de adaptación en un paso de tiempo, garantizando que el refinado de la malla ocurriera en el frente de oxidación, al final de cada paso de tiempo. Los autores afirman que “la clave para que el enmallado dinámico sea rápido y preciso es la evaluación implícita de los criterios apropiados para refinar y amalgamar”. Para lograr esto, diseñaron un esquema mejorado que realiza un refinado implícito de la malla hasta alcanzar un número mínimo de divisiones. Es importante resaltar que este método permite reducir los errores de discretización en el espacio, pero no los errores debidos al paso de tiempo que se establezca inicialmente.

Figura 20.

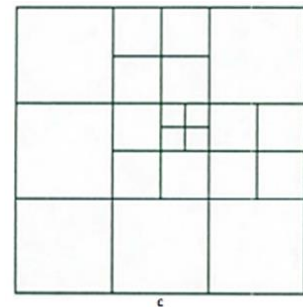
Tipos de enmallado en simulación numérica.



Malla deformada



Parches locales



Jerarquía local

Nota. Tomado de SPE 141711 por Van Batenburg et al., 2008.

5. Descripción del modelo conceptual

5.1 Modelo estático

- Características del yacimiento

La construcción del modelo estático se realizó de manera conceptual a partir de rangos y valores proporcionados por otros autores que simularon HPAI. El área se estimó a partir de los estudios de Tingas (1996) y del distanciamiento entre los pozos en arreglo diagonal expuesto por Kuhlman (2000); asimismo, el espesor se estableció como promedio de los parámetros usados por los mismos autores y en correspondencia con el rango de 8-150 ft encontrado en los campos de May-Libby, West Hackberry y Coral Creek (Niz-Velázquez et al., 2014; Ling et al, 2014).

Por otro lado, parámetros de profundidad, presiones del yacimiento y burbuja, y la temperatura se tomaron a partir de los datos provistos por Ecopetrol para la elaboración del modelo estático en las investigaciones de Pinto et al. (2017). Los valores de porosidad y permeabilidad se encuentran entre los rangos presentados por los principales campos de aplicación de HPAI recopilados por Ling et al. (2014), con un ligero ajuste realizado por el algoritmo de distribuciones aplicado para poblar el modelo que se muestra en la figura 21.

Tabla 8.

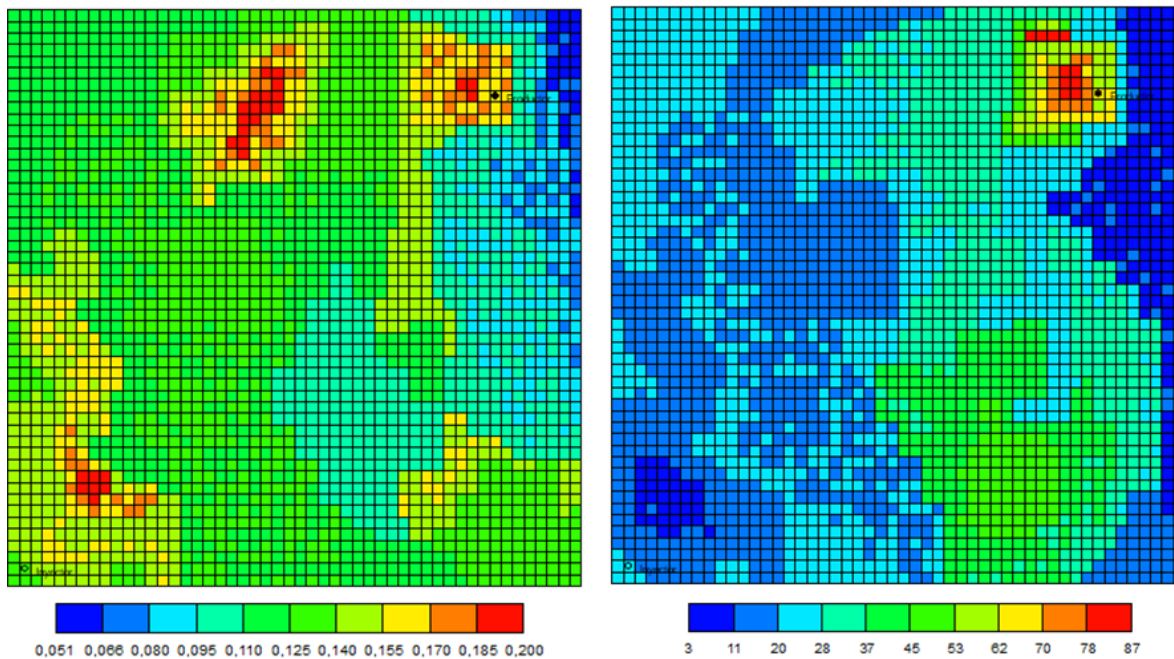
Propiedades del yacimiento del modelo conceptual.

Parámetro	Valor o rango
Área [acres]	92
Espesor [ft]	50

Profundidad al tope de la formación [ft]	18500
Rango de permeabilidad [md]	3 - 87
Rango de porosidad [porcentaje]	5 - 20
Presión inicial [psi]	7706
Presión de burbuja [psi]	3389
Temperatura [°F]	240

Figura 21.

Distribuciones de porosidad y permeabilidad usadas en el modelo conceptual.

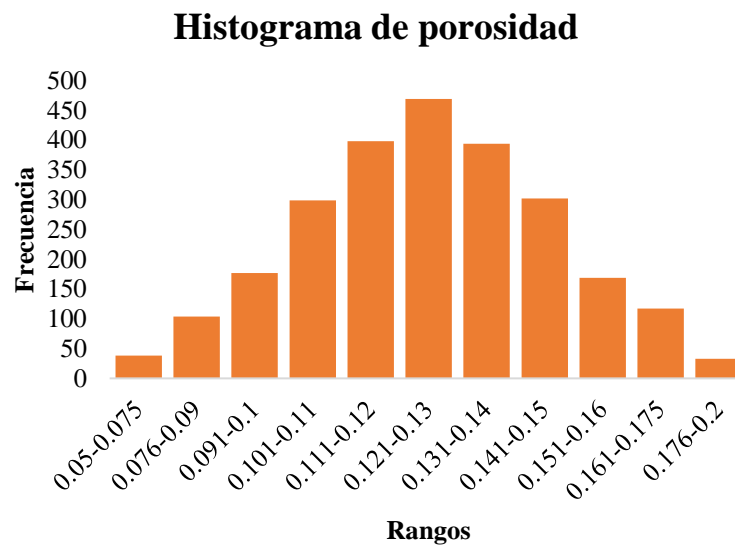


- Distribución de la porosidad

En términos generales, el comportamiento del medio poroso puede ser descrito mediante una distribución normal para las porosidades (Lamas et al., 2021), por lo que para poblar el modelo se programó un algoritmo en MATLAB que arrojó los resultados expuestos en la figura 22.

Figura 22.

Distribución normal de la porosidad.

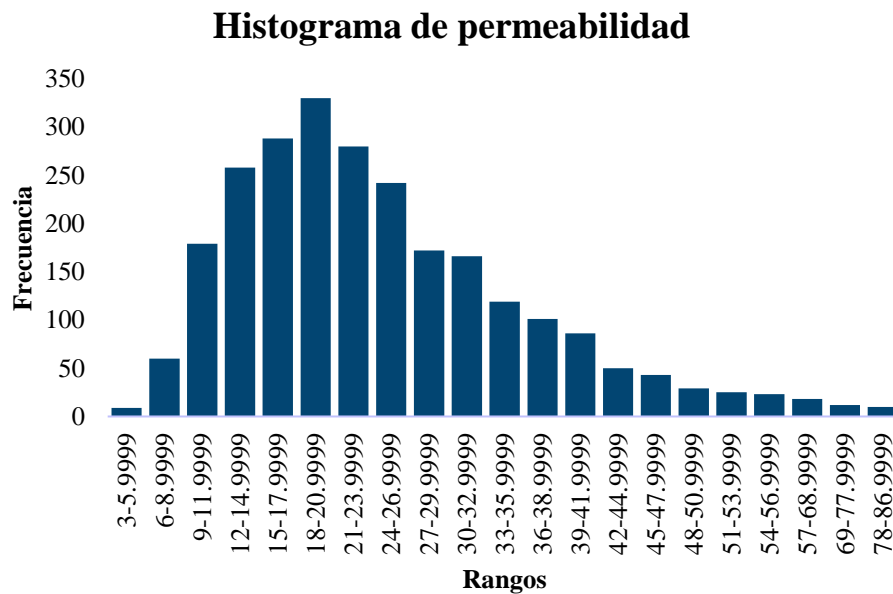


- Distribución de la permeabilidad

Se definió una distribución probabilística logarítmica normal (Meyer & Krause, 2006) considerando un ambiente de depositación marino a somero típico de los principales yacimientos donde se ha aplicado HPAI (Carroll, 1979; Ewing & Reed, 1984). Luego, se obtuvieron los datos mediante un algoritmo construido en MATLAB y se dispusieron de forma cuidadosa con el fin de crear zonas con mayor y menor permeabilidad, los resultados fueron los siguientes:

Figura 23.

Distribución log normal de la permeabilidad.



- Coeficiente de Dykstra-Parsons

El coeficiente de Dykstra-Parsons es usado para medir la variación de la permeabilidad, para su desarrollo se deben organizar los valores de forma decreciente, calcular las frecuencias relativas de cada valor, expresando el valor en porcentaje; graficar los resultados en escala logarítmica contra la permeabilidad; y finalmente extraer los valores que serán usados en la ecuación del coeficiente.

$$CDP = \frac{k_{50\%} - k_{84.1\%}}{k_{50\%}}$$

Donde:

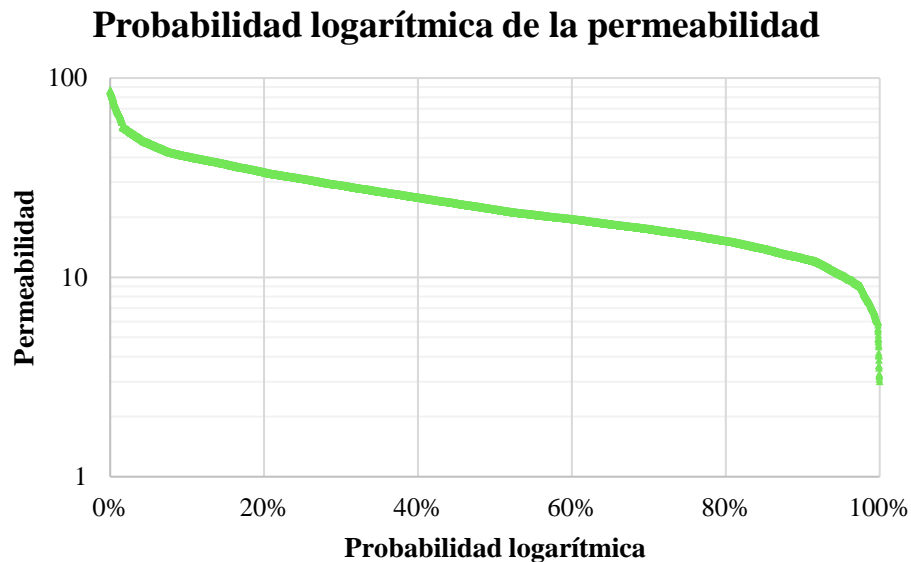
$k_{50\%}$ es la mediana del conjunto logarítmico.

$k_{84.1\%}$ es la permeabilidad correspondiente a tal desviación estándar.

Al aplicar este método se obtuvo un coeficiente de 0.37, lo cual, según Tiab (2004) quiere decir que el yacimiento es heterogéneo. La gráfica de probabilidad logarítmica de la permeabilidad que permitió determinar el coeficiente de heterogeneidad es la siguiente:

Figura 24.

Probabilidad logarítmica de la permeabilidad aplicando el método de Dykstra-Parsons.



5.2 Modelo dinámico

- Modelo de fluidos

Se utilizó un crudo liviano proveniente de un campo en el cual se ha aplicado la técnica HPAI con éxito y que fue probado en la investigación de Pinto et al. (2017) con resultados satisfactorios al aplicarse el modelo cinético de Fassihi et al. (2000). En la siguiente tabla de muestra la composición del crudo constituido por más de un 57% molar de fracción liviana:

Tabla 9.

Composición del fluido.

Componente	% Mol	Componente	% Mol
N ₂	1.03	FC ₁₄	2.72
CO ₂	0.48	FC ₁₅	2.63
CH ₄	42.76	FC ₁₆	2.21
C ₂ H ₆	2.98	FC ₁₇	1.92
C ₃ H ₈	1.15	FC ₁₈	1.78
IC ₄	10.34	FC ₁₉	1.43
NC ₄	0.92	FC ₂₀	0
IC ₅	0.47	FC ₂₁	1.06
NC ₅	0.39	FC ₂₂	0.94
FC ₆	1.09	FC ₂₃	0.81
FC ₇	3.08	FC ₂₄	0.71

FC ₈	3.5	FC ₂₅	0.67
FC ₉	3.21	FC ₂₆	0.53
FC ₁₀	3.22	FC ₂₇	0.53
FC ₁₁	2.93	FC ₂₈	0.53
FC ₁₂	2.76	FC ₂₉	0.45
FC ₁₃	3.1	FC ₃₀₊	6.39

En cuanto a las pruebas PVT, aunque no se dispone de un análisis completo hecho en laboratorio, existen ciertas características del petróleo y del yacimiento que podrían ser empleadas para generar un modelo PVT artificial utilizando correlaciones empíricas a través de la herramienta Winprop de CMG. Los datos mencionados en la tabla 10 y las funciones de factor volumétrico (B_o), viscosidad (μ_0) y relación gas-aceite (R_s) se encuentran referenciadas en la tesis de Pinto et al. (2017).

Tabla 10.

Propiedades del fluido.

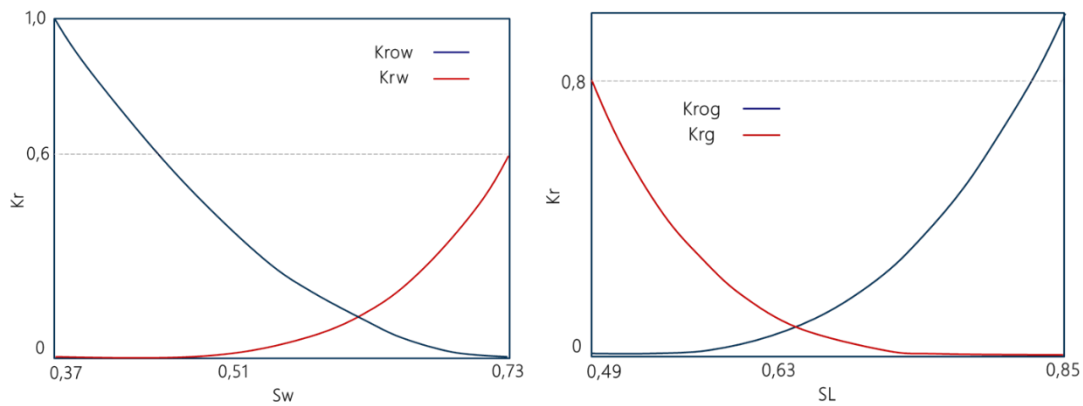
Parámetro	Valor
Gravedad del petróleo [API]	32
R_{si} [ft ³ /bbl]	550
B_o @ [Bbl/STB]	1.77
μ @Pb [cP]	0.39
G.E @Tyto	0.795

- Interacción roca-fluido

Las curvas de permeabilidad relativa se construyeron usando las correlaciones de Corey, para ello se tomaron los *endpoints* de la investigación de Ezekiel (2014), quien simuló HPAI en un yacimiento de crudo liviano en el campo Liaohe, al nordeste de China. Las curvas construidas con sus respectivos *endpoints* se muestran en la figura 25.

Figura 25.

Curvas de permeabilidad.



Otros parámetros muy importantes son la conductividad térmica y la capacidad calorífica de la roca, ya que a través de estos se puede estimar la dificultad que presenta el yacimiento para experimentar cambios de temperatura y transferirla según la energía que se le proporcione. Estos valores varían de acuerdo con el sistema roca-fluido y se presentan a continuación:

Tabla 11.

Propiedades térmicas de la roca.

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 oleica	1.8 BTU/ft-día-R
Conductividad térmica de la fase gaseosa	1.2 BTU/ft-día-R
Pérdidas de calor	35 BTU/ft ³ -°F

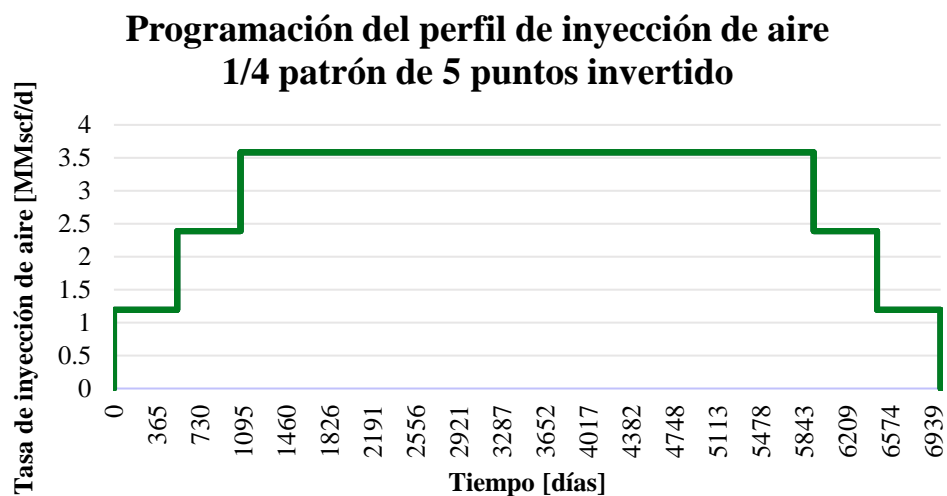
5.3 Escenarios de evaluación

- Calendario de inyección y condiciones de los pozos

El pozo productor se limitó a una presión mínima en fondo de 3200 psi, por encima de la presión de burbuja del fluido. Por su parte, para establecer las condiciones del pozo inyector se construyó un calendario utilizando la metodología propuesta por Nelson & McNiel (1961), y recopilada y adaptada en las investigaciones de Navarro-García (2017) para un cuarto de patrón de 5 puntos invertido. El calendario de inyección obtenido se expone en la figura 26.

Figura 26.

Calendario de inyección.



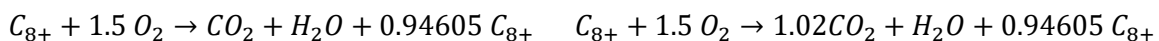
- Incorporación de los modelos cinéticos

Se utilizó el modelo cinético de Fassihi et al. (2000) como escenario base, considerando los resultados satisfactorios presentados en las investigaciones de Pinto et al. (2017) con el mismo modelo de fluidos. A partir de los resultados arrojados por este modelo, se pudieron realizar comparaciones en el comportamiento con otros modelos cinéticos, como el de Tingas (2000) y el de Ezekiel (2014). La incorporación de los modelos de reacción en la herramienta STARS de CMG debe considerar la agrupación en pseudocomponentes propuesta por cada autor, por lo que cada vez que se cambia la estequiometría es necesario ajustar el modelo de fluidos en la herramienta WinProp hasta coincidir con las propiedades PVT del fluido. Una vez se agrega el modelo de fluidos y el modelo cinético correspondiente, debe realizarse un balance de masas, basado en los coeficientes propuestos por los autores, hasta lograr el menor error posible entre los flujos de entrada y salida (en este caso se consideró un error menor al 0,05%). Un ejemplo de lo expuesto puede observarse en la tabla 12, que muestra el modelo de reacciones original propuesto por Ezekiel et al. (2014) y el ajuste logrado con la herramienta.

Tabla 12.

Comparativo entre el modelo de reacciones original y el ajustado durante el balance de masas.

Reacción 1 (oxidación a baja temperatura)



Reacción 2 (oxidación a alta temperatura)



Nota. A la izquierda se encuentra la reacción propuesta por Ezekiel et al. (2014) y al lado derecho los resultados obtenidos a partir del ajuste por balance de masas.

- Implementación del *grid* dinámico

En el *grid* dinámico, se permite que la malla se adapte y modifique automáticamente durante la simulación para asegurar una mayor resolución en las áreas donde hay cambios significativos de temperatura o propiedad establecida. Esto se logra mediante la creación de bloques más pequeños donde se necesita mayor precisión y bloques más grandes donde se puede obtener una buena aproximación con menos detalles. Esta técnica se puede aplicar a través de la herramienta *dynagrid* integrada en la herramienta STARS de CMG; para su uso solo debe establecerse la función de adaptación más adecuada y el tamaño que tendrá el nuevo enmallado que deberá ser más grueso que el usado originalmente en la simulación convencional.

6. Comportamiento del frente oxidación durante la inyección de aire a alta presión

En un proceso de inyección de aire a alta presión, una fracción del crudo actúa como el combustible que, en presencia del oxígeno contenido en el aire inyectado, reacciona para dar lugar a la recuperación mejorada mediante diferentes mecanismos fisicoquímicos. En este proceso se generan diversas reacciones químicas en el yacimiento; sin embargo, se suelen agrupar en tres tipos principales que son las reacciones de adición de oxígeno, craqueo y rompimiento de enlaces. La cinética química asociada a estas reacciones y su predominancia durante el proceso dependen en gran medida de la composición del crudo, la tasa de inyección de aire y la temperatura de ignición.

Debido a la complejidad de la inyección de aire a alta presión se hace necesario estudiar el comportamiento de diversas variables, tanto operacionales como del yacimiento, y su influencia en el desempeño de este método de recobro, de tal manera que se pueda realizar una caracterización de este. Algunas de estas variables se describen a continuación:

1. **Perfil de temperatura:** Con base en el perfil de temperatura es posible identificar el régimen de oxidación predominante. Las reacciones de rompimiento de enlaces se presentan entre 302°F y 572°F (Moore et al, 2002; Gutiérrez et al, 2008); mientras que para temperaturas menores a 302°F o en el régimen LTO dominan las reacciones de adición de oxígeno (Montes et al., 2010). Una vez se identifica el régimen de oxidación se puede establecer el conjunto de reacciones del modelo cinético seleccionado que sustenta el frente de avance.

La información proporcionada por el perfil de temperatura también permite calcular la velocidad promedio con la que avanza el frente de oxidación (Moore et al., 1999; Khakimova et al., 2019). Los perfiles de temperatura evaluados en este proyecto son diagramas de dispersión con líneas suavizadas con la fecha en el eje de las abscisas, la temperatura en el eje de las ordenadas y varias curvas que representan a los pozos observadores dispuestos a lo largo de varios puntos en el yacimiento. Por tanto, conocida la distancia entre los pozos observadores y la fecha en que se presenta cada temperatura máxima, es posible configurar la expresión para calcular la velocidad promedio.

$$\bar{v}_f = \frac{\bar{\Delta d}}{\bar{t}}$$

Donde:

\bar{v}_f es la velocidad promedio del frente de oxidación.

$\bar{\Delta d}$ es la diferencia de distancia promedio entre las temperaturas máximas.

\bar{t} es el tiempo promedio entre las temperaturas máximas.

2. **Concentración de gases efluentes:** El aire se inyecta con la expectativa de que reaccione con una parte del crudo del yacimiento para producir principalmente CO₂, CO y H₂O (Montes et al., 2010; Zhang et al., 2017). Las cantidades de estos compuestos son dependientes de las moles establecidas en el modelo cinético y el

desarrollo de cada reacción está sujeto a parámetros como la energía de activación, la frecuencia de colisiones y la temperatura.

En crudos livianos, es común encontrar que las reacciones que generan óxidos de carbono se presenten en un rango de 300°F a 570°F (Moore et al., 2002; Montes et al., 2010) bajo el régimen HTO (Gutiérrez et al., 2008), por lo que esa condición de temperatura es requerida para verificar la existencia del frente de oxidación. Algunos estudios numéricos han arrojado fracciones en la corriente de gases de producción de hasta 17% mol de óxidos de carbono (Barzin et al., 2013); 5% mol de CO y 18% de CO₂ (Liao et al., 2018); 3% mol de CO y 35% de CO₂ (Ruteaga, 2020); y concentraciones de hasta 0.024 mol/L de CO y 0.5 mol/L de CO₂ (Jia et al., 2014).

Entonces, además de la concentración de oxígeno, se recomienda revisar la concentración de los óxidos de carbono para confirmar la existencia de un frente de oxidación conveniente para un buen desarrollo de HPAI. También, es muy importante vigilar las concentraciones de oxígeno en el pozo productor debido al riesgo latente de que se genere una explosión y, aunque estos accidentes no se han reportado en la literatura, se deben tomar medidas para controlar la concentración de oxígeno hasta un 10% en condiciones normales (Liao et al., 2018) según el límite de inflamabilidad de los hidrocarburos.

3. **Verificar la presión promedio:** El aire es una mezcla compuesta principalmente por nitrógeno y oxígeno, debido a que la solubilidad del nitrógeno es baja (Jacobson, 1967) la inyección de aire suplementa la energía natural del yacimiento manteniendo la presión promedio en niveles relativamente constantes mientras parte del O₂ reacciona con el crudo para producir *flue gas* (Moore et al., 2002); este mantenimiento de presión permite que se produzca el fluido por diferencia de presiones hasta el límite económico u otra limitante de producción (Archer & Wall., 1986). Así pues, uno de los beneficios más importantes de la inyección de aire es la presurización del yacimiento (Fassihi et al., 2016) y para que este mecanismo de recuperación sea efectivo es recomendable que la presión comience a estabilizarse por encima del

punto de burbuja con el fin de garantizar una mayor recuperación de petróleo (Alvarado & Manrique., 2010).

4. **Comprobar la recuperación de petróleo:** La inyección de aire ha demostrado generar factores de recobro mayores a los de la inyección de gases inmiscibles, esto se debe a que intervienen varios mecanismos de recuperación derivados de los efectos de térmicos y de presurización, en condiciones ideales (alta porosidad y permeabilidad) HPAI puede alcanzar factores de recobro de hasta un 90% (Montes et al., 2010). Sin embargo, la recuperación de petróleo suele ser menor debido a que depende de factores como la heterogeneidad del yacimiento, la concentración de oxígeno en el aire, la estructura geológica, la energía de activación, las propiedades térmicas de la roca, las propiedades del fluido, el uso de métodos de recuperación secundaria (Jia et al., 2014; Jia & Sheng., 2016), y en la simulación numérica depende también de la sensibilidad del enmallado (Khakimova et al., 2019).

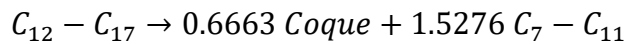
Los principales mecanismos de recuperación en HPAI son: i) la presurización del yacimiento debido al gas inyectado; ii) la extracción de componentes livianos para producir NGL; iii) la solubilidad de los gases de combustión y posterior hinchamiento del aceite; iv) posibles efectos de desplazamiento miscible si la presión es lo suficientemente alta; v) empuje generado por el *flue gas*; vi) oxidación de los gases hidrocarburos producto de las reacciones; y vii) el bloqueo poroso o efecto *bulldozer* en yacimientos con el potencial de redirigir el gas para mejorar la eficiencia de barrido (Fassihi et al., 2016; Jia., 2018). Dada la variedad de mecanismos la interpretación del factor de recobro es bastante amplia, por lo que debe contrastarse con los demás puntos de la guía para conocer cuáles son los más sobresalientes en cada caso de estudio.

7. Resultados de la simulación numérica convencional

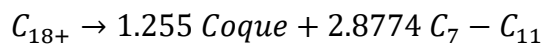
7.1 Modelo cinético de Fassih, Yannimaras, Newbold y Belgrave (2000)

Los autores estimaron la estequiometría de las reacciones mediante pruebas experimentales en el calorímetro de ritmo acelerado y el tubo de combustión utilizando un crudo de 32°API del campo *West Hackberry*, el esquema de reacciones representa de manera adecuada los resultados experimentales de temperatura y producción acumulada a pesar de las limitaciones computacionales y problemas de estabilidad. El modelo cinético consta de dos reacciones de craqueo, tres de oxidación y una de combustión, para el cual se especificó la estequiometría a partir de los tres pseudo componentes más pesados (C7-C11, C12-C17 y C18+) del modelo de fluidos. Los parámetros cinéticos hallados por el autor se relacionan en la tabla 13.

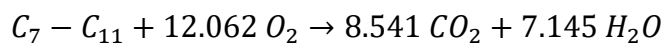
Reacción 1 (craqueo):



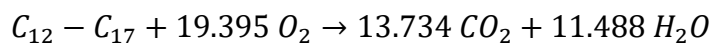
Reacción 2 (craqueo):



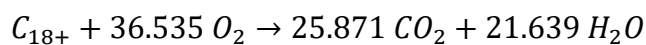
Reacción 3 (oxidación de la fase líquida):



Reacción 4 (oxidación de la fase líquida):



Reacción 5 (oxidación de la fase líquida):



Reacción 6 (combustión del coque):

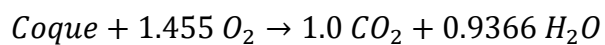


Tabla 13.*Parámetros cinéticos del modelo de Fassih.*

Reacción	Factor de frecuencia	Energía de activación [BTU/lb-mol]
1	3.3521 E10 [hr-1]	77435
2	3.3521 E10 [hr-1]	77435
3	4.0 E10 [hr-1 psi-2]	48600
4	4.0 E10 [hr-1 psi-2]	48600
5	4.0 E10 [hr-1 psi-2]	48600
6	1.0 E8 [hr-1 psi-1]	14967

Análisis del perfil de temperatura

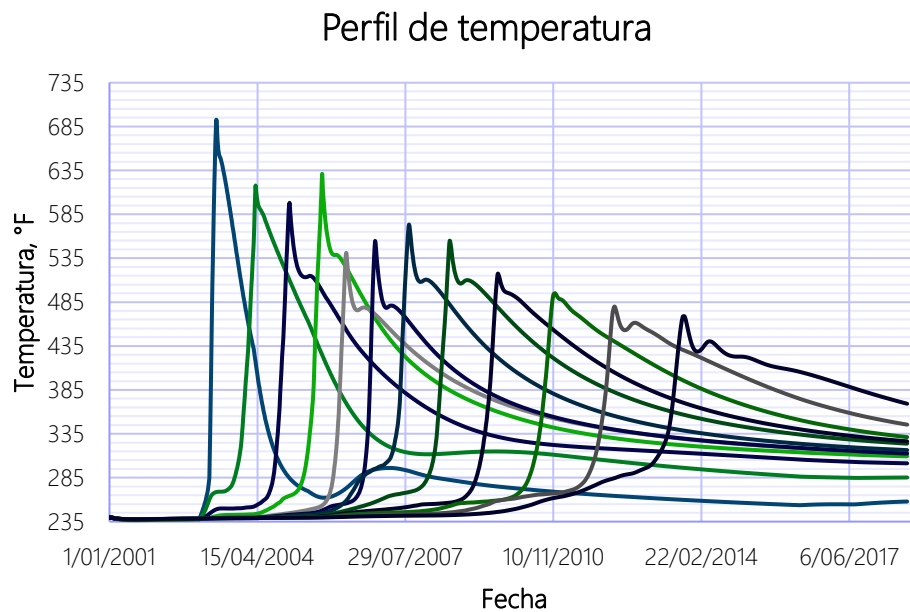
En este esquema predominan las reacciones HTO o de división de enlaces con una temperatura promedio del frente de oxidación de 550°F. En el modelado no se implementaron calentadores dado que la ignición fue espontánea, es decir que los parámetros cinéticos, la saturación de oxígeno y la temperatura fueron suficientes para que el combustible alcanzara la energía de activación. En adición, los picos de temperatura de cada pozo observador representan el movimiento del frente de oxidación hacia el pozo productor, por lo cual se concluye que el frente es autosustentable.

Los valores de los picos de temperatura son una señal del desarrollo de la cinética química y de la posición del frente de oxidación. La contribución de las reacciones al sostenimiento del frente de oxidación se puede describir a partir del análisis de la energía de activación de cada ecuación estequiométrica y de los productos encontrados en la corriente de salida. Asimismo, entre más baja sea la energía de activación es más fácil que una reacción se desarrolle y genere una reacción en cadena con la energía liberada que permita que las demás reacciones superen la barrera de activación.

En la tabla 13 se muestra que las energías de activación más bajas se encuentran a partir de la tercera reacción con excepción de la última que tiene como limitante la existencia de coque proveniente del primer par de reacciones. Dado que algunas reacciones dependen de los productos de otras o tienen energías de activación muy elevadas, la cadena de reacciones más probable inicia con las reacciones de oxidación (reacciones 3, 4 y 5), luego las de craqueo que mantienen el frente de oxidación en el régimen HTO y finalmente la combustión del coque que, al presentar una alta entalpía, la energía liberada sirve de combustible para continuar con el ciclo de reacciones.

Figura 27.

Perfil de temperatura del modelo de Fassih.



Nota. Los picos de temperatura indican la posición del frente de oxidación, por lo que cada línea indica los cambios de temperatura a través del tiempo medidos por los pozos observadores dispuestos cada dos bloques.

La velocidad del frente de oxidación se calcula a partir de la distancia promedio entre los pozos observadores y el tiempo de promedio de recorrido entre pozos. Entonces, si se tiene que las dimensiones de la vista superior del bloque son de 40ft, la distancia entre los puntos de observación equivaldrá al doble de la medida de la diagonal del cuadrado formado por la

cara superior del bloque. Por su parte, el tiempo promedio corresponde a la sumatoria de las diferencias de tiempo entre cada pico dividido en el número de datos. Al aplicar la ecuación de velocidad se obtiene que el frente de oxidación se mueve a una velocidad 0.328 pies por día, así:

$$\bar{v}_f = \frac{2 * 56.569 \text{ pies}}{345 \text{ días}} = 0.328 \text{ pies/día}$$

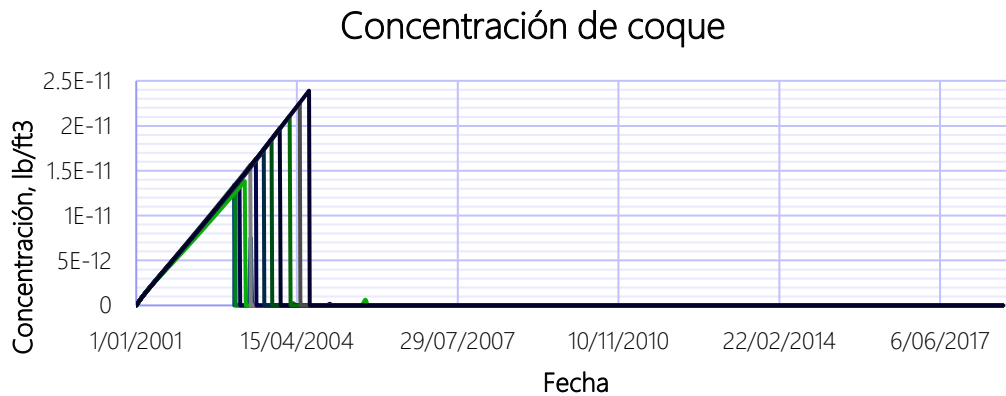
Revisar las cantidades de los productos de las reacciones

Los principales productos del modelo cinético de Fassihi et al. (2000) son el coque, el dióxido de carbono y la fracción liviana C7-C11. Este modelo logra agrupar y capturar de manera adecuada las interacciones entre los pseudo componentes, y además ofrece muy buenos resultados para representar un proceso oxidativo típico durante la inyección de aire a alta presión. Las seis reacciones de este modelo pueden reagruparse para abordar de una manera más sencilla los resultados, así: reacciones de craqueo, de oxidación y de combustión del coque.

El coque que se muestra en la figura 28 es una clara evidencia de cómo las reacciones de craqueo logran desarrollarse satisfactoriamente a pesar de ser el grupo de reacciones que presenta los valores más altos de energía de activación. El solo hecho de que estas reacciones se presenten aumenta la probabilidad de éxito de las demás que requieren menor cantidad de energía, tal como ocurre en las reacciones en cadena. Las bajas concentraciones de coque que se evidencian en la gráfica son una muestra de cómo el coque reacciona nuevamente con el oxígeno para producir dióxido de carbono en una reacción de combustión.

Figura 28.

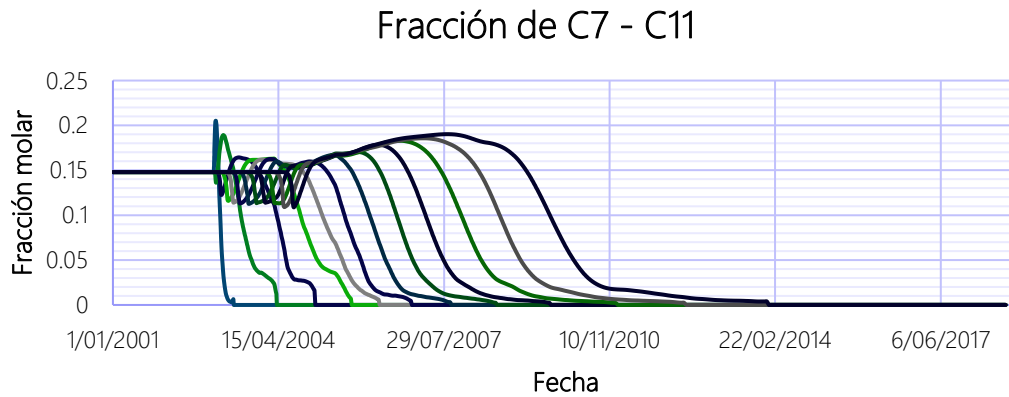
Concentración de Coque con el modelo de Fassihi.



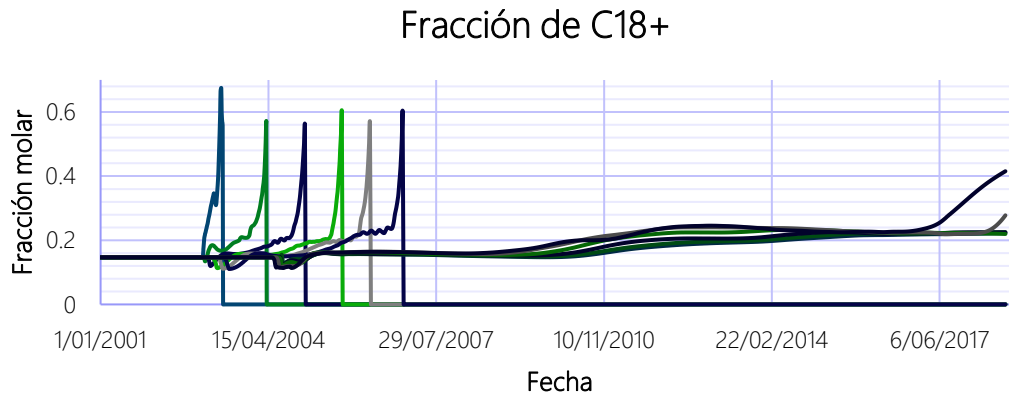
Por otra parte, la fracción liviana tiende a aumentar a medida que el frente de oxidación avanza; ese incremento que se puede ver en la figura 29 se debe a que solo una parte de la fracción de hidrocarburos livianos se oxida y el restante se va acumulando junto con el producto productos proveniente de las reacciones de craqueo. Por el contrario, la fracción más pesada, representada en la figura 30, disminuye cíclicamente dado que el C_{18+} produce coque mediante reacciones de craqueo y además se oxida para producir CO_2 ; sin embargo, las caídas en su concentración alcanzan un nivel estable ya que las reacciones de oxidación de la fracción pesada (reacción 5) requieren una mayor cantidad de moléculas de oxígeno, lo que la deja en desventaja comparado con las demás reacciones que requieren una menor cantidad de oxígeno.

Figura 30.

Fracción de C7-C11 con el modelo de Fassih.

**Figura 29.**

Fracción de C18+ con el modelo de Fassih.



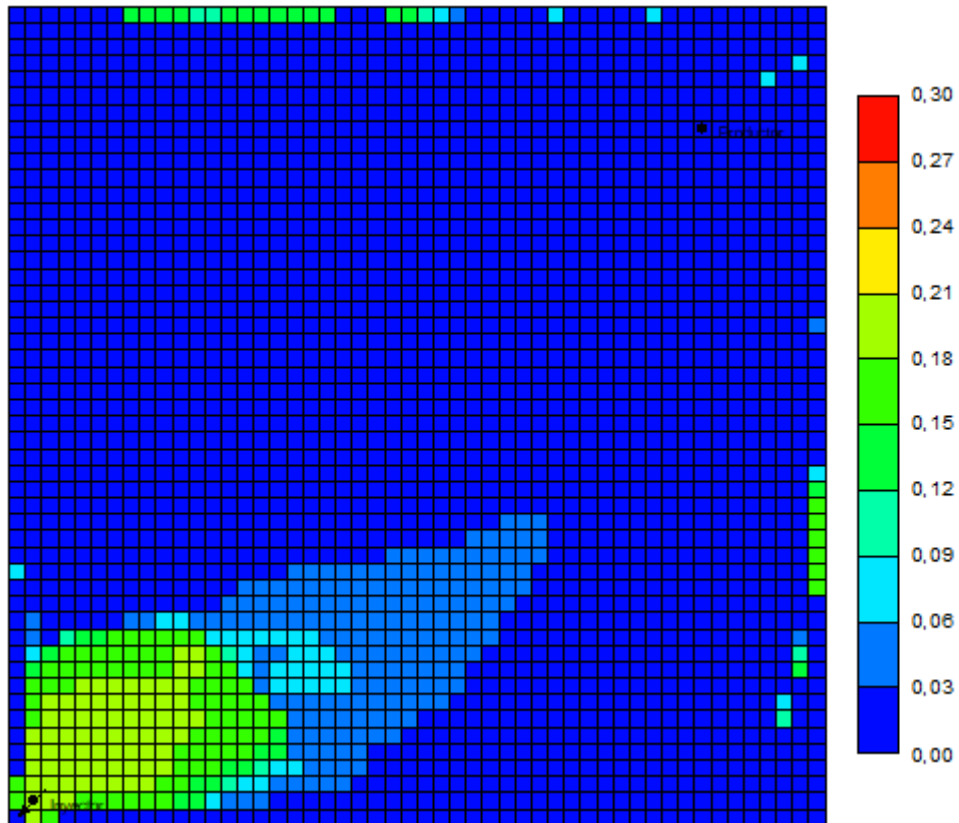
Observar el comportamiento del oxígeno

En la figura 31 se puede observar que el oxígeno no se consume totalmente durante el proceso de oxidación, por lo que parte de este se desplaza hacia las zonas de mayor permeabilidad digitándose rápidamente por delante del frente de oxidación (delimitado por la zona verde). Las bajas concentraciones del oxígeno digitado indican que el aire inyectado es suficiente

para suplir las necesidades del esquema, mantener los niveles de presión y desplazar parte de los fluidos hacia el pozo productor.

Figura 31.

Fracción molar de oxígeno a los cuatro años de inyección del aire.



Concentración de oxígeno y gases de combustión en el pozo productor

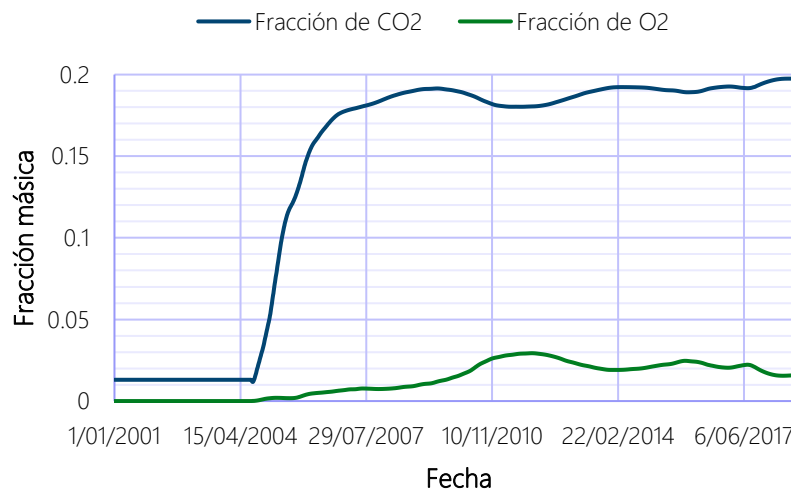
La fracción molar de dióxido de carbono en el pozo productor es un indicador de que el hidrocarburo ha reaccionado con el oxígeno, dado que es uno de los productos esperados de las reacciones de oxidación del modelo cinético de Fassihi et al. En la figura 32 se evidencia que la fracción molar de CO_2 aumenta en correspondencia con la capacidad del frente de

oxidación para mantenerse activo, el tope de dióxido de carbono se alcanza mientras el frente tenga la energía necesaria para ser autosustentable.

Tanto el CO_2 como el O_2 , en un yacimiento con buena permeabilidad relativa al gas, tienen la capacidad de difundirse a través del medio poroso hasta el pozo productor; sin embargo, esto puede ser peligroso cuando se produce el hidrocarburo acompañado de oxígeno. Es por eso por lo que, por motivos de seguridad, es importante verificar la fracción de oxígeno en el pozo productor, ya que es peligroso mantener niveles de O_2 por encima del 3-5% molar (Moore et al., 2002; Jia et al., 2016). En este caso, no se alcanza ese límite durante el periodo simulado, por lo cual esta no sería una causa para cerrar el pozo durante la aplicación de HPAI.

Figura 32.

Concentración de oxígeno y dióxido de carbono en el pozo productor.



Verificar la presión promedio y el petróleo recuperado

El aire inyectado mantiene la presión del yacimiento desde que se inicia la aplicación de HPAI. Como se observa en la figura 33 la inyección de aire a alta presión cumple con el propósito de presurizar el yacimiento, la presión se mantiene en el tiempo, aunque con ligeras variaciones debidas al cambio del volumen de aire inyectado por etapas durante el periodo

de simulación. Por otro lado, en la figura 34 se evidencia que una presurización de menos de 1000 psi es suficiente para que el factor de recobro aumente en 39%, alcanzando un máximo de 46% de petróleo recuperado.

Figura 33.

Presión promedio con el modelo de Fassih.

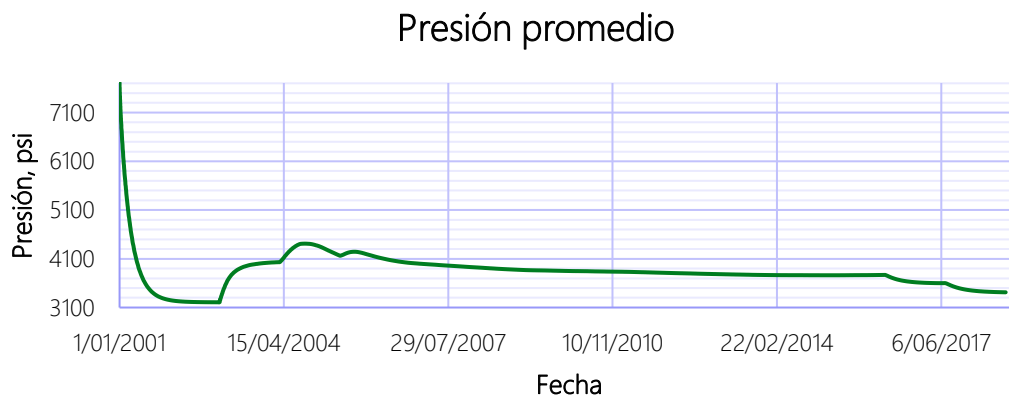
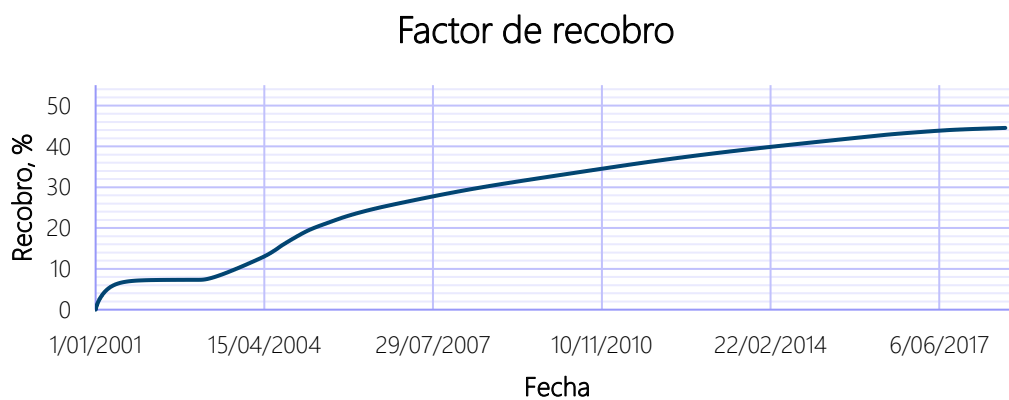


Figura 34.

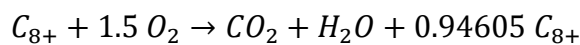
Factor de recobro con el modelo de Fassih.



7.2 Modelo cinético de Ezekiel (2014)

Los autores estimaron la estequiometría de las reacciones mediante pruebas experimentales en un reactor tipo *batch* y un tubo de combustión utilizando un crudo de 35°API del bloque Q131 en el campo *Liaohe*; el esquema de reacciones representa de forma adecuada los resultados de tubo de combustión para los perfiles de CO₂ y O₂ y los líquidos producidos. En el modelo cinético se asume que solo los componentes más pesados se involucran en el proceso oxidativo y se fundamenta en el esquema de dos pasos propuesto por Ren, Greaves y Rathbone (2002) con una reacción de oxidación que consume oxígeno y produce compuestos oxigenados, y otra de descarboxilación que se simplifica debido a la complejidad que representa involucrar los productos intermedios del régimen LTO. Los parámetros cinéticos hallados por el autor se relacionan en la tabla 14.

Reacción 1 (oxidación a baja temperatura):



Reacción 2 (oxidación a alta temperatura):

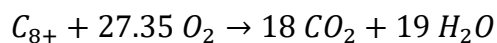


Tabla 14.

Parámetros cinéticos del modelo de Ezekiel.

Reacción	Factor de frecuencia	Energía de activación [BTU/lb-mol]
1	1.27 E8	38676
2	1.27 E9	42562

Análisis del perfil de temperatura

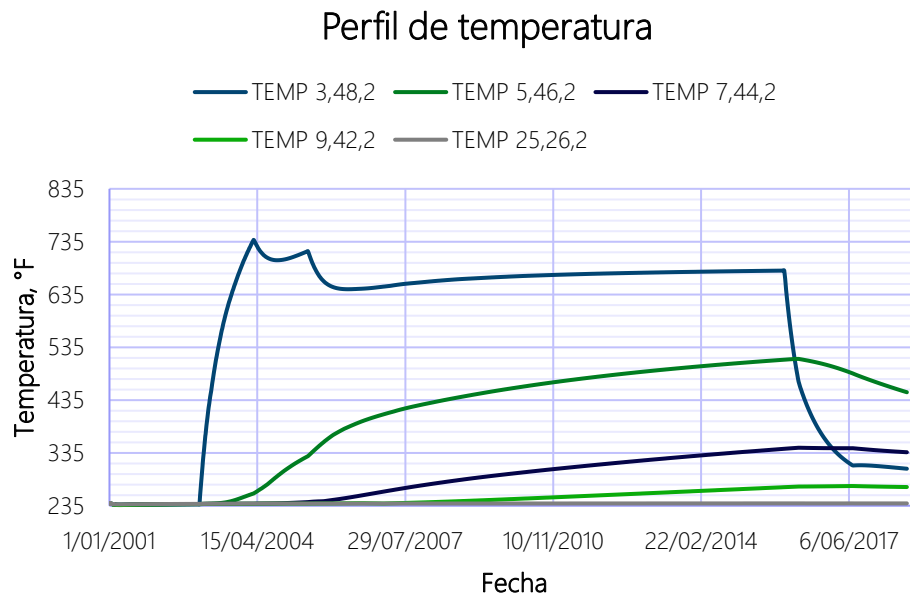
El modelo cinético de Ezekiel solamente usa la fracción más pesada como combustible y se presenta agrupada como un único pseudo componente. A pesar de que la fracción molar del C8+ es en cantidad similar a la de los tres pseudo componentes del modelo de Fassihi, el autor no utiliza reacciones de craqueo que resultan fundamentales para mantener el frente de oxidación. Entonces, considerando que no existen otras reacciones que dinamicen el proceso oxidativo, es de esperarse que la temperatura del frente de oxidación caiga rápido y eventualmente termine por extinguirse el frente, tal como se muestra en la figura 35.

Sin embargo, la disminución de la temperatura del frente de oxidación no necesariamente se debe a la extinción del frente, también es posible si este avanza muy lentamente y, en consecuencia, el tiempo de evaluación no sería suficiente para evidenciar un cambio de temperatura en las zonas más alejadas del pozo inyector. Bajo esta misma perspectiva, Ezekiel (2014) propone que el comportamiento anormal del perfil de temperatura se debe a un lento proceso reactivo a baja temperatura (LTO) con picos entre 400 y 450°F; esto puede comprobarse comparando la velocidad del frente de oxidación del modelo de Ezekiel (0.073 pies por día) con la resultante del modelo de Fassihi (0.328 pies por día) que es cuatro veces y media menor.

Por otra parte, los picos de temperatura que se evidencian en el perfil de temperatura se deben a los calentadores ubicados alrededor del pozo inyector para activar las reacciones que no ocurrieron de forma espontánea, en contraste con el modelo de Fassihi. En adición, la disminución de la temperatura en el bloque 3, 48, 2, al final de la simulación, se debe a que el combustible disponible en esa zona fue consumido y los demás compuestos fueron desplazados hacia adelante.

Figura 35.

Perfil de temperatura del modelo de Ezekiel.



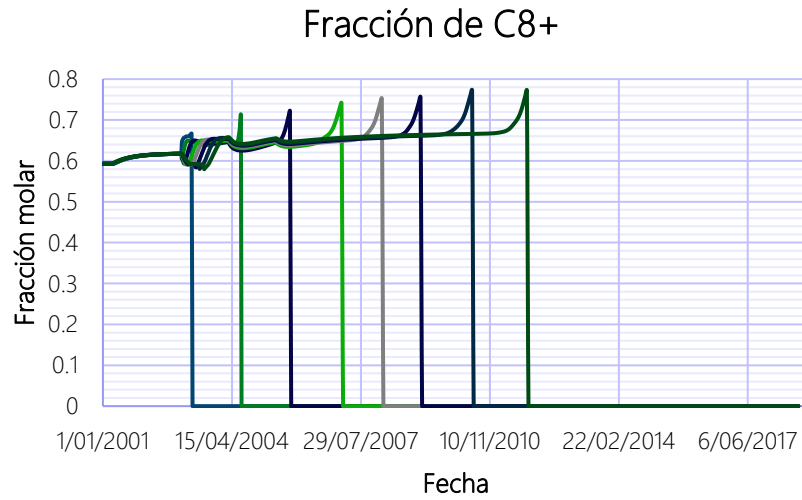
Nota. Los picos de temperatura indican la posición del frente de oxidación, por lo que cada línea indica los cambios de temperatura a través del tiempo medidos por los pozos observadores dispuestos cada dos bloques.

Revisar las cantidades de los productos de las reacciones

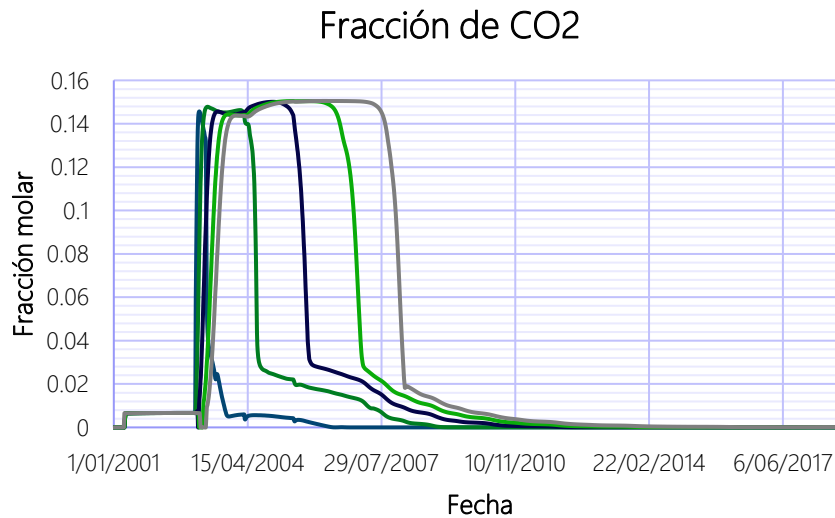
La fracción pesada se consume lentamente dado que predominan las reacciones a baja temperatura (reacción 1), por lo que parte del C_{8+} producto de la oxidación incompleta es empujado hacia adelante y vuelve a reaccionar mientras las condiciones del yacimiento sean favorables; esto se refleja en el aumento de la fracción pesada que se muestra en las curvas de avance de la figura 36. Asimismo, en la figura 37 se evidencia que el CO_2 se acumula y avanza delante del frente, lo que indica que se está llevando a cabo el proceso de oxidación y que, además, el empuje generado por los gases de combustión es uno de los mecanismos de recuperación del petróleo evidenciados en este modelo.

Figura 36.

Fracción de C8+ con el modelo de Ezekiel.

**Figura 37.**

Fracción de CO2 con el modelo de Ezekiel.

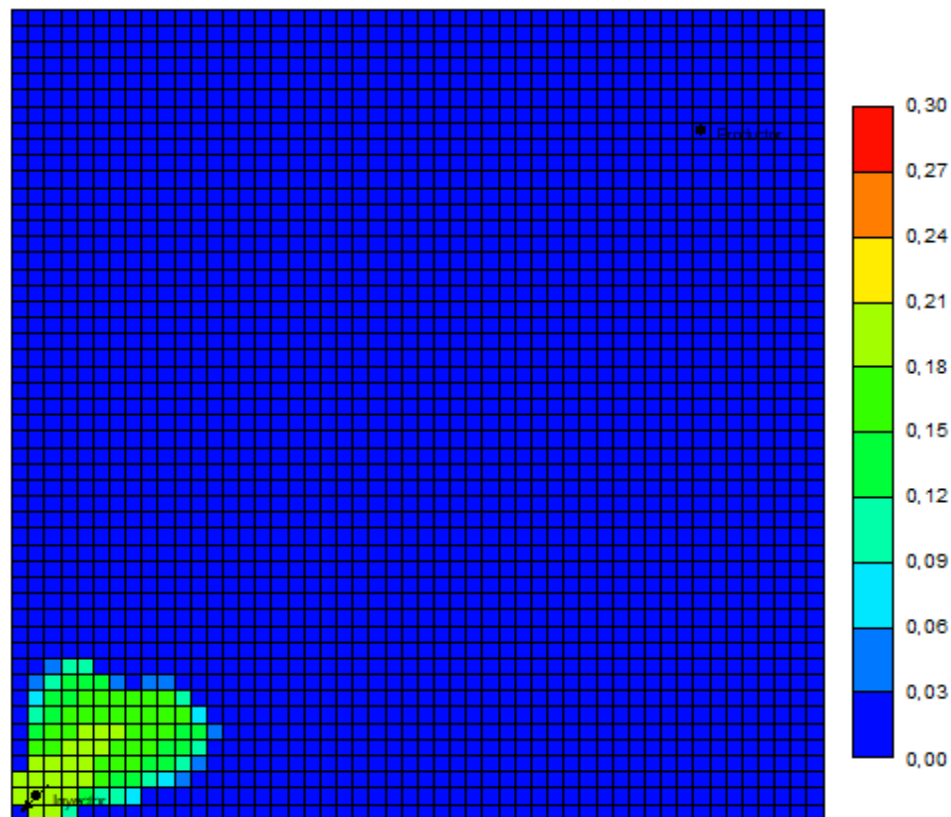


Observar el comportamiento del oxígeno

En la parte inferior de la figura 38 se evidencia un frente de oxidación ya que la concentración de oxígeno disminuye como consecuencia de las reacciones LTO. En este modelo cinético no todo el combustible reacciona, dado que solamente la fracción pesada y sustenta al frente de oxidación, sino que la fracción C8+ se consume parcial, lenta y continuamente hasta el eventual agotamiento o enfriamiento del yacimiento que cese las reacciones. En contraste con el modelo base, no se evidencia la digitación del oxígeno ya que como lo establece Ezekiel (2014), la reacción LTO en un crudo de gravedad API de 32 es efectiva para consumir O₂ y producir CO₂. Entonces, el O₂ consumido es en gran parte convertido en CO₂ y casi todo el oxígeno presente en el aire puede ser utilizado por la reacción.

Figura 38.

Fracción molar de oxígeno luego de cuatro años de inyección.

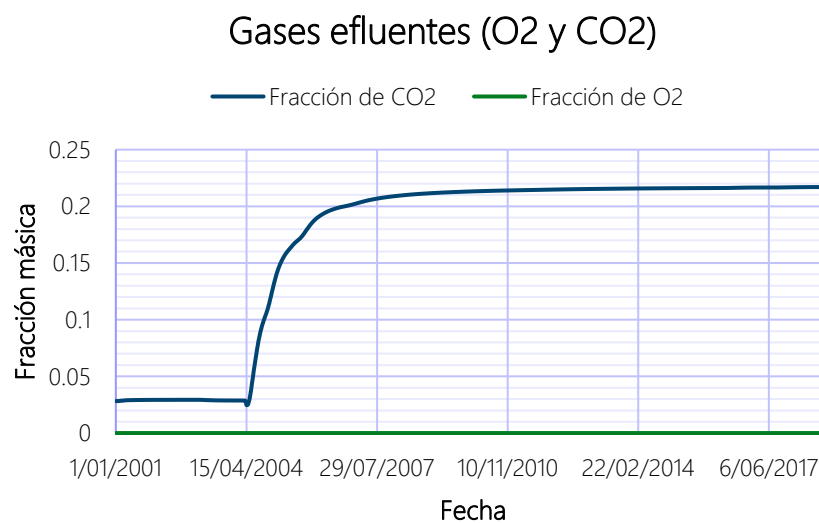


Concentración de oxígeno y gases de combustión en el pozo productor

Según lo mencionado en el apartado anterior, el oxígeno no alcanza el pozo productor puesto que las reacciones a baja temperatura lo consumen de forma eficiente. Por el contrario, el CO₂ aumenta rápidamente hasta alcanzar una concentración máxima de 0,21 a los cinco años de iniciada la inyección. La presencia de dióxido de carbono es un buen indicador de que ocurre el proceso oxidativo y la ausencia de oxígeno en pozo productor indican que la aplicación de la técnica podría continuar durante varios años más sin causar inconvenientes al equipo de producción, no obstante, la estabilización los cambios mínimos en la concentración a partir del 2008 y la rápida caída de la temperatura (ver figura 35) son señales de la paulatina extinción del frente de oxidación.

Figura 39.

Concentración de oxígeno y dióxido de carbono en el pozo productor.



Verificar la presión promedio y el petróleo recuperado

La inyección de aire cumple con la función de presurizar el yacimiento como se observa en la figura 40 y logra mantenerla por encima de la Pb. Sin embargo, en este modelo la presión promedio es más baja que la evidenciada con el modelo de Fassihi, ya que el cambio de temperatura que proporciona la energía liberada por las reacciones es menor y esto tiene un

efecto sobre la presión de los gases. Por otro lado, en la figura 41 se evidencia que el factor de recobro aumenta en 38%, en mayor medida debido al empuje ocasionado por el CO₂, el nitrógeno y la presurización del yacimiento.

Figura 40.

Presión promedio con el modelo de Ezekiel.

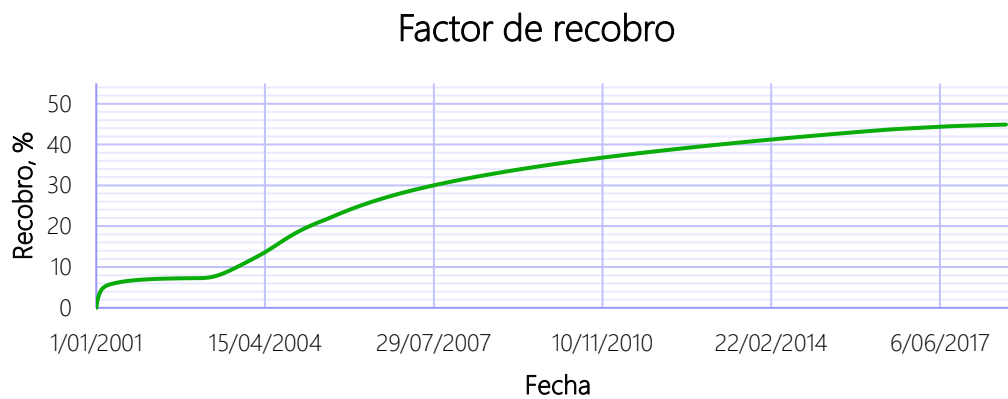
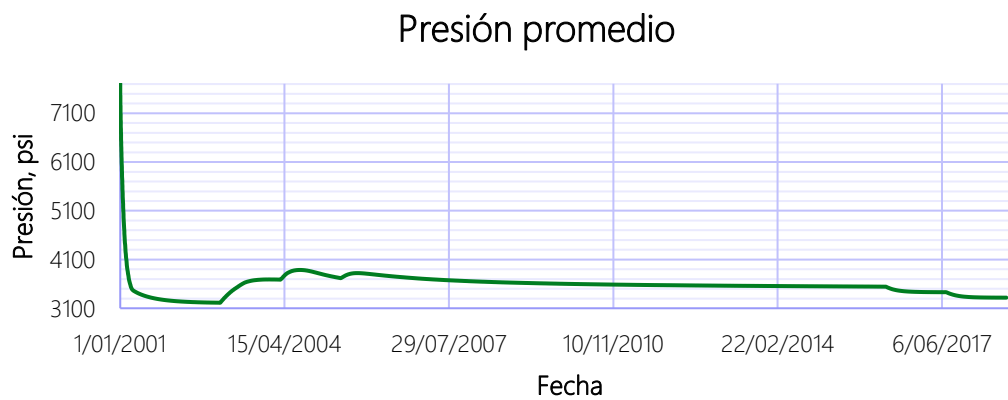


Figura 41.

Factor de recobro con el modelo de Ezekiel.

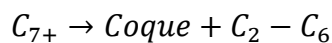


7.3 Modelo cinético de Tingas (2000)

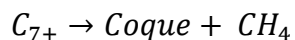
Los autores estimaron la estequiometría de las reacciones mediante pruebas experimentales en el reactor tipo *batch* y el tubo de combustión utilizando un crudo de 46°API del bloque Q131 en el campo *Liaohe*, el esquema de reacciones representa de forma adecuada los resultados de tubo de combustión para los perfiles de CO₂ y O₂ y los líquidos producidos.

El modelo de fluidos está constituido por dos pseudo componentes: livianos del C₂-C₆ y pesados a partir del C₇₊. Por su parte, el modelo cinético consta de siete reacciones: dos de craqueo y cinco de oxidación. También, los parámetros cinéticos hallados por el autor se relacionan en la tabla 15.

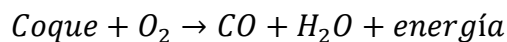
Reacción 1 (craqueo):



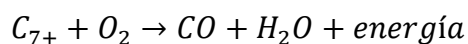
Reacción 2 (craqueo):



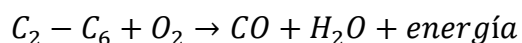
Reacción 3 (oxidación del coque):



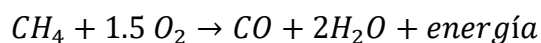
Reacción 4 (oxidación de la fracción pesada):



Reacción 5 (oxidación de la fracción liviana):



Reacción 6 (oxidación del gas):



Reacción 7 (oxidación del monóxido de carbono):

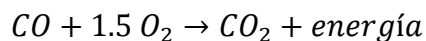


Tabla 15.*Parámetros cinéticos del modelo de Tingas.*

Reacción	Factor de frecuencia	Energía de activación [BTU/lb-mol]
1	4.167 E5	33300
2	4.167 E5	27000
3	4.167 E5	25200
4	3.0 E10	33300
5	3.0 E10	33300
6	3.02 E10	59250
7	1.5 E5	3250

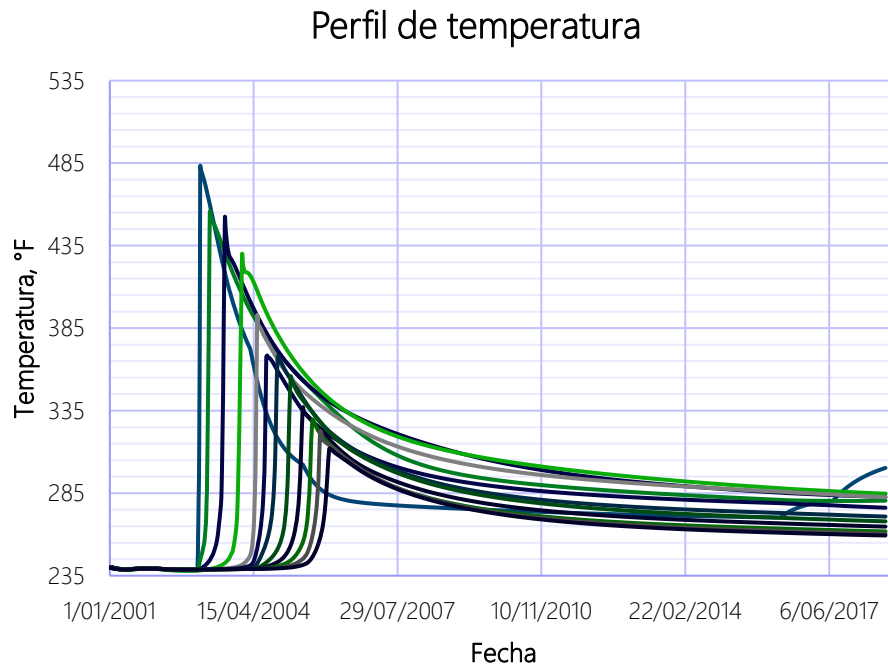
Análisis del perfil de temperatura

Las reacciones predominan en el estado LTO con temperaturas entre los 292 y 440°F; sin embargo, alrededor del pozo inyector se presenta una temperatura inusual de casi 485°F debido a que en ese punto se ubica un calentador dispuesto con el fin de elevar la temperatura y propiciar las reacciones. Luego de que la energía es transferida al siguiente bloque, la temperatura cae rápidamente y el calor transferido también lo hace, por lo que el frente de oxidación termina por extinguirse a los cuatro años de la inyección.

El perfil que se muestra en la figura 42 indica que las reacciones se mantienen en el régimen de baja temperatura de acuerdo con los rangos propuestos por Gutiérrez et al. (2008), pero la rápida disminución de la temperatura ralentiza el proceso, ya que disminuye la energía cinética molecular y la probabilidad de que sucedan las reacciones. Todo esto conlleva a una menor contribución de las reacciones de oxidación a la recuperación del petróleo hasta la posible extinción del frente de oxidación; ambos escenarios son previsibles según el comportamiento de la gráfica entre los años 2003 y 2007.

Figura 42.

Perfil de temperatura del modelo de Tingas.



Nota. Los picos de temperatura indican la posición del frente de oxidación, por lo que cada línea indica los cambios de temperatura a través del tiempo medidos por los pozos observadores dispuestos cada dos bloques.

Revisión de las fracciones molares de los productos

El aumento en la concentración de coque que se observa en la figura 43 es producto de las dos reacciones de craqueo de la fracción pesada C7+ que producen fracción liviana y metano. En consecuencia, la fracción liviana (C2-C6) aumenta ligeramente como resultado de la descomposición del C7+ (ver figura 44), pero se mantiene relativamente estable debido a su posterior oxidación, como también sucede con el CH₄. Por otro lado, las reacciones de oxidación producen monóxido de carbono (CO) que del mismo modo se oxida rápidamente para dar lugar al aumento de CO₂ que se muestra en la figura 45; allí la fracción de dióxido de carbono se eleva hasta que cesan las reacciones de oxidación y se mantiene en un nivel de máximo que continúa siendo arrastrado hacia el pozo productor.

Figura 43.

Fracción de Coque con el modelo de Tingas.

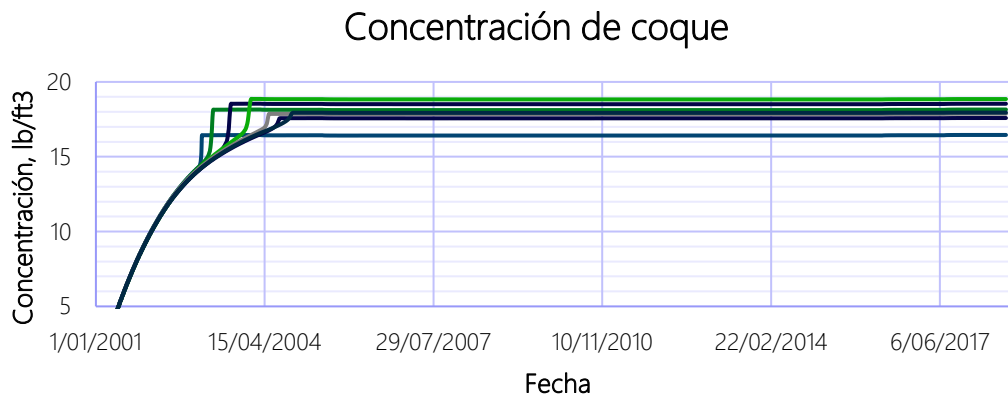


Figura 44.

Fracción de C2-C6 con el modelo de Tingas.

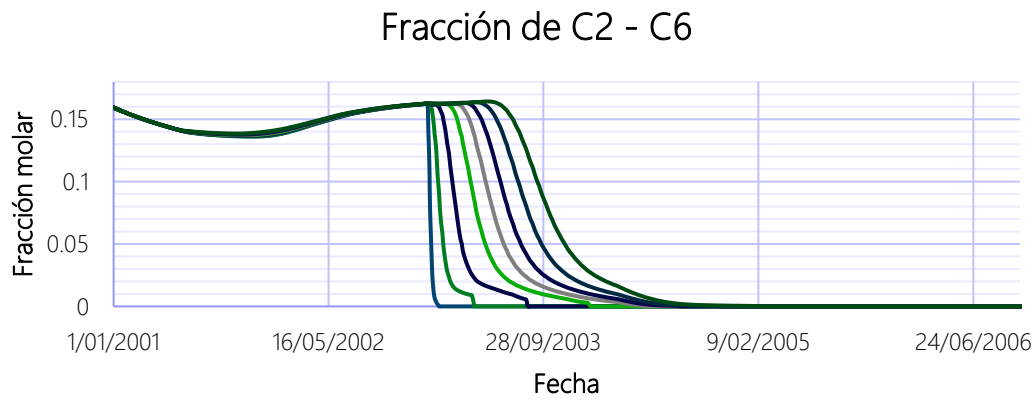
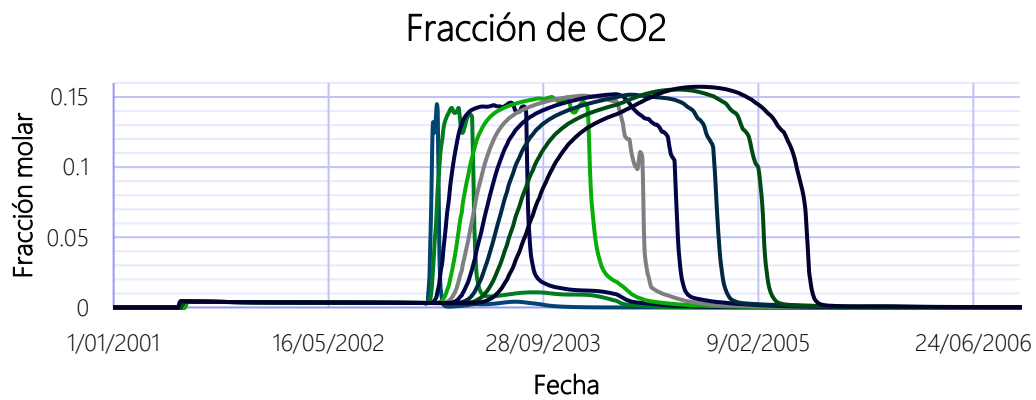


Figura 45.

Fracción de CO2 con el modelo de Tingas.

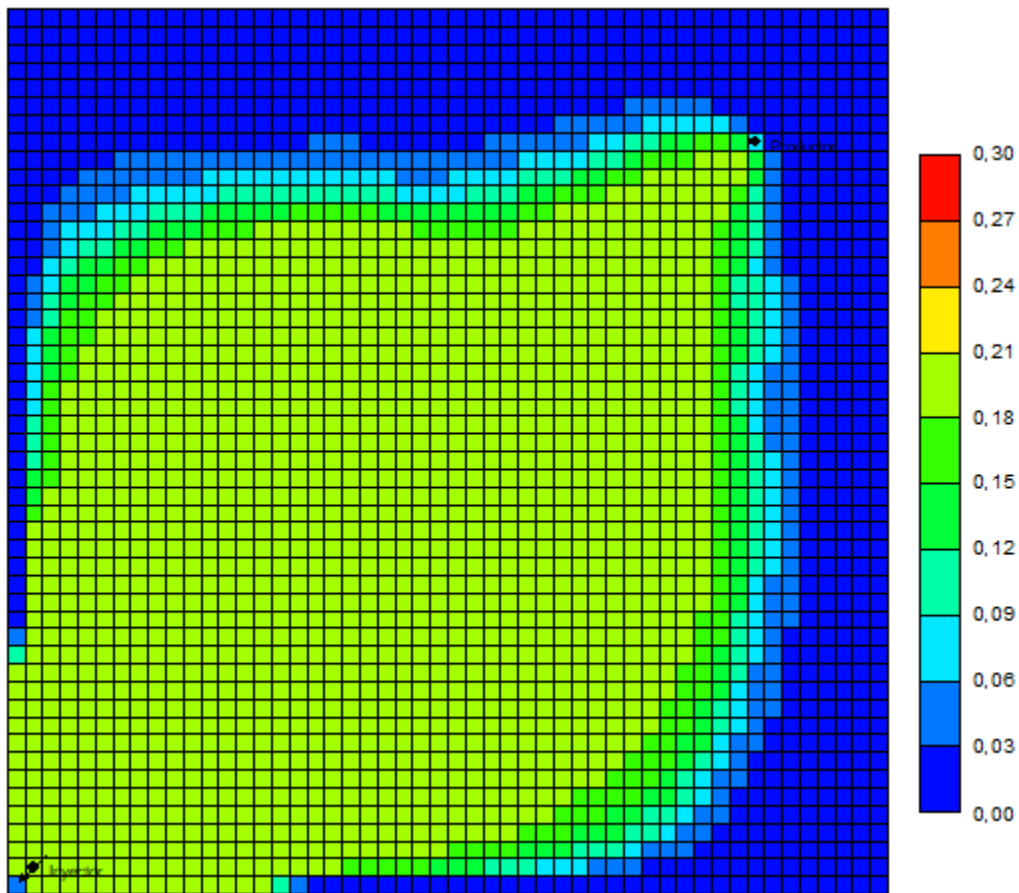


Comportamiento de la fracción molar de oxígeno

En comparación con los demás modelos cinéticos, es notable la gran cantidad de oxígeno que viaja rápidamente hasta el pozo productor. En la figura 46 se evidencia que el oxígeno irrumpe en el pozo productor desde antes del cuarto año de inyección, lo cual corrobora el hecho de que la velocidad de las reacciones disminuya a partir del 2005 y se presente un descenso de la temperatura. Entonces, el oxígeno que no reacciona viaja libremente por el espacio poroso, se digita a través del hidrocarburo y se produce desde etapas tempranas.

Figura 46.

Fracción molar de oxígeno luego de cuatro años de inyección.

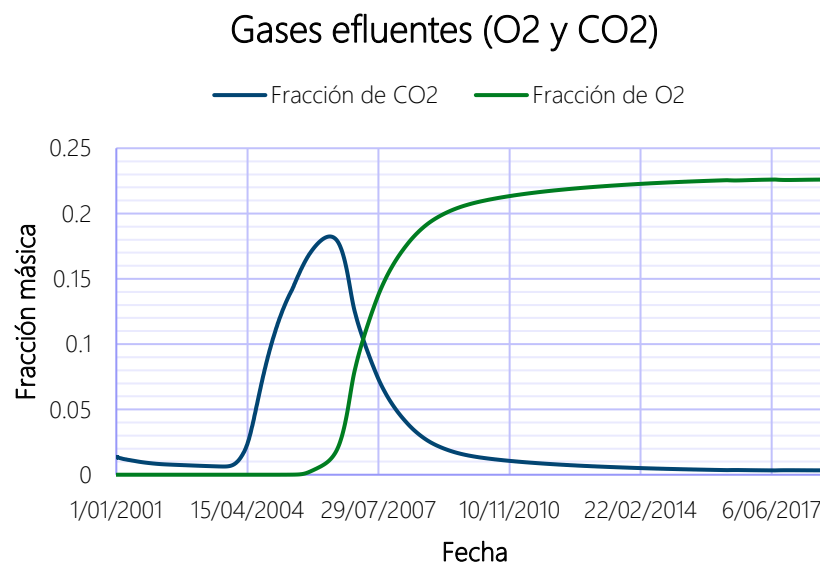


Concentración de oxígeno y gases de combustión en el pozo productor

La fracción molar de oxígeno en el pozo productor, que se muestra en la figura 47, aumenta drásticamente a partir del año 2006 y supera el límite máximo del 5% recomendado por Jia et al. (2016). Por lo tanto, considerando que el proceso de oxidación ocurre entre el 2003 y el 2007, la aplicación de HPAI debe terminarse por lo menos un año antes por motivos de seguridad. En la gráfica también se puede observar una drástica disminución del dióxido de carbono producido a partir del 2006, lo que confirma que las reacciones cesan paulatinamente hasta la extinción del frente de oxidación.

Figura 47.

Concentración de oxígeno y dióxido de carbono en el pozo productor.



Presión promedio y petróleo recuperado

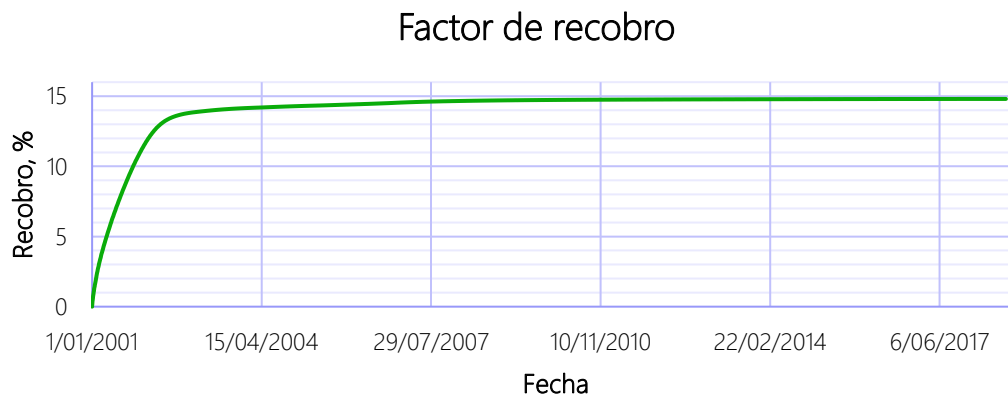
La presión del yacimiento se mantiene por encima de la mínima presión de operación del pozo productor, alcanzando una presión estable de aproximadamente 3500 psi; este aumento se atribuye a la presurización generada por el oxígeno que no reaccionó y que se desplaza libremente por el yacimiento. Por otro lado, la figura 49 muestra que el factor de recobro para el periodo operativamente seguro aumentó solo en un 0.8% respecto a la recuperación primaria.

Figura 48.

Presión promedio con el modelo de Tingas.

**Figura 49.**

Factor de recobro con el modelo de Tingas.



7.4 Resumen de los resultados obtenidos mediante simulación numérica convencional

Modelo cinético	Hallazgos relevantes
Fassihi, Yannimaras, Newbold y Belgrave (2000)	El frente de oxidación se mueve a 0.328 pies/día y el proceso en un régimen HTO, debido principalmente al coque contenido en este modelo cinético. Este modelo captura de manera adecuada las interacciones entre los pseudo componentes, y además ofrece muy buenos resultados para representar un proceso oxidativo típico durante la inyección de aire a alta presión. La producción de oxígeno no sobrepasa el límite de seguridad del 5% y el factor de recobro aumenta en 39%, alcanzando un máximo de 46% de petróleo recuperado.
Ezekiel (2014)	El frente de oxidación se mueve a 0.073 pies/ día y la temperatura cae rápidamente al estado LTO dado que no hay reacciones de craqueo que sustenten al frente. Sin embargo, el proceso reactivo se mantiene durante varios años hasta su eventual extinción, a partir de la cual se detienen los incrementos del CO ₂ producido en la figura 39. El oxígeno no se alcanza a producir y el factor de recobro aumenta en 38%, alcanzando un máximo de 45% de petróleo recuperado.
Tingas (2000)	El frente de oxidación se mueve a 0.95 pies/ día hacia una posible extinción en etapas tempranas de la simulación (ver figura 42) y las reacciones se mantienen en un régimen LTO. La rápida disminución de temperatura hace que el oxígeno avance sin reaccionar y se produzca por encima del límite de seguridad del 5% a los dos años de simulación. El factor de recobro para el periodo operativamente seguro aumentó solo en un 0.8%, respecto a la recuperación primaria.

8. Resultados de la simulación numérica usando grid dinámico frente a la simulación convencional

8.1 Función de adaptación

La selección de los parámetros de amalgamiento del *grid* dinámico se fundamenta en los estudios realizados por Christensen et al. (2004), quienes escogieron como límites al gradiente de temperatura y la fracción molar global, fijándolos en 68°F y 0.05 respectivamente. A partir de esas variables y las magnitudes proporcionadas, se realizaron varias simulaciones hasta hallar los valores que aportaran una mayor estabilidad al modelo base y arrojaran resultados representativos provistos en la tabla 16.

Tabla 16.

Parámetros de amalgamiento seleccionados.

Fracción molar	0.01
Temperatura [°F]	50
Amalgamiento	2x2x1

8.2 Modelo cinético de Fassih

Las curvas obtenidas en el modelo de Fassih utilizando *grid* dinámico son bastante aproximadas a las conseguidas durante la simulación convencional, esto puede evidenciarse numéricamente en la tabla 17 donde los errores porcentuales de las medias y las desviaciones estándar son menores al 5% excepto en el caso del oxígeno que alcanza un error del 20% en las mediciones estadísticas. Las figuras 50, 51 y 52 muestran el comparativo entre las curvas utilizando ambas modalidades de simulación.

La desviación estándar se calculó con la ecuación 23, a partir de los datos obtenidos durante el tiempo de simulación para el perfil de temperatura, gases efluentes y factor de recobro en tres puntos específicos del modelo (equivalente a la lectura de las primeras tres curvas de cada gráfica); asimismo, se determinó el promedio de los datos mediante la ecuación 24. El porcentaje de error corresponde a la variación entre ambos parámetros estadísticos considerando a la simulación convencional como valor base.

$$\text{Desviación estándar } (\sigma) = \sqrt{\frac{\sum(x - \bar{x})^2}{(n - 1)}} \quad (23)$$

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (24)$$

Tabla 17.

Parámetros estadísticos de las curvas del modelo de Fassihi.

Gráfica	Curva		Convencional	Dynagrid	Error, %
Temperatura	3, 48, 2	σ	105.33095	107.79571	2.34001%
	5, 46, 2		96.94527	98.31429	1.41216%
	7, 44, 2		88.04396	89.10077	1.20032%
	3, 48, 2	μ	306.78702	307.88517	0.35795%
	5, 46, 2		330.67850	330.69278	0.00432%
	7, 44, 2		323.74294	323.47380	0.08313%
Gases efluentes	CO ₂	σ	0.08191	0.08287	1.17202%
	O ₂		0.00896	0.00715	20.20089%
	CO ₂	μ	0.10178	0.10281	1.01199%
	O ₂		0.00717	0.00559	22.03626%
Factor de recobro	-	σ	13.42482	13.52855	0.77267%
	-	μ	20.91905	21.02401	0.50174%

Figura 50.

Perfil de temperatura del modelo de Fassih con grid dinámico.

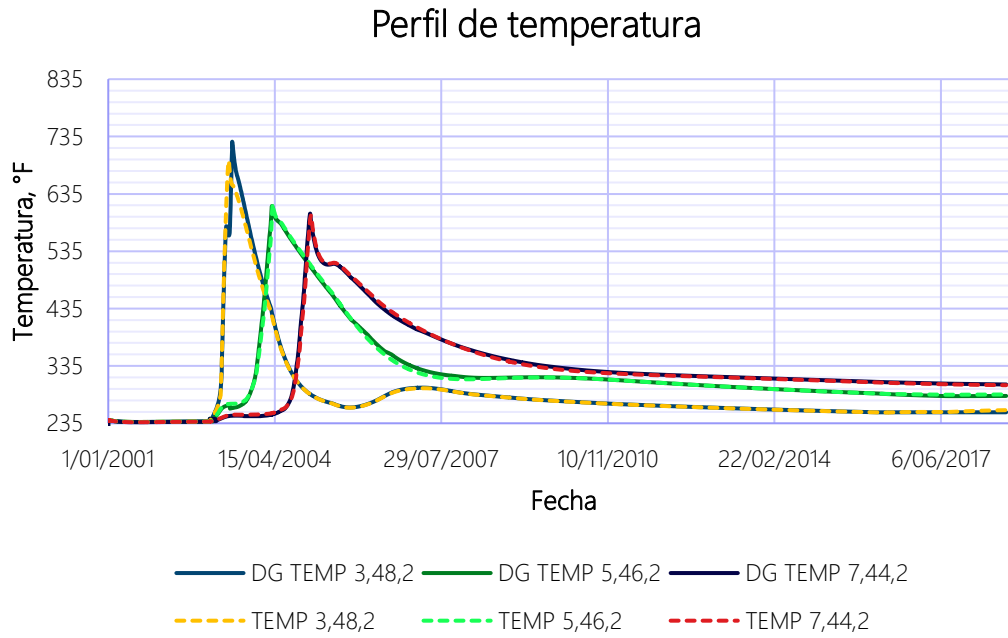


Figura 51.

Gases efluentes del modelo de Fassih con grid dinámico.

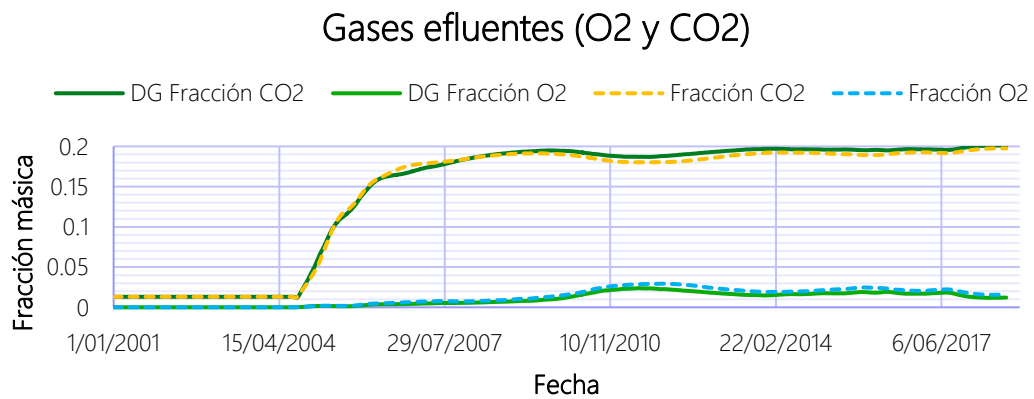
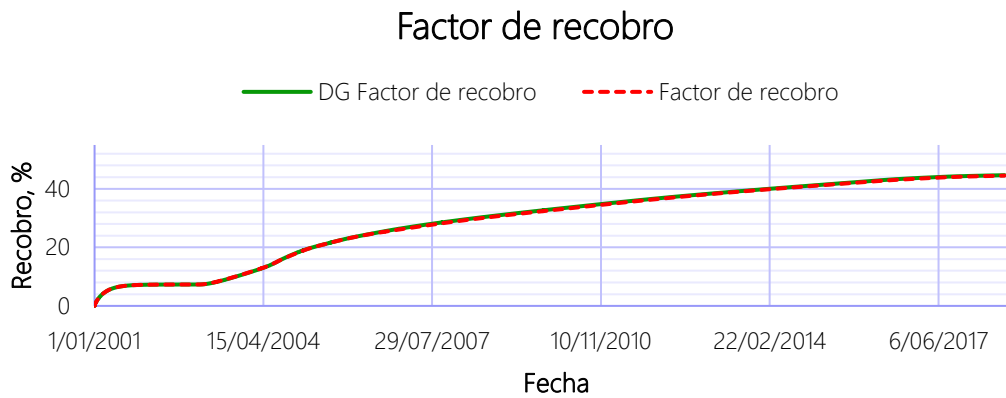


Figura 52.

Factor de recobro del modelo de Fassihi con grid dinámico.



8.3 Modelo cinético de Tingas

El *grid* dinámico aplicado en el modelo de Tingas brinda muy buenos resultados con errores menores al 0,5% en los valores de la media y la desviación estándar de las curvas más representativas de la inyección de aire a alta presión (ver tabla 18), calculados con las ecuaciones 23 y 24; este ajuste se puede evidenciar en las gráficas 53, 54 y 55 donde las líneas segmentadas corresponden a los resultados obtenidos usando el *dynagrid*. La precisión y exactitud de los resultados indica que, al igual que en el modelo de Fassihi, los parámetros de amalgamiento utilizados son adecuados ya que representan los cambios de temperatura y concentraciones que hay en el yacimiento con el nivel de detalle suficiente para no alterar las mediciones sensibles al tamaño de los bloques.

Tabla 18.

Parámetros estadísticos de las curvas del modelo de Tingas.

Gráfica	Curva	Convencional	Dynagrid	Error, %
Temperatura	3, 48, 2	59.13933	59.13961	0.0005%
	5, 46, 2	57.58682	57.58698	0.0003%
	7, 44, 2	52.69668	52.69649	0.0004%

	3, 48, 2		286.83143	286.83034	0.0004%
	5, 46, 2	μ	293.34508	293.34390	0.0004%
	7, 44, 2		289.97967	289.97460	0.0017%
Gases efluentes	CO ₂	σ	0.04532	0.04534	0.0441%
	O ₂		0.10255	0.10276	0.2048%
	CO ₂	μ	0.02910	0.02902	0.2749%
	O ₂		0.08113	0.08129	0.1972%
Factor recobro	-	σ	5.44726	5.44664	0.0114%
	-	μ	11.37685	11.37587	0.0086%

Figura 53.

Perfil de temperatura del modelo de Tingas con grid dinámico.

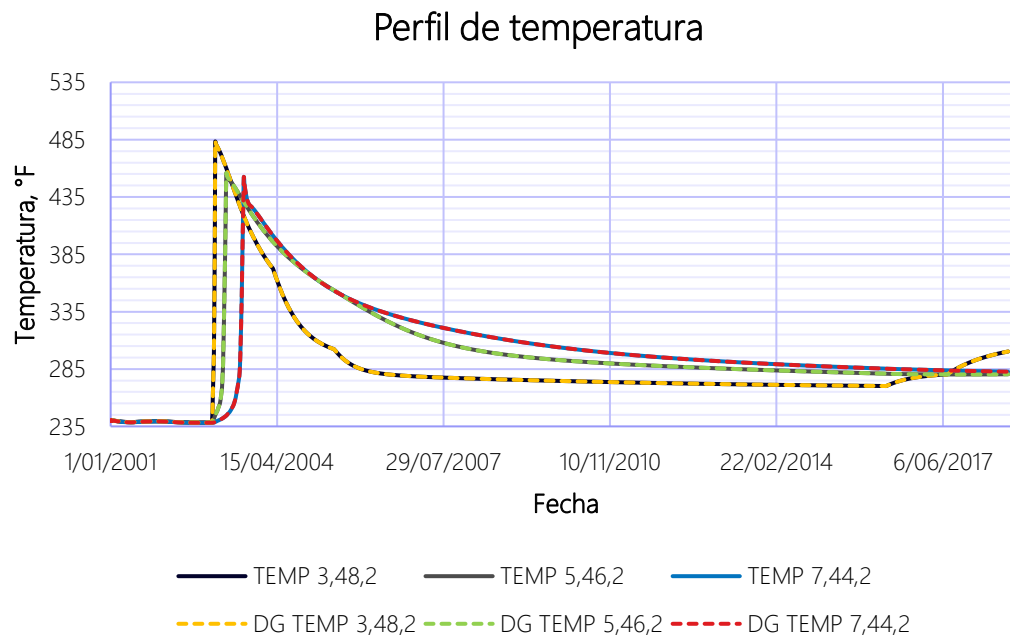
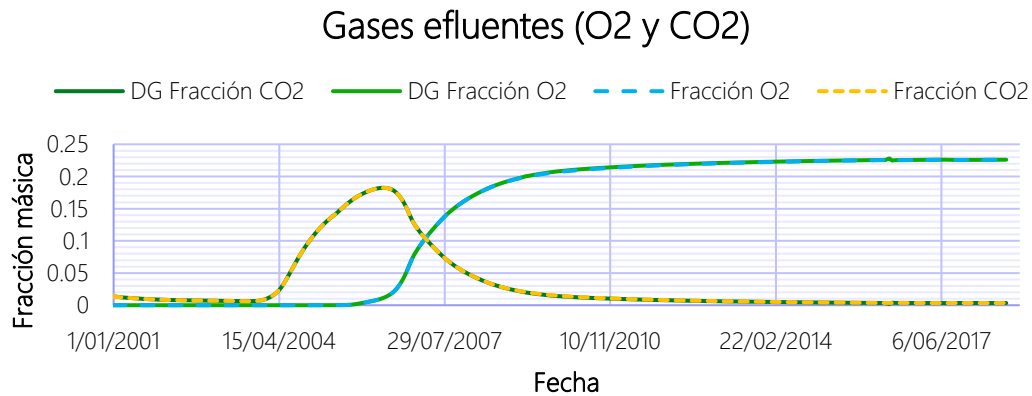
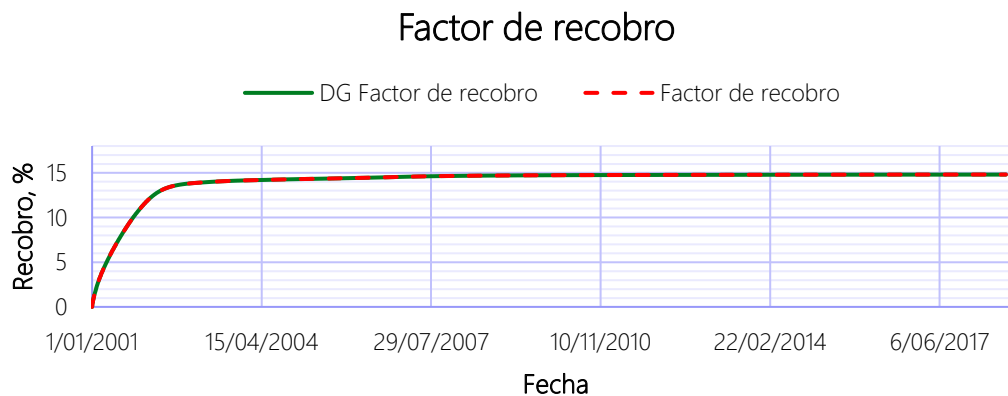


Figura 54.

Gases efluentes del modelo de Tingas con grid dinámico.

**Figura 55.**

Factor de recobro del modelo de Tingas con grid dinámico.



8.4 Modelo cinético de Ezekiel

El *grid* dinámico aplicado en el modelo de Ezekiel no es tan exacto como en los dos modelos anteriores; sin embargo, sigue siendo preciso en cuanto al comportamiento de algunas de las curvas más representativas. Aquí los errores son mayores al 0,5% en casi todos los casos, según se evidencia en la tabla 19 que muestra el error relativo entre las medidas estadísticas

obtenidas a partir de la simulación convencional y con *dynagrid*. El más afectado fue el perfil de temperatura (ver gráfica 56) que es sensible al calor proporcionado por los calentadores ubicados para generar la ignición en este modelo; la primera curva muestra temperaturas menores dado que al principio de la inyección hay un amalgamiento en los bloques de los calentadores, por lo que la temperatura promedio disminuye considerablemente afectando el desarrollo de las reacciones.

Esta disminución en la temperatura afectaría todos los procesos y los resultados finales de las gráficas 57 y 58, en las cuales se evidencian algunos errores de ajuste; sin embargo, estas curvas evidencian un comportamiento adecuado a nivel general comparado con la simulación convencional. Al final, los mayores inconvenientes se presentan en el perfil de temperatura que se ve impactado por la inestabilidad numérica cuando se acerca a temperaturas cercanas a la del yacimiento; esto se refleja en una discontinuidad en las curvas en las fechas donde ocurre el amalgamiento en cada zona específica.

Tabla 19.

Parámetros estadísticos de las curvas del modelo de Ezekiel.

Gráfica	Curva		Convencional	Dynagrid	Error, %
Temperatura	3, 48, 2	σ	201.95471	97.15991	51.8902%
	5, 46, 2		108.37002	118.29327	9.1568%
	7, 44, 2		40.03341	46.51967	16.2021%
	3, 48, 2	μ	507.31767	364.84997	28.0825%
	5, 46, 2		345.21172	355.35419	2.9380%
	7, 44, 2		268.72435	272.39114	1.3645%
Gases efluentes	CO ₂	σ	0.08744	0.08765	0.2402%
	O ₂		0	0	0.0000%
	CO ₂	μ	0.11772	0.11712	0.5097%
	O ₂		0	0	0.0000%
Factor recobro	-	σ	16.00587	15.82721	1.1162%
	-		μ	20.61463	20.50907

Figura 56.

Perfil de temperatura del modelo de Ezekiel con grid dinámico.

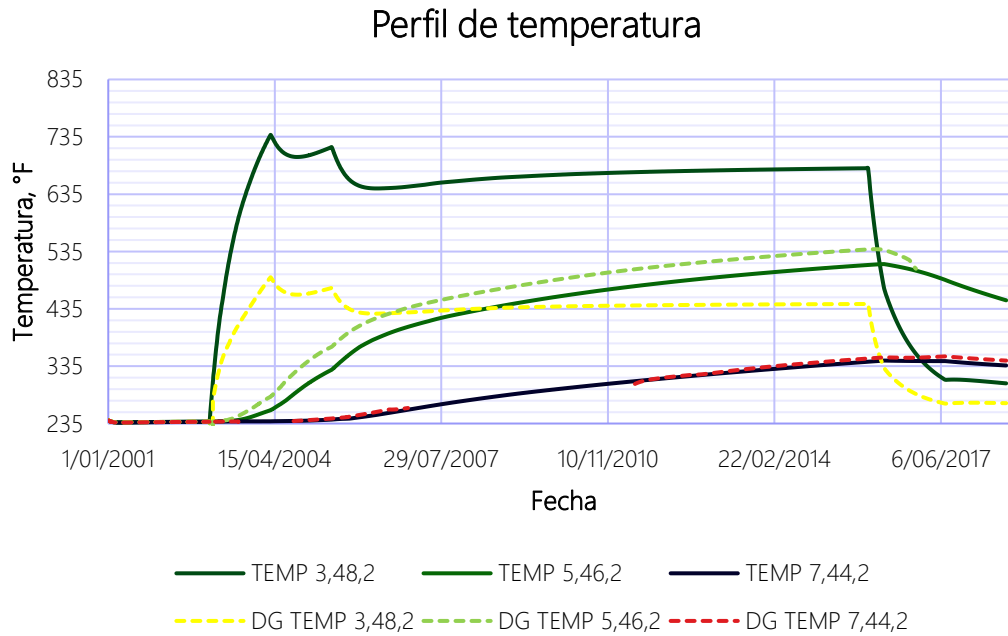


Figura 57.

Gases efluentes del modelo de Ezekiel con grid dinámico.

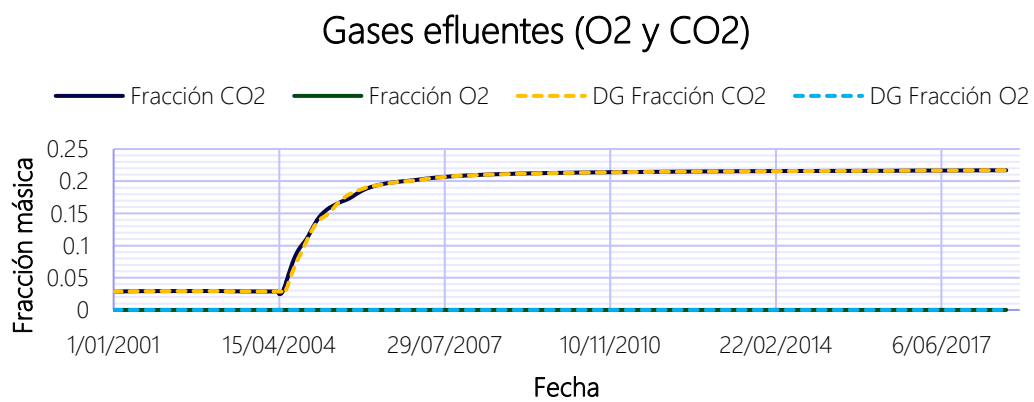
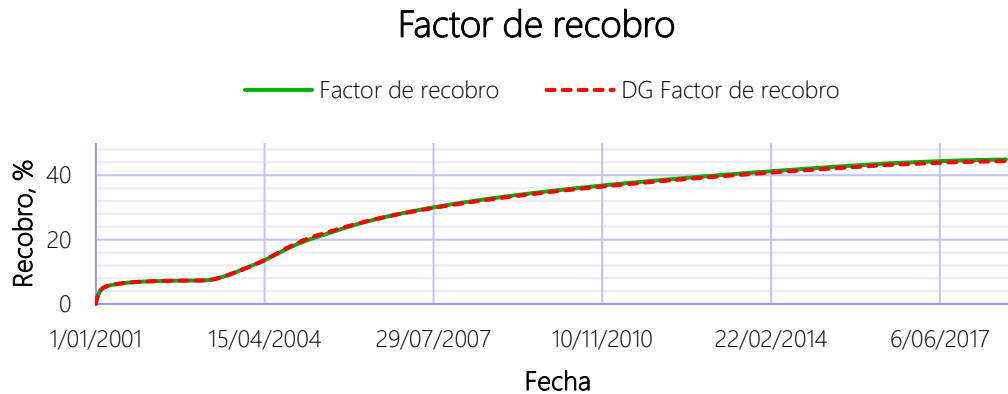


Figura 58.

Factor de recobro del modelo de Ezekiel con grid dinámico.



8.5 Tiempos de cómputo

La disminución del tiempo de cómputo es uno de los principales beneficios del uso del grid dinámico, sin embargo, este depende del equipo usado y sus características. En este caso se utilizó un equipo con procesador Intel Core i5 11va generación, 4 núcleos, 16 Gb de RAM y sistema operativo Windows de 64 bits, con el que se obtuvieron los resultados expuestos en la tabla 20. Asimismo, si se computan algunas relaciones entre los tiempos en un mismo modelo se evidencia una disminución del tiempo de entre el 28% al 31%.

Tabla 20.

Tiempos de cómputo para cada caso de simulación.

Modelo cinético	Simulación convencional	Simulación con grid dinámico
Fassihi	79 min	57 min
Tingas	26 min	20 min
Ezekiel	81 min	56 min

9. Conclusiones

- Se realizó la evaluación de la inyección de aire a alta presión en un modelo conceptual heterogéneo, considerando las distribuciones naturales de las propiedades petrofísicas en los yacimientos donde se ha aplicado este método de recuperación, y se evaluaron tres modelos cinéticos con un mismo modelo de fluidos con el fin de demostrar la influencia que tienen los esquemas de reacción sobre los resultados numéricos al aplicar HPAI. A través de este estudio se lograron evidenciar diferencias significativas en el comportamiento del frente de oxidación cuando se utilizan distintos modelos cinéticos, por lo que se resalta la importancia de elegir cuidadosamente el modelo de reacción. También, se encontró que el *grid* dinámico logra reproducir los resultados convencionales con un menor costo de procesamiento.
- Se encontraron varias diferencias importantes en los resultados al evaluar el modelo de fluidos con distintos modelos de reacción. El modelo de Fassihi exhibe un frente de oxidación que se mueve a 0.189 pies/día en un régimen HTO, debido principalmente al coque contenido en este modelo cinético. El modelo de Ezekiel muestra un frente de oxidación que se mueve a 0.057 pies/ día y la temperatura cae rápidamente al estado LTO dado que no hay reacciones de craqueo que sustenten al frente. Finalmente, en el modelo de Tingas el frente de oxidación se mueve rápidamente hacia una posible extinción en etapas tempranas de la simulación y las reacciones se mantienen en un régimen LTO. En todos los casos el factor de recobro fue diferente y las consideraciones de seguridad del pozo debido a la producción de oxígeno fueron variables.
- Los resultados obtenidos son de utilidad para aquellos investigadores que no tengan la posibilidad de realizar pruebas experimentales para determinar el esquema de reacciones del fluido que desean evaluar. A partir de esta investigación se determinó la importancia de considerar la composición del fluido antes seleccionar el modelo cinético, ya que los resultados pueden variar significativamente entre un esquema y otro. Los modelos cinéticos establecidos en la literatura se agrupan en pseudo

componentes ajustados en función de la composición porcentual del crudo usado por el autor, con el fin de manejar de forma más sencilla a las reacciones. En este sentido, los resultados de HPAI usando el modelo de Tingas o Ezekiel difieren a los expuestos por el modelo base.

- El uso del *grid* dinámico con la adecuada función de adaptación contribuye considerablemente a la disminución de los tiempos de cómputos hasta en un 30%. La agilidad que ofrece la herramienta *dynagrid* va acompañada de resultados representativos con variaciones muy pequeñas en temperatura, concentración de gases efluentes y factor de recobro cuando el modelo cinético es el adecuado; sin embargo, pueden presentarse variaciones en los resultados utilizando *grid* dinámico si el esquema de reacciones no es representativo para el modelo de fluidos que se tenga disponible.
- Una de las variables más importantes al elegir el modelo de reacciones más adecuado debe considerar que la estequiometría incluya los componentes más significativos del crudo utilizado. Por ejemplo, el desempeño del frente de oxidación se ve afectado en gran medida cuando se aplica el modelo cinético de Ezekiel, ya que no se considera la reacción de la fracción liviana que es muy importante en proporción para el crudo evaluada, por lo que hay menor cantidad de compuestos contribuyendo energía al proceso oxidativo. Tanto en la simulación convencional como con *grid* dinámico, el calor proporcionado por las reacciones se disipa rápidamente y con el amalgamiento este se distribuye de manera que el promedio es mucho menor.

10. Recomendaciones

Se recomienda realizar un análisis de sensibilidad variando los valores de los parámetros petrofísicos, las distribuciones probabilísticas y la heterogeneidad del yacimiento. También, se sugiere probar con distintas funciones de adaptación en la simulación numérica con grid dinámico utilizando un mismo modelo cinético con el fin de evaluar a detalle la influencia de los parámetros de amalgamiento en el frente de oxidación. Por otra parte, se invita a repetir esta investigación utilizando crudos de diferente composición y otros modelos cinéticos aportados por la literatura, con el objetivo de incrementar la base de información disponible que pueda ayudar a los investigadores a elegir el mejor modelo cinético más adecuado a las características del crudo disponible. Finalmente, estos resultados podrían usarse para alimentar la base de datos de un *software* que pueda predecir con mayor velocidad el comportamiento de HPAI utilizando técnicas de *machine learning*.

Referencias bibliográficas

- Adetunji, L. A., Teigland, R., & Kleppe, J. (2005). *Light-oil air-injection performance: Sensitivity to critical parameters*. In Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition (pp. 3433–3443). <https://doi.org/10.2523/96844-ms>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced oil recovery: An update review*. Energies. MDPI AG. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Archer, J.S. and Wall, C.G. (1986) *Petroleum Engineering Principles and Practice*. Graham and Trotman.
- Barzin, Y., Moore, R.G., Mehta, S.A., Ursenbach, M.G. (2010). *Impact of distillation on the combustion kinetics of high-pressure air injection (HPAI)*. University of Calgary. SPE-129691.
- Barzin, Y. (2013). *An Experimental and Numerical Study of the Oxidation/Combustion Reaction Kinetics in High Pressure Air Injection Process*. University of Calgary, Calgary, AB. doi:10.11575/PRISM/24884
- Bondarenko, T., Khakimova, L., Cheremisin, A., & Spasennykh, M. (2017). *High-pressure air injection laboratory and numerical modelling in Bazhenov source rocks*. In Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/187849-ms>
- Carroll, K. (1979). *Depositional environments and paragenetic porosity controls, upper red river formation, North Dakota*. Report of investigation No. 66. North Dakota Geological Survey. https://www.dmr.nd.gov/ndgs/documents/Publication_List/pdf/RISeries/RI-66.pdf
- Castañeda, A.M., Ruiz, M.C., Muñoz, S.F. (2014). *Modelado de procesos de combustión in situ*. Universidad Industrial de Santander. Revista Fuentes: el reventón energético. Vol. 12 N°1 de 2014, pp. 53-66.
- Cavanzo, E.A., Muñoz, S.F. (2014). *Kinetics of wet in-situ combustion: A review of kinetic models*. Universidad Industrial de Santander. SPE-171134-MS, 2014.

- Chen, Z., Wang, L., Duan, Q., Zhang, L., & Ren, S. (2013). *High-Pressure Air Injection for Improved Oil Recovery: Low-Temperature Oxidation Models and Thermal Effect*. *Energy & Fuels*, 27(2), 780–786. doi:10.1021/ef301877a
- Christensen, J. R., Darche, G., Dechelette, B., Ma, H., & Sammon, P. H. (2004). *Applications Of Dynamic Gridding to Thermal Simulations*. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting. doi:10.2118/86969-ms
- Clara, C., Zelenko, V., Schirmer, P., and Tom Wolter. (1998). *Appraisal of the HORSE CREEK Air Injection Project Performance*. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, United Arab Emirates. doi: <https://doi.org/10.2118/49519-MS>
- Clara, C., Durandau, M., Quenault, G., & Nguyen, T. H. (2000). *Laboratory studies for light-oil air injection projects: Potential application in Handil field*. In SPE Reservoir Evaluation and Engineering (Vol. 3, pp. 239–248). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/64272-PA>
- De Zwart, A. H., Van Batenburg, D. W., Blom, C. P. A., Tsolakidis, A., Glandt, C. A., & Boerrigter, P. (2008). *The Modeling Challenge of High-Pressure Air Injection*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113917-MS
- Ewing, T., & Reed, R. (1984). *Depositional Systems and structural controls of Hackberry sandstone reservoirs in southeast Texas*. Bureau of Economic Geology. The University of Texas in Austin. <https://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/77656/txu-oclc-11850328.pdf?sequence=1>
- Ezekiel, J. (2014). *Screening of Gas Injection Techniques for IOR in Low Permeability Reservoirs: Case Study of Q131 block in Liaohe Oilfield, China*. Master thesis. China University of Petroleum (East China).
- Ezekiel, J., Wang, Y., Liu, Y., Zhang, L., Deng, J., Ren, S. (2017). *Case study of air injection IOR process for a low permeability light oil reservoir in eastern China*. SPE-172292-MS.

- Fajardo, J.F., Yatte, A.J. (2013). *Criterios de selección para un reactor a escala de laboratorio para el estudio de un proceso de combustión in situ como método de recobro de crudos pesados*. Universidad Industrial de Santander. Trabajo de grado, pp. 38 – 41.
- Fassihi, M. R., Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2016). *Safety Considerations for High-Pressure Air Injection into Light-Oil Reservoirs and Performance of the Holt Sand Unit Project*. SPE Production & Operations, 31(03), 197–206. doi:10.2118/169168-pa
- Fassihi, M., Yannimaras, D., Newbold, F., Belgrave, J. (2000). *Laboratory and simulation characterization of Light Oil Air Injection*.
- Favennec, J. P., Babusiaux, D., Condit, U. (2007). *Oil and gas exploration and production; reserves, costs, contracts*. Editorial Technip.
- Fermigier, M. (2019). *Transport equations: mass and heat balances*. Notas de clase. Escuela superior de física y de química industrial de la ciudad de Paris. https://blog.espci.fr/marcfermigier/files/2018/12/Heat_Mass_Balances_2019.pdf
- Fraim, M. L., Moffitt, P. D., & Yannimaras, D. V. (1997). *Laboratory testing and simulation results for high pressure air injection in a waterflooded North Sea oil reservoir*. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Sigma, 655–662. <https://doi.org/10.2118/38905-ms>
- Glandt, C.A., Pieterse, R., Drombowski, A., Balzarini, M.A. (1999). *Coral Creek field study: A comprehensive assessment of the potential of high-pressure air injection in a mature waterflood project*. SPE-52198-MS.
- Gutierrez, D., Taylor, A. R., Kumar, V., Ursenbach, M. G., Moore, R. G., & Mehta, S. A. (2008). *Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 11(06), 1097–1106. doi:10.2118/108429-pa
- Gutierrez, D., Skoreyko, F., Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2009). *The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on*

- Laboratory and Numerical Modelling*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 48(04), 23–33. doi:10.2118/09-04-23-da
- Gutierrez, D., Moore, R. G., Ursenbach, M. G., & Mehta, S. A. (2011). *The ABCs of In-Situ Combustion Simulations: From Laboratory Experiments to the Field Scale*. Canadian Unconventional Resources Conference. doi:10.2118/148754-ms
- Hardy, W.C., Fletcher, P.B., Shepard, J.C., Dittman, E.W., Zadow, D.W. (1972). *In situ combustion in a thin reservoir containing high gravity oil*. Sun Oil Corporation. SPE-3053-PA.
- Hughes, B. L., & Sarma, H. K. (2006). *Burning reserves for greater recovery? Air injection potential in Australian light oil reservoirs*. In Proceedings - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2006: Thriving on Volatility (Vol. 2, pp. 637–653). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/101099-ms>
- IUPAC. (1997). *Compendium of Chemical Terminology, 2nd ed. (the "Gold Book")*. Compiled by A. D. McNaught and A. Wilkinson. Blackwell Scientific Publications, Oxford. Online version (2019-) created by S. J. Chalk. ISBN 0-9678550-9-8. <https://doi.org/10.1351/goldbook>.
- Jacobson, H.A. (1967). *The Effect of Nitrogen on Reservoir Fluid Saturation Pressure*. J Can Pet Technol 6: 101–105. doi: <https://doi.org/10.2118/67-03-04>
- Jia, H., Zhao, J., Yang, H., Li, Y., & Pu, W. (2014). *Numerical simulation of mechanism of high-pressure air injection (HPAI) in light oil reservoirs*. Petroleum Exploration and Development, 41(2), 235–243. doi:10.1016/s1876-3804(14)60027-6
- Jia, H., & Sheng, J. J. (2016). *Numerical modeling on air injection in a light oil reservoir: Recovery mechanism and scheme optimization*. Fuel, 172, 70–80. doi:10.1016/j.fuel.2015.12.063
- Jia, H. (2018). *Effect of reservoir heterogeneity on air injection performance in a light oil reservoir*. Petroleum, 4(1), 15–24. doi:10.1016/j.petlm.2017.10.006
- Khakimova, L., Askarova, A., Popov, E., Moore, R. G., Solovyev, A., Simakov, Y., Cheremisin, A. (2019). *High-pressure air injection laboratory-scale numerical*

- models of oxidation experiments for Kirsanovskoye oil field*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 106796. doi:10.1016/j.petrol.2019.106796
- Krause, F., & Meyer, R.O. (2006). *Permeability anisotropy and heterogeneity of a sandstone reservoir analogue: An estuarine to shoreface depositional system in the Virgelle Member, Milk River Formation, Writing-On-Stone Provincial Park, Southern Alberta*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 54: 301-318.
- Kuhlman, M. I. (2000). *Simulation of Light-Oil Air Injection into Viscous-Dominated and Gravity-Stable Reservoirs*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. doi:10.2118/59331-ms
- Kumar, M. (1991). *A Cross-Sectional Simulation of West Heidelberg In-Situ Combustion Project*. SPE Res Eng 6 (1991): 46–54. doi: <https://doi.org/10.2118/16724-PA>
- Kumar, V.K., Fassihi, M.R., Yannimaras, D.V. (1995). *Case history and appraisal of the Medicine Pole Hills unit air injection project*. SPE-27792-PA.
- Kumar, V.K., Gutierrez, D., Moore, R.G., Mehta, S.A. (2007). *Case history and appraisal of the west Buffalo Red River Unit high-pressure air injection project*. SPE-107715-MS.
- Lacroix, S., Renard, G., Lemonnier, P., & Taïeb, C. (2003). *Enhanced numerical simulations of IOR processes through dynamic sub-gridding*. In Canadian International Petroleum Conference 2003, CIPC 2003. Petroleum Society of Canada (PETSOC). <https://doi.org/10.2118/2003-087>
- Lamas, L.F., Ruidiaz, E.M. & Vidal, A.C. (2021). *Study of empirical correlation between permeability and porosity with application for permeability upscaling*. J Braz. Soc. Mech. Sci. Eng. 43, 530. <https://doi.org/10.1007/s40430-021-03227-7>
- Ling, Kegang & Shen, Zheng & Han, Guoqing & He, Jun. (2014). *A Review of Enhanced Oil Recovery Methods Applied in Williston Basin*. 10.15530/urtec-2014-1891560.
- Liao, G., Yang, H., Jiang, Y., Ren, S., Li, D., Wang, L., Wang, Z., Wang, B., Liu, W. (2018). *Applicable scope of oxygen-reduced air flooding and the limit of oxygen content*. Petroleum Exploration and Development, 45(1), 111–117. doi:10.1016/s1876-3804(18)30010-7

- Loucks, R., Ruppel, S.C., Dhiraj, D., Gale, J., Holder, J., Kane, J., Olson, J., Jackson, J.A., & Jackson, K.G. (2006) *Reviving Abandoned Reservoirs with High-Pressure Air Injection: Application in a Fractured and Karsted Dolomite Reservoir*. United States. doi:10.2172/924714.
- Mitra, S., Bhushan, B. V., Raju, P. V., Kumar, S., Sur, S., Mehta, S. A., & Moore, R. G. (2010). *Feasibility of air injection in a light oil field of Western India*. In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2010, OGIC (Vol. 1, pp. 92–99). <https://doi.org/10.2118/126234-ms>
- Montes, A. R., Gutierrez, D., Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2010). *Is High-Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood? Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49(02), 56–63. doi:10.2118/133206-pa
- Moore, R. G., Laureshen, C. J., Ursenbach, M. G., Mehta, S. A., & Belgrave, J. D. M. (1999). *Combustion/Oxidation Behavior of Athabasca Oil Sands Bitumen*. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(06), 565–571. doi:10.2118/59483-pa
- Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2002). *A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery*. Proceedings of SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. doi:10.2523/75207-ms
- Navarro-García, W. (2017). *Perfiles de inyección de aire para mantener un frente de combustión estable en régimen HTO a escala conceptual para crudos pesados*. Universidad Industrial de Santander.
- Nelson, T.W. and McNiel, J.S. Jr. (1961). *How to engineer an in-situ combustion project*. *Oil & Gas J.*, June, 58-65
- Niz-Velasquez, E., Trujillo-Portillo, M. L., Delgadillo, C., & Padilla, J. (2014). *A Methodology for Screening and Ranking of Reservoirs for Light Oil Air Injection Implementation*. SPE Energy Resources Conference. doi:10.2118/169951-ms
- Onishi, T., Okatsu, K., & Teramoto, T. (2006). *History matching with combustion-tube tests for light-oil air-injection project*. In International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2006 - Sustainable Growth for oil and Gas (Vol. 1, pp. 472–480).

- Pascual, M., Crosta, D., Lacentre, P., & Coombe, D. (2005). *Air injection into a mature waterflooded light oil reservoir*. Laboratory and simulation results for Barrancas field, Argentina. In 67th European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE Conference and Exhibition, incorporating SPE EUROPE2005. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2523/94092-ms>
- Pinto, D.F., Galvis, W.G. (2017). *Factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de aire a alta presión en un campo de crudo liviano colombiano*. Universidad Industrial de Santander.
- Prasad, R.S., Slater, J.A. (1986). *High-pressure combustion tube tests*. Occidental de Colombia. SPE/DOE 14919.
- Quandalle, P & Besset, P. (1985). *Reduction of grid effects due to local sub-gridding in simulations using a composite grid*. SPE 13527. SPE Middle East Technical Conference 1985. doi: <https://doi.org/10.2118/13527-MS>
- Ramos, J.L., Rodriguez, A.F., Wilches, L.P., Rodriguez, E. (2014). *Escalamiento de modelos cinéticos para evaluar procesos de inyección de aire en yacimientos de crudo pesado en un campo X de Ecopetrol S.A.* Grupo de investigación en simulación de yacimientos y recobro mejorado. Universidad Industrial de Santander.
- Ren, S. R., Greaves, M., & Rathbone, R. R. (2002). *Air Injection LTO Process: An IOR Technique for Light-Oil Reservoirs*. *SPE Journal*, 7(01), 90–99. doi:10.2118/57005-pa
- Ruteaga-Romero, S. (2020). *Laboratory Investigation of High-Pressure Air Injection (HPAI) in a Dolomite Reservoir Core*. University of Calgary, Calgary, AB. <http://hdl.handle.net/1880/111553>
- Sakthikumar, S., Madaoui, K., & Chastang, J. (1995). *Investigation of the feasibility of air injection into a waterflooded light oil reservoir*. In Proceedings of the Middle East Oil Show (Vol. 1, pp. 343–356). Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/29806-ms>

- Sampaio, H. (2013). *Estudo do processo de combustão in-situ em reservatórios maduros de óleos médios e leves*. Tesis de maestría. Universidad Federal de Río Grande del Norte.
- Shah, A., & Modi, K. (2012). *Feasibility of high-pressure air injection in heterogeneous light oil reservoir by thermal simulation*. In Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2012, OGWA - EOR: Building Towards Sustainable Growth (Vol. 1, pp. 81–104).
- Tiab, D. & Donaldson, E. (2004). *Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2^a ed. Vermont (USA). Elsevier. 312 p.
- Tingas, John, Greaves, Malcolm, and T. J. Young. (1996). *Field Scale Simulation Study of In-Situ Combustion in High Pressure Light Oil Reservoirs*. Paper presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 1996. doi: <https://doi.org/10.2118/35395-MS>
- Tingas, J. (2000). *Numerical simulation of air injection processes in high pressure light & medium oil reservoirs*. PHD dissertation. University of Bath.
- Van Batenburg, D. W., De Zwart, A. H., Boerrigter, P. M., Bosch, M., & Vink, J. C. (2011). *Application of dynamic gridding techniques to IOR/EOR processes*. In 16th European Symposium on Improved Oil Recovery 2011 (pp. 1–15). <https://doi.org/10.2118/141711-ms>
- Von Rosenberg, D. U. (1982). *Local grid refinement for finite difference methods*. SPE 10974. 57th Annual fall technical conference, New Orleans. doi: <https://doi.org/10.2118/10974-MS>
- Watts, B.C., Hall, T.F., Petri, D.J. (1997). *The horse Creek air injection project: An overview*. Total Minatome corporation. SPE-38359-MS.
- Willhite, G.P., Green, D.W. (1998). *Enhanced oil recovery*. SPE Textbook series, p. 407.
- Zhang, Y., & Sheng, J. J. (2017). *The mechanism of the oxidation of light oil*. Petroleum Science and Technology, 35(12), 1224–1233. doi:10.1080/10916466.2017.1319387

Zhu, Z. (2011). *Upscaling for Field-scale In-situ Combustion Simulation*. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 6. doi:10.2118/152375-STU.

Apéndice A

Extracto del código utilizado para la construcción del modelo conceptual

Los datos de permeabilidad y porosidad deben añadirse a consideración, respetando la distribución de cada propiedad y permitiendo que se represente un modelo heterogéneo. Asimismo, los modelos cinéticos deben agregarse durante la programación a conveniencia del usuario.

WRST TIME

INUNIT FIELD

WSRF WELL 1

WSRF GRID TIME

WSRF SECTOR TIME

OUTSRF GRID ALL REMOVE

OUTSRF WELL LAYER NONE

OUTSRF SPECIAL BLOCKVAR TEMP 3,48,2

BLOCKVAR TEMP 5,46,2

BLOCKVAR TEMP 7,44,2

BLOCKVAR TEMP 9,42,2

BLOCKVAR TEMP 11,40,2

BLOCKVAR TEMP 13,38,2

BLOCKVAR TEMP 15,36,2

BLOCKVAR TEMP 17,34,2

BLOCKVAR TEMP 19,32,2

BLOCKVAR TEMP 21,30,2

BLOCKVAR TEMP 23,28,2

BLOCKVAR TEMP 25,26,2

BLOCKVAR TEMP 27,24,2

BLOCKVAR TEMP 29,22,2

BLOCKVAR TEMP 31,20,2

BLOCKVAR TEMP 33,18,2

BLOCKVAR TEMP 35,16,2

BLOCKVAR TEMP 37,14,2

BLOCKVAR TEMP 39,12,2

BLOCKVAR TEMP 41,10,2

BLOCKVAR TEMP 42,9,2

BLOCKVAR SO 19,32,2

BLOCKVAR SORG 42,9,2

BLOCKVAR SORG 41,10,2

BLOCKVAR SORG 39,12,2

BLOCKVAR SORG 37,14,2
BLOCKVAR SORG 35,16,2
BLOCKVAR SORG 33,18,2
BLOCKVAR SORG 31,20,2
BLOCKVAR SORG 29,22,2
BLOCKVAR SORG 27,24,2
BLOCKVAR SORG 25,26,2
BLOCKVAR SORG 23,28,2
BLOCKVAR SORG 21,30,2
BLOCKVAR SORG 19,32,2
BLOCKVAR SORG 17,34,2
BLOCKVAR SORG 15,36,2
BLOCKVAR SORG 13,38,2
BLOCKVAR SORG 11,40,2
BLOCKVAR SORG 9,42,2
BLOCKVAR SORG 7,44,2
BLOCKVAR SORG 5,46,2
BLOCKVAR SORG 3,48,2
BLOCKVAR Y 5,46,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 3,48,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 5,46,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 7,44,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 9,42,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 11,40,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 13,38,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 15,36,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 17,34,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 19,32,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 21,30,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 23,28,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 25,26,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 27,24,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 29,22,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 31,20,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 33,18,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 35,16,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 37,14,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 39,12,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 41,10,2 'O2'
BLOCKVAR MASS Y 42,9,2 'O2'
MOLEFRAC 'Productor' 'O2' GAS
MOLEFRAC 'Productor' 'CO2' GAS
VOLFRAC 'Productor' 'O2' GAS
VOLFRAC 'Productor' 'CO2' GAS
MASSFRAC 'Productor' 'O2' GAS
MASSFRAC 'Productor' 'CO2' GAS
BLOCKVAR MASS Y 3,48,2 'CO2'

BLOCKVAR MASS Y 5,46,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 7,44,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 9,42,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 11,40,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 13,38,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 15,36,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 17,34,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 19,32,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 21,30,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 23,28,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 25,26,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 27,24,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 29,22,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 31,20,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 33,18,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 35,16,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 37,14,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 39,12,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 41,10,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS Y 42,9,2 'CO2'
BLOCKVAR MASS X 3,48,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 5,46,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 7,44,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 9,42,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 11,40,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 13,38,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 15,36,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 17,34,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 19,32,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 21,30,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 23,28,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 25,26,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 27,24,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 29,22,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 31,20,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 33,18,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 35,16,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 37,14,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 39,12,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 41,10,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 42,9,2 'C7 toC11'
BLOCKVAR MASS X 3,48,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 5,46,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 7,44,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 9,42,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 11,40,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 13,38,2 'C12toC17'

BLOCKVAR MASS X 15,36,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 17,34,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 19,32,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 21,30,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 23,28,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 25,26,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 27,24,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 29,22,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 31,20,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 33,18,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 35,16,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 37,14,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 39,12,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 41,10,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 42,9,2 'C12toC17'
BLOCKVAR MASS X 3,48,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 5,46,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 7,44,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 9,42,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 11,40,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 13,38,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 15,36,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 17,34,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 19,32,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 21,30,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 23,28,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 25,26,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 27,24,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 29,22,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 31,20,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 33,18,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 35,16,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 37,14,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 39,12,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 41,10,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS X 42,9,2 'C18toc30'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 3,48,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 5,46,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 7,44,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 9,42,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 11,40,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 13,38,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 15,36,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 17,34,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 19,32,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 21,30,2 'Coque'
BLOCKVAR MASS SOLCONC 23,28,2 'Coque'

BLOCKVAR MASS SOLCONC 25,26,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 27,24,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 29,22,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 31,20,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 33,18,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 35,16,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 37,14,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 39,12,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 41,10,2 'Coque'
 BLOCKVAR MASS SOLCONC 42,9,2 'Coque'

WPRN GRID 0
 OUTPRN GRID NONE
 OUTPRN RES NONE

** Distance units: ft
 RESULTS XOFFSET 0.0000
 RESULTS YOFFSET 0.0000

** (DEGREES)
 RESULTS ROTATION 0.0000 ** (DEGREES)
 RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 -1.0 1.0

** Definition of fundamental cartesian grid

GRID VARI 50 50 5

KDIR DOWN

DI IVAR

50*40

DJ JVAR

50*40

DK ALL

12500*10

DTOP

2500*18500

VAMOD 2 10 1 1 1

VATYPE CON 1

*MOD

1:50 1:1 1:5 = 2

1:1 1:50 1:5 = 2

1:50 50:50 1:5 = 2

50:50 2:50 1:5 = 2

** 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

PERMI ALL

(...)

PERMJ EQUALSI
PERMK EQUALSI * 0.2

POR ALL

(...)

** 0 = pinched block, 1 = active block

PINCHOUTARRAY CON 1

END-GRID

ROCKTYPE 1

PRPOR 7706

CPOR 4.8e-6

ROCKCP 35 0

THCONR 24

THCONW 8.6

THCONO 1.8

THCONG 1.2

HLOSSPROP OVERBUR 35 24

UNDERBUR 35 24

THTYPE CON 1

(...)

RUN

DATE 2001 1 1

DTWELL 1e-005

**

**

WELL 'Inyector'

INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'

INCOMP GAS 0.0 0.79 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.21

TINJW 240.0

PINJW 4000.0

OPERATE MAX STG 979546.083 CONT

** rad geofac wfrac skin

GEOMETRY K 0.28 0.249 1.0 0.0

PERF GEOA 'Inyector'

** UBA ff Status Connection

2 49 1 1.0 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER

2 49 2 1.0 OPEN FLOW-FROM 1

2 49 3 1.0 OPEN FLOW-FROM 2

2 49 4 1.0 OPEN FLOW-FROM 3

```

2 49 5    1.0 OPEN  FLOW-FROM 4
SHUTIN 'Inyector'
**
WELL 'Producer'
PRODUCER 'Producer'
OPERATE MIN BHP 3200.0 CONT
**      rad geofac wfrac skin
GEOMETRY K 0.28 0.249 1.0 0.0
  PERF   GEOA 'Producer'
** UBA      ff      Status Connection
  43 8 1    1.0 OPEN  FLOW-TO 'SURFACE' REFLAYER
  43 8 2    1.0 OPEN  FLOW-TO 1
  43 8 3    1.0 OPEN  FLOW-TO 2
  43 8 4    1.0 OPEN  FLOW-TO 3
  43 8 5    1.0 OPEN  FLOW-TO 4

DATE 2001 1 16.00000
DATE 2001 1 31.00000
DATE 2001 2 15.00000
DATE 2001 3 2.00000
DATE 2001 3 17.00000
DATE 2001 4 1.00000
DATE 2001 4 16.00000
DATE 2001 5 1.00000
DATE 2001 5 16.00000
DATE 2001 5 31.00000
DATE 2001 6 15.00000
DATE 2001 6 30.00000
DATE 2001 7 15.00000
DATE 2001 7 30.00000
DATE 2001 8 14.00000
DATE 2001 8 29.00000
DATE 2001 9 13.00000
DATE 2001 9 28.00000
DATE 2001 10 13.00000
DATE 2001 10 28.00000
DATE 2001 11 12.00000
DATE 2001 11 27.00000
DATE 2001 12 12.00000
DATE 2001 12 27.00000
DATE 2002 1 11.00000
DATE 2002 1 26.00000
DATE 2002 2 10.00000
DATE 2002 2 25.00000
DATE 2002 3 12.00000
DATE 2002 3 27.00000
DATE 2002 4 11.00000

```

DATE 2002 4 26.00000
DATE 2002 5 11.00000
DATE 2002 5 26.00000
DATE 2002 6 10.00000
DATE 2002 6 25.00000
DATE 2002 7 10.00000
DATE 2002 7 25.00000
DATE 2002 8 9.00000
DATE 2002 8 24.00000
DATE 2002 9 8.00000
DATE 2002 9 23.00000
DATE 2002 10 8.00000
DATE 2002 10 23.00000
DATE 2002 11 7.00000
DATE 2002 11 22.00000
DATE 2002 12 7.00000
DATE 2002 12 22.00000
DATE 2003 1 1.00000
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'
INCOMP GAS 0.0 0.79 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.21
TINJW 240.0
PINJW 4000.0
OPERATE MAX STG 979546.083 CONT
WRST TIME
DATE 2003 1 6.00000
DATE 2003 1 21.00000
DATE 2003 2 5.00000
DATE 2003 2 20.00000
DATE 2003 3 7.00000
DATE 2003 3 22.00000
DATE 2003 4 6.00000
DATE 2003 4 21.00000
DATE 2003 5 6.00000
DATE 2003 5 21.00000
DATE 2003 6 5.00000
DATE 2003 6 20.00000
DATE 2003 7 5.00000
DATE 2003 7 20.00000
DATE 2003 8 4.00000
DATE 2003 8 19.00000
DATE 2003 9 3.00000
DATE 2003 9 18.00000
DATE 2003 10 3.00000
DATE 2003 10 18.00000
DATE 2003 11 2.00000
DATE 2003 11 17.00000
DATE 2003 12 2.00000

DATE 2003 12 17.00000
DATE 2004 1 1.00000
DATE 2004 1 16.00000
DATE 2004 1 31.00000
DATE 2004 2 15.00000
DATE 2004 3 1.00000
DATE 2004 3 16.00000
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'
INCOMP GAS 0.0 0.79 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.21
TINJW 240.0
PINJW 4000.0
OPERATE MAX STG 1959092.166 CONT
DATE 2004 3 31.00000
DATE 2004 4 15.00000
DATE 2004 4 30.00000
DATE 2004 5 15.00000
DATE 2004 5 30.00000
DATE 2004 6 14.00000
DATE 2004 6 29.00000
DATE 2004 7 14.00000
DATE 2004 7 29.00000
DATE 2004 8 13.00000
DATE 2004 8 28.00000
DATE 2004 9 12.00000
DATE 2004 9 27.00000
DATE 2004 10 12.00000
DATE 2004 10 27.00000
DATE 2004 11 11.00000
DATE 2004 11 26.00000
DATE 2004 12 11.00000
DATE 2004 12 26.00000
DATE 2005 1 10.00000
DATE 2005 1 25.00000
DATE 2005 2 9.00000
DATE 2005 2 24.00000
DATE 2005 3 11.00000
DATE 2005 3 26.00000
DATE 2005 4 10.00000
DATE 2005 4 25.00000
DATE 2005 5 10.00000
DATE 2005 5 25.00000
DATE 2005 5 30.00000
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'
INCOMP GAS 0.0 0.79 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.21
TINJW 240.0
PINJW 4000.0
OPERATE MAX STG 2938638.248 CONT

DATE 2005 6 9.00000
DATE 2005 6 24.00000
(...)

DATE 2015 1 3.00000
DATE 2015 1 18.00000
DATE 2015 2 2.00000
DATE 2015 2 17.00000
DATE 2015 3 4.00000
DATE 2015 3 19.00000
DATE 2015 4 3.00000
DATE 2015 4 18.00000
DATE 2015 5 3.00000
DATE 2015 5 18.00000
DATE 2015 6 2.00000
DATE 2015 6 17.00000
DATE 2015 7 2.00000
DATE 2015 7 17.00000
DATE 2015 8 1.00000
DATE 2015 8 16.00000
DATE 2015 8 31.00000
DATE 2015 9 15.00000
DATE 2015 9 30.00000
DATE 2015 10 15.00000
DATE 2015 10 30.00000
DATE 2015 11 14.00000
DATE 2015 11 29.00000
DATE 2015 12 14.00000
DATE 2015 12 29.00000
DATE 2016 1 13.00000
DATE 2016 1 28.00000
DATE 2016 2 12.00000
DATE 2016 2 27.00000
DATE 2016 3 13.00000
DATE 2016 3 28.00000
DATE 2016 4 12.00000
DATE 2016 4 22.00000
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'
INCOMP GAS 0.0 0.79 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.21
TINJW 240.0
PINJW 4000.0
OPERATE MAX STG 1959092.166 CONT
DATE 2016 4 27.00000
DATE 2016 5 12.00000
DATE 2016 5 27.00000
DATE 2016 6 11.00000
DATE 2016 6 26.00000

DATE 2016 7 11.00000
DATE 2016 7 26.00000
DATE 2016 8 10.00000
DATE 2016 8 25.00000
DATE 2016 9 9.00000
DATE 2016 9 24.00000
DATE 2016 10 9.00000
DATE 2016 10 24.00000
DATE 2016 11 8.00000
DATE 2016 11 23.00000
DATE 2016 12 8.00000
DATE 2016 12 23.00000
DATE 2017 1 7.00000
DATE 2017 1 22.00000
DATE 2017 2 6.00000
DATE 2017 2 21.00000
DATE 2017 3 8.00000
DATE 2017 3 23.00000
DATE 2017 4 7.00000
DATE 2017 4 22.00000
DATE 2017 5 7.00000
DATE 2017 5 22.00000
DATE 2017 6 6.00000
DATE 2017 6 21.00000
DATE 2017 7 6.00000
INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT 'Inyector'
INCOMP GAS 0.0 0.79 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.21
TINJW 240.0
PINJW 4000.0
OPERATE MAX STG 979546.083 CONT
DATE 2017 7 21.00000
DATE 2017 8 5.00000
DATE 2017 8 20.00000
DATE 2017 9 4.00000

(...)

DATE 2018 6 1.00000
DATE 2018 6 16.00000
DATE 2018 7 1.00000
DATE 2018 7 16.00000
DATE 2018 7 31.00000
DATE 2018 8 15.00000
DATE 2018 8 30.00000
DATE 2018 9 14.00000
DATE 2018 9 19.00000
STOP