

# LA INYECCIÓN DE AIRE COMO PROCESO DE RECOBRO MEJORADO EN COLOMBIA: SELECCIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICA

Claudia Lorena Delgadillo A.<sup>1</sup>, Marta Liliana Trujillo P.<sup>2</sup>

## RESUMEN

Teniendo en cuenta la necesidad colombiana de incorporar reservas, los métodos de recobro mejorado se plantean como alternativas adecuadas para aplicar en los campos existentes. Sin embargo, dependiendo de las características de cada campo y las condiciones de aplicación propias de cada proceso es posible considerar la posibilidad de implementarlo.

La inyección de aire es un método de recobro mejorado que potencia el incremento del factor de recobro; sin embargo, los requerimientos técnico - económicos para su implementación hace necesario establecer su posible aplicación de forma adecuada. Por lo anterior, es necesario establecer un procedimiento de selección que incluya: análisis semi-analítico con métodos de screening binario y analogías, evaluación experimental a partir de pruebas de laboratorio especializadas, estudio analítico que permita establecer la aproximación preliminar de producción y análisis numérico que responda a un diseño experimental adecuado y específico para el campo en estudio.

En este artículo se muestra el proceso de selección de la inyección de aire como método de recobro mejorado en un campo colombiano, describiendo cada uno de los pasos usados para su selección y la importancia del aseguramiento de cada uno de ellos debido a la complejidad de aplicación de la inyección de aire en campo.

**Palabras claves:** Inyección de aire, screening binario, analogías, evaluación experimental, diseño experimental, simulación numérica.

## ENHANCED OIL RECOVERY BY AIR INJECTION IN COLOMBIA: SELECTION PROCESS AND TECHNICAL EVALUATION

## ABSTRACT

Considering the Colombian needs to incorporate reserves, enhanced oil recovery methods are proposed as suitable alternatives to implement in the existing fields. However, depending on each field characteristics and the application conditions of each process may consider implementing it.

The air injection is an enhanced oil recovery method which maximizes recovery factor, nevertheless, the technical and economical requirements for its implementation make necessary to evaluate its possible application properly. Therefore, it is necessary to establish a selection process that includes: semi-analytical analysis with methods of binary screening and analogies, experimental evaluation from specialized laboratory tests, analytical study for making the preliminary production approach and finally numerical simulation.

This article shows the selection process of the air injection as enhanced oil recovery method in a Colombian field, describing each of the steps used for its selection and the importance of securing each step due to the complexity of air injection application in the field.

**Keywords:** Air injection, binary screening, analogies, experimental evaluation, experimental design, numerical simulation.

1. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Ingeniera de petróleos. ECOPETROL S.A., Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, Colombia. E-mail: claudia.delgadillo@ecopetrol.com.co

2. Ingeniera de petróleos, Candidata a M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. ECOPETROL S.A., Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta, Colombia. E-mail: martha.trujillo@ecopetrol.com.co

## INTRODUCCIÓN

La inyección de aire es un proceso de recobro mejorado que ha pasado por diferentes periodos de aceptación en la historia de la explotación de campos petroleros. Hace cuarenta años se realizaron diversas aplicaciones a escala piloto y se tuvieron éxitos técnicos asociados a fallas económicas (principalmente por el precio internacional del petróleo), a pesar de esto, algunos fueron llevados a escala comercial e incluso en la actualidad se encuentran activos con porcentajes de recobro incluso por encima del 50%, casos como los de Suplacu de Barcau en Rumania y Bellevue en USA; y cercanos al 40% como Balol y Santhal en la India [1].

Luego de su época de nacimiento, el proceso fue “olvidado” debido a la complejidad de aplicación, altos costos de su implementación y condiciones económicas de la época. Hace pocos años renació gracias a la necesidad de incorporar reservas y el alto precio internacional del crudo; planteándose como una opción atractiva en países como Colombia, con pocos descubrimientos de yacimientos y campos de crudo pesado con valores altos de aceite original y baja expectativa de recobro final.

En la actualidad, la inyección de aire se presenta como un método de alto interés en la industria petrolera colombiana, esto debido a la posibilidad de obtener factores de recobro que pueden estar por encima del 40%. Sin embargo, como ha sucedido a lo largo de la historia, es necesario seleccionar el campo más adecuado para su implementación, evaluar técnicamente si es posible obtener resultados exitosos y realizar la preparación técnica y condiciones de seguridad necesarios para implementar el proceso en campo.

En este artículo se muestra el proceso que se debe realizar para seleccionar la inyección de aire como método de recobro mejorado en un campo y las razones por las cuales se selecciona, por medio de su aplicación a un campo de crudo pesado colombiano.

### LA INYECCIÓN DE AIRE COMO PROCESO DE RECOBRO MEJORADO EN COLOMBIA: SELECCIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICA

La inyección de aire es básicamente un proceso de recobro de aceite por inyección de gas en el cual se genera calor dentro del yacimiento por medio del

quemado de una porción de su aceite [2]. El oxígeno inyectado reacciona con las fracciones pesadas del crudo incrementando dramáticamente la temperatura y por consiguiente, reduciendo la viscosidad. Además de la reducción de viscosidad, el empuje por gas y expansión térmica promueven la producción [3].

La figura 1, es un esquema general del procedimiento que se desarrolló para evaluar la inyección de aire en un yacimiento colombiano. Cada uno de los pasos realizados se describen a continuación por medio de su respectiva aplicación al campo/formación bajo estudio.



Figura 1. Proceso para seleccionar la inyección de aire como método de recobro mejorado

## CAMPO DE ESTUDIO

La formación de interés en este estudio es de un espesor considerable (200 ft aproximadamente) y contiene una alta cantidad de crudo extra-pesado. Presenta una gravedad API de 10 y una viscosidad de 160 cp a condiciones de yacimiento (185 °F y 3600 psia). Sus arenas son limpias, con permeabilidades altas (hasta 4 darcies), buenas porosidades y altas saturaciones de aceite. El yacimiento no evidencia un acuífero activo y en algunos sectores del campo donde se han perforado la mayoría de los pozos se evidencia un fuerte depletamiento de su presión y altas producciones de gas. El desarrollo actual del campo es a 40 acres y se planea la perforación infill a 20 acres como plan de recobro último.

## ANÁLISIS SEMI-ANALÍTICO

El primer paso para establecer si un método de recobro mejorado aplica a un campo/formación consiste en la aplicación del screening técnico binario y la selección de campos análogos.

El screening técnico binario se basa en la comparación de ciertas propiedades de roca y fluidos de un yacimiento bajo estudio con los criterios propuestos por diversos autores a través del tiempo con el objetivo de determinar cuáles métodos de recobro mejorado son técnicamente factibles de aplicar en este campo. Por otro lado, las analogías permiten identificar si una tecnología EOR ha sido implementada en un yacimiento con las mismas características del yacimiento bajo estudio. Una vez los campos análogos se han seleccionado, se pueden identificar las mejores prácticas asociadas con la aplicación del método y las lecciones aprendidas y problemas operacionales presentados durante la aplicación de dicha tecnología.

La evaluación de estas dos técnicas se realizó por medio del software corporativo ECO-EOR, desarrollado en el año 2011 en el Instituto Colombiano del Petróleo [4]. Después de realizar las respectivas corridas en el software, los posibles métodos técnicamente aplicables al campo son: inyección de agua, inyección de gas e inyección de aire. La inyección de vapor fue descartada debido a que la profundidad del campo (7200 ft aproximadamente) hace que su aplicación eficiente no sea posible.

Éste es el primer filtro que debe pasar la inyección de aire para ser considerado un candidato a favor; en este sentido, las condiciones bajo las cuales se considera aplicable el método son realmente amplias, abarcando crudos pesados y livianos, sin límite técnico para la profundidad del yacimiento y con amplios rangos de aplicación en el caso de las propiedades petrolíficas.

Continuando con el proceso de selección, el siguiente paso consiste en evaluar desde el punto de vista experimental la posible aplicación de los procesos de recobro. Para la inyección de agua y gas no hay pruebas especializadas para establecer su posible funcionamiento en campo; por otra parte, la inyección de aire requiere una evaluación experimental especializada cuyos componentes son descritos más adelante.

## EVALUACIÓN EXPERIMENTAL

Para seleccionar la inyección de aire como método de recobro mejorado es indispensable realizar un

conjunto de pruebas que permiten establecer, a nivel de laboratorio, que la inyección de aire se puede desarrollar en el campo.

Las pruebas diseñadas para evaluar procesos de inyección de aire en un yacimiento pueden ser clasificadas en tres categorías: la primera de ellas son pruebas cualitativas realizadas para entender la exotermicidad del crudo analizado, la más común de ellas es la ARC (accelerated rate calorimeter); las dos siguientes categorías se caracterizan por replicar las condiciones de flujo que ocurren dentro del yacimiento, se pueden considerar pruebas cinéticas cuantitativas, la más representativa es la RTO (ramped temperatura oxidation). Finalmente, la tercera categoría, dentro de la cual se destacan las pruebas de tubo de combustión (CTO) provee información sobre la eficiencia de recobro alcanzado con el proceso.

Estas pruebas proveen información que permite construir y ajustar el modelo cinético que será usado para replicar las condiciones observadas en el laboratorio en un simulador numérico de yacimientos. A continuación se describe brevemente el funcionamiento de cada uno de ellos [5].

**ARC TEST (Accelerated Rate Calorimeter).** El calorímetro de tasa acelerada es un instrumento desarrollado para estudiar las reacciones cinéticas a altas presiones, hasta 6000 psi, y temperaturas en el rango de interés de 60-900°F.

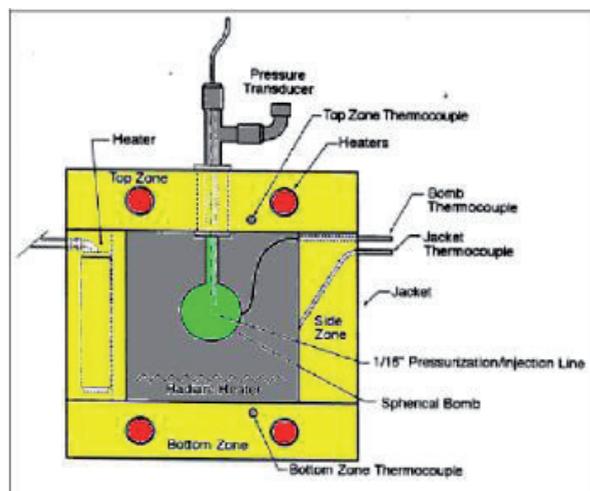


Figura 2. Diagrama físico prueba ARC

Como se muestra en la figura 2 el ARC consiste en un pequeño porta muestras esférico (bomba) de 1 pulgada de diámetro, donde son colocados los reactivos. La bomba es colocada dentro de un calorímetro que se

encuentra a una temperatura elevada. La temperatura es medida con termocuplas que se colocan en la bomba y en las paredes exteriores del calorímetro.

Durante la prueba en la ARC una muestra de crudo es colocada en la bomba y una cantidad fija de aire, inicialmente a la presión inicial del yacimiento, es sometida a alta presión. La prueba comienza a la temperatura inicial del yacimiento y se calienta a pasos de 5°C y se deja estabilizar por 20 minutos.

En este periodo de tiempo se detecta si hay alguna actividad exotérmica. Si no se detecta, la temperatura se incrementa de nuevo hasta que haya un aumento en la temperatura debido a reacciones exotérmicas entre el crudo y el oxígeno. Finalmente, cuando la transferencia de calor se reduce a casi cero, la bomba es calentada nuevamente a una temperatura más alta, para ver si las reacciones comienzan a esas nuevas temperaturas, esto se hace hasta 900 °F.

Los resultados de esta prueba permiten establecer si el crudo de estudio puede presentar reacciones de combustión, de forma espontánea, a las condiciones del yacimiento y permite la rápida determinación de los parámetros cinéticos. Algunos de ellos son: la energía de activación de Arrhenius, el factor pre-exponencial, y el orden de la reacción.

Los resultados experimentales son comúnmente presentados como un gráfico logarítmico de la tasa de auto calentamiento (°C/ min) vs el inverso de la temperatura analizada; como se observa en la figura 3, obtenida para el campo de estudio, el incremento de calor ocasionado por la combustión en función del tiempo puede reflejar dos o más pendientes. Con lo cual es posible definir la energía de activación para varios rangos de temperatura observados. El primer pico observado en la gráfica corresponde al rango de baja temperatura (LTO), el segundo pico es asociado con la región de alta temperatura (HTO).

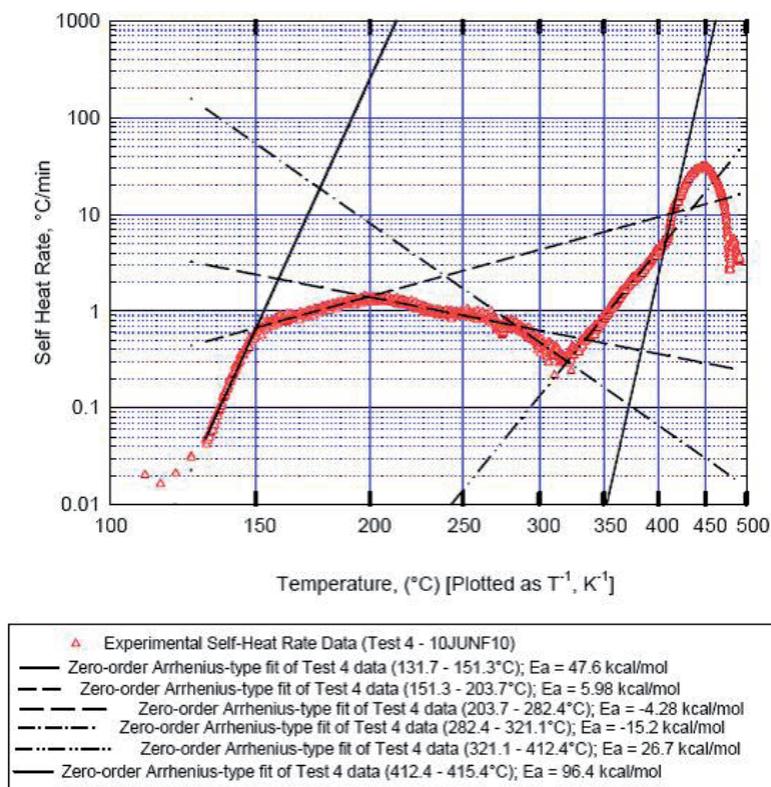


Figura 3. Gráfica de resultados de la prueba ARC

**RTO (Ramped Temperature Oxidation).** El reactor RTO es unidimensional, en éste es posible simular la inyección de aire a alta presión bajo un procedimiento predeterminado de calentamiento a condiciones establecidas de temperatura y presión. La siguiente figura muestra el reactor usado en la universidad de Calgary, donde fueron realizadas las pruebas para el campo de estudio.

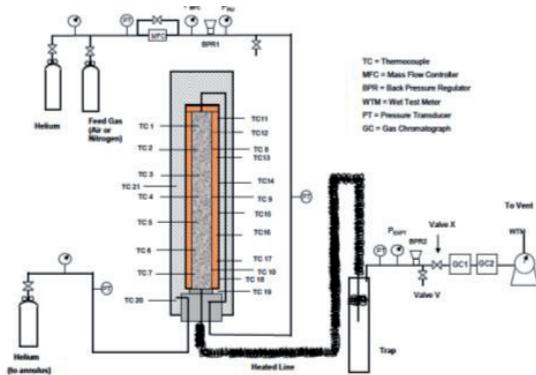


Figura 4. Diagrama de flujo del equipo RTO

En resumen, el equipo consiste en dos reactores tubulares idénticos montados sobre un bloque de calentamiento, uno actúa como referencia de temperatura, solo con arena, el otro es empaquetado con arena, agua y petróleo. La presión es incrementada hasta la del yacimiento y la temperatura controlada con un programa de calentamiento, manteniendo una tasa predefinida hasta que se alcanza la temperatura de prueba y posteriormente se inicia la inyección de aire.

El propósito general de una prueba RTO es estudiar el comportamiento de la oxidación y la cinética de la reacción bajo condiciones controladas. La siguiente gráfica muestra los resultados obtenidos para el campo de estudio en ella se observa la composición del gas de salida así como los perfiles de temperatura en cada una de las 6 termocuplas activas en la prueba.

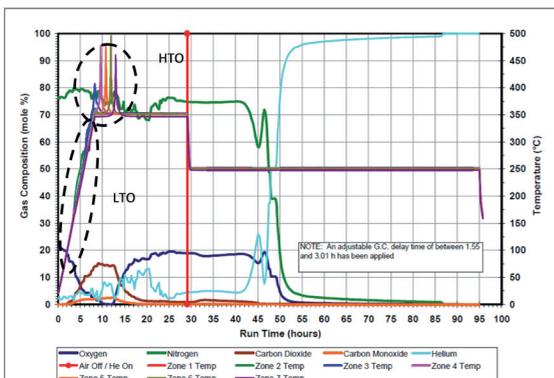


Figura 5. Resultados de la prueba RTO

La forma de los perfiles de temperatura tomados en cada una de las termocuplas está controlada por la cantidad de oxígeno disponible en cada etapa de la prueba. En un principio, cuando los picos se superponen, las tasas de consumo de oxígeno son comparables en todas las secciones de la muestra y predominan las reacciones de oxidación de baja temperatura. Luego cuando los picos son sucesivos y más uniformes, son las reacciones de oxidación de alta temperatura las que predominan.

**CTO (combustion tube test).** Los tubos de combustión son herramientas empleadas en el laboratorio para investigar el comportamiento del proceso de inyección de aire. También es conocida como prueba de oxidación, no provee ninguna propiedad cinética de las reacciones, pero es muy útil para observar el comportamiento de la combustión del petróleo en la roca del yacimiento; permite analizar la velocidad del frente de propagación, la cantidad del oxígeno y combustible requerido y las características de los fluidos producidos.

Aunque los detalles del diseño de un tubo de combustión varían de un laboratorio a otro, todos incluyen cuatro componentes básicos: el conjunto del tubo de combustión, sistema de adquisición de datos del calentamiento, sistema de control de flujo y un sistema de análisis de fluidos. Un esquema típico del tubo de combustión y la distribución de sus equipos se muestra en la siguiente figura.

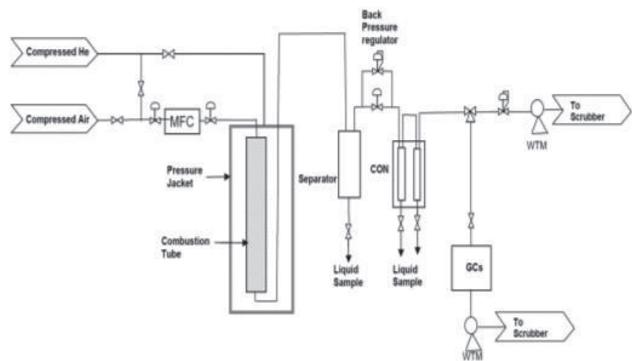


Figura 6. Esquema típico de un conjunto de equipos del tubo de combustión

Las longitudes y diámetros de los tubos varían dependiendo del laboratorio, estos valores generalmente están entre 3-6 pies y 2-4 pulgadas; el efecto del diseño del tubo sobre el comportamiento de la prueba ha sido investigando arrojando como conclusión que los diferentes diseños operan bajo idénticas condiciones y los resultados pueden variar debido a las pérdidas de calor en las paredes del tubo [6].

Para el campo de estudio, las pruebas se realizaron en la Universidad de Calgary en cuyo laboratorio el tubo alcanza los 6 pies de longitud y 4 pulgadas de diámetro. La prueba fue realizada de forma vertical, para minimizar los efectos de segregación gravitacional. Adicionalmente, se realizó a alta presión, por esto fue necesario usar un gas de bajo peso molecular y baja capacidad calorífica como el Helio y una permeabilidad baja aislando el material en un ánulo que minimiza la convección e induce la transferencia de calor; todo con el objetivo de evitar distorsiones por la convección térmica del gas ubicado en el anular entre el tubo y la chaqueta.

Luego de una corrida en el tubo de combustión se realizan las siguientes medidas para facilitar la caracterización de las corridas:

- Análisis post-prueba del corazón para verificar el perfil de aceite, coke y agua.
- Propiedades del aceite: densidad, viscosidad, número ácido y análisis elementales.
- Composición del aceite producido en término de los maltenos (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos).
- pH del agua producida y análisis iónico.

Las mediciones de temperatura hechas durante la corrida pueden usarse para monitorear el avance del frente de combustión. Esta temperatura no se mantiene constante durante la prueba, sino que va decayendo con el tiempo debido a que el tubo no es adiabático. La pendiente de la temperatura durante este decaimiento permite cuantificar por ensayo y error las pérdidas de calor entre el equipo y la temperatura ambiente del laboratorio.

Los picos de temperatura evidencian también la posición del frente de combustión, la cual en función del tiempo determinan la velocidad de propagación del mismo según la tasa de inyección de aire, determinar su magnitud requiere establecer la pendiente promedio.

En ejercicio de la combustión se generan gases de desperdicio los cuales desplazan los fluidos del núcleo, la siguiente figura muestra el porcentaje molar de éstos gases que se pueden presentar durante el desarrollo de una prueba de tubo de combustión.

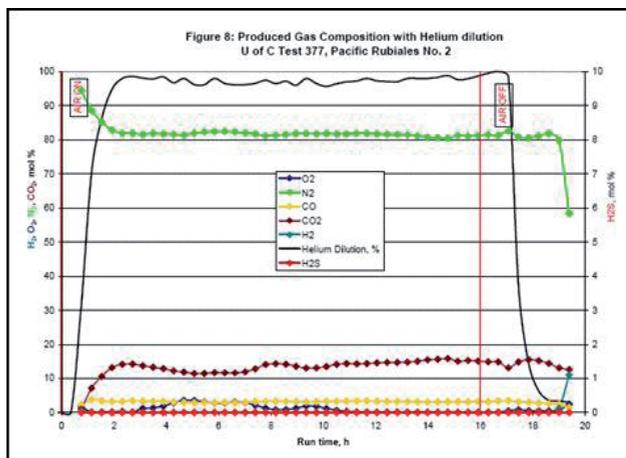


Figura 7. Gases de combustión durante la corrida del tubo de combustión.

Las pruebas de laboratorio realizadas para el campo de estudio mostraron que el crudo tiene la suficiente reactividad para conseguir la auto-ignición, adicionalmente los parámetros cinéticos obtenidos de la RTO y verificados posteriormente con el ajuste numérico del tubo de combustión demuestran que el frente de combustión generado puede avanzar por la formación generando altas temperaturas y gases de combustión.

Luego de analizar los resultados de laboratorio es posible establecer si la inyección de aire es un proceso que puede ser exitoso; sin embargo, sólo con ellos no es posible realizar una evaluación técnica ni seleccionarlo como proceso de recobro mejorado. Por lo anterior, con base en los resultados se construye y ajusta un modelo cinético, que permite representar las reacciones ocurridas en el yacimiento y con el cual es posible evaluar numéricamente el proceso de inyección de aire. Para el campo de estudio, usando las pruebas realizadas se construyó el modelo cinético que fue usado para el análisis numérico.

En la siguiente figura se muestra cual es el proceso que se sigue para evaluar la inyección de aire partiendo de las pruebas de laboratorio, dejando claro que el objetivo final es obtener perfiles preliminares de producción y por tanto realizar una evaluación técnica de la implementación del proceso a escala de campo [7].



## EVALUACIÓN NUMÉRICA – DISEÑO EXPERIMENTAL

El paso final para seleccionar el método de recobro mejorado a aplicar es realizar una evaluación numérica, que tenga al menos un nivel semi-conceptual, de los métodos opcionados y comparar el desempeño de cada uno de ellos en el yacimiento.

En el caso del campo de estudio se realizó el diseño experimental en el cual se plantearon los escenarios a evaluar en cada uno de los métodos. Para esto se definieron las opciones de desarrollo en el campo con perforación infill con pozos verticales, horizontales y en espina de pescado, además de la posible aplicación de métodos de recobro aplicables y seleccionados anteriormente, inyección de agua, de gas y de aire y de aire (Figura 9).

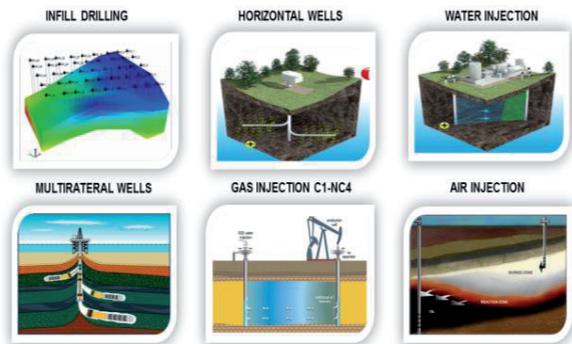


Figura 9. Posibles escenarios de desarrollo del campo de estudio

Para el desarrollo del análisis numérico semi-conceptual se usó un sector model del campo de estudio en el cual se representaron las propiedades petrofísicas promedio y se usaron características del fluido propias del yacimiento. Para el caso de este análisis la comparación se realizó con base en las curvas de factor de recobro, siendo éste parámetro el que permite definir cuál método es el de mayor potencial de producción.

**Perforación infill con pozos verticales.** El primer escenario a evaluar es la respuesta del yacimiento al incrementar el número de pozos verticales. Se evaluaron diferentes esquemas de desarrollo con espaciamentos de 5, 10, 20 y 40 acres (ver figura 10), manteniendo consideraciones operativas similares en todos los casos.

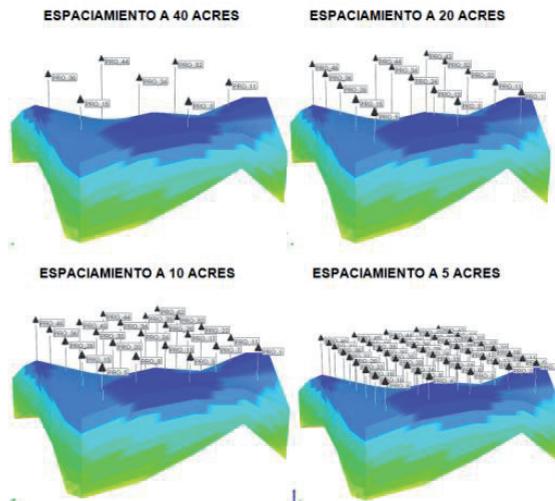


Figura 10. Posibles escenarios de desarrollo del campo de estudio

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 11. Es claro que el potencial de producción en todos los casos es el mismo, es decir, el factor de recobro final es igual sin importar el número de pozos que se use, la diferencia radica principalmente en el tiempo en el cual se recupera el hidrocarburo. El estimado entonces para la perforación infill con pozos verticales está cercano al 15% de factor de recobro, más adelante se comparará con los escenarios de desarrollo adicionales.

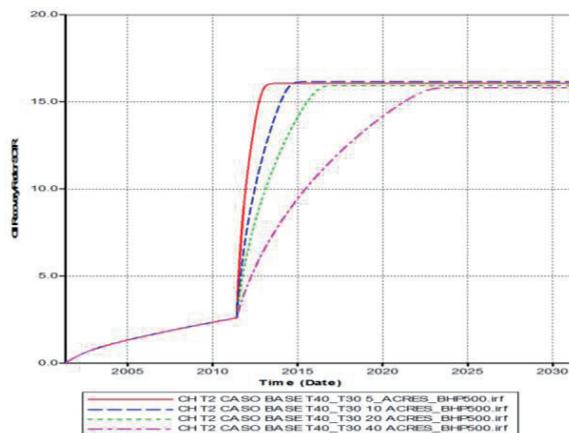


Figura 11. Comparación 40, 20, 10 y 5 acres para la perforación infill con pozos verticales

**Configuraciones con pozos horizontales.** La producción por medio de pozos horizontales fue analizada con el objetivo de determinar si su aplicación podría superar el comportamiento del factor de recobro

presentado al perforar pozos verticales infill. Para ello se diseñaron dos configuraciones que permitieran drenar los 200 acres que conforman el sector model, variando la ubicación de los pozos de forma alterna o directa (Figura 12); además, para realizar un análisis comparativo se usaron pozos de 1000 pies de longitud horizontal. Finalmente, se evaluó el efecto generado por la ubicación de los pozos, para esto se realizaron cuatro corridas con esta orientación, en la cual se ubicaron los pozos en las capas 7, 8 y 9, con lo cual es posible analizar el efecto generado por las fuerzas gravitacionales sobre el área de drenaje horizontal perforada.

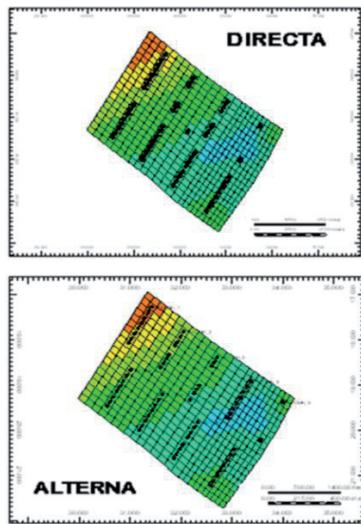


Figura 12. Configuraciones alterna y directa para pozos horizontales

Los resultados obtenidos para estos casos se muestran en la figura 13, siendo las líneas continuas los casos alternos y las punteadas los directos. Es claro que las diferencias son muy pequeñas entre las configuraciones a pesar de contar con un pozo adicional el caso alterno. Los valores del factor de recobro se encuentran entre 17.5% y 19% luego de 20 años de producción.

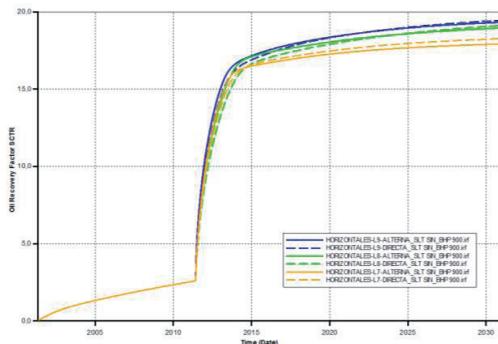


Figura 13. Factor de recobro para la primera orientación de pozos horizontales

**Configuraciones con pozos multilaterales.** Al evaluar el comportamiento de los pozos multilaterales se buscaba establecer si era posible, por la acción del drenaje a través de los diferentes brazos de los pozos, incrementar el factor de recobro obtenido con la perforación infill con pozos verticales. Para ello se perforaron pozos de tres brazos orientados hacia diferentes direcciones y posteriormente se estableció el esquema de producción. En un primer caso fueron perforados tres multilaterales que permitieran barrer todo el modelo y posteriormente se añadieron dos pozos. Las configuraciones se muestran en la Figura 14.

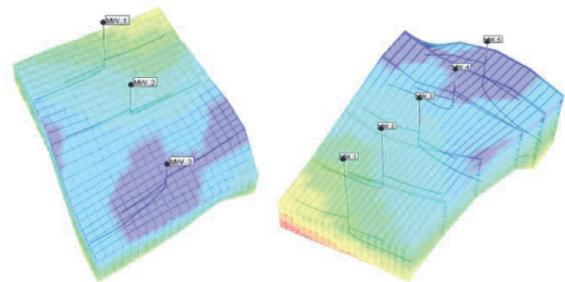


Figura 14. Configuraciones de pozos multilaterales

Los resultados obtenidos para el factor de recobro se pueden ver en la Figura 15. Al igual que el resultado con los pozos horizontales el factor de recobro obtenido es similar a los casos de perforación infill con pozos verticales, siendo clave el tiempo de producción necesario para alcanzarlo.

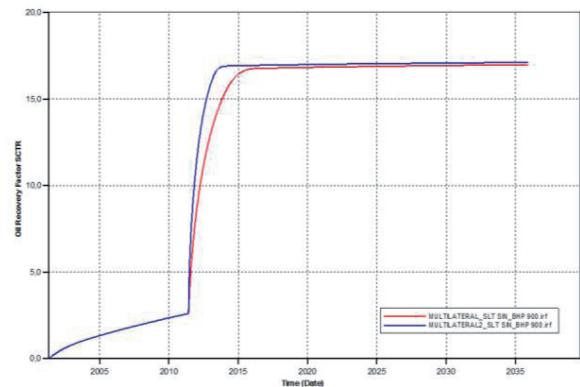


Figura 15. Factor de recobro para las configuraciones de pozos multilaterales

**Inyección de agua.** El desarrollo con inyección de agua se realizó con base en las corridas realizadas de reducción de espaciamiento. Se realizaron arreglos de cinco puntos invertidos que representen espaciamientos de 40, 20 y 10 acres. A continuación se describen

los resultados para el caso de cuarenta acres y más adelante en el artículo se resumirán los resultados de los escenarios adicionales.

Partiendo del modelo de simulación usado para evaluar el espaciamiento entre pozos de 40 acres se perforan ocho pozos inyector de agua. El esquema montado se muestra en la Figura 16.

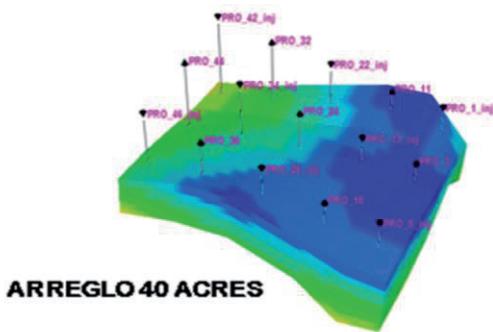


Figura 16. Configuración de la inyección de agua para 40 acres de espaciamiento

Se realizaron sensibilidades al volumen de agua inyectada calculando las tasas por inyectividad, usando valores de 10, 15 y 20 barriles de agua inyectada por cada pie de formación. Para cada uno de los pozos se asignó una tasa que está relacionada con las arenas que estarán abiertas a la inyección, considerando la inyección de agua en todas las capas, usando los volúmenes calculados previamente y una presión máxima de inyección de 4500 psi en fondo.

Adicionalmente, se evaluó la inyección abriendo diferentes capas de la formación para estimar el comportamiento de la inyección por las capas superiores o inferiores de la formación, y los efectos gravitacionales con las propiedades del yacimiento.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 17. Es claro que la inyección de agua se ve favorecida con la inyección en todas las capas, alcanzando para este escenario, un porcentaje de más del 25% de factor de recobro, con la inyectividad de 20 bbl/día-pie.

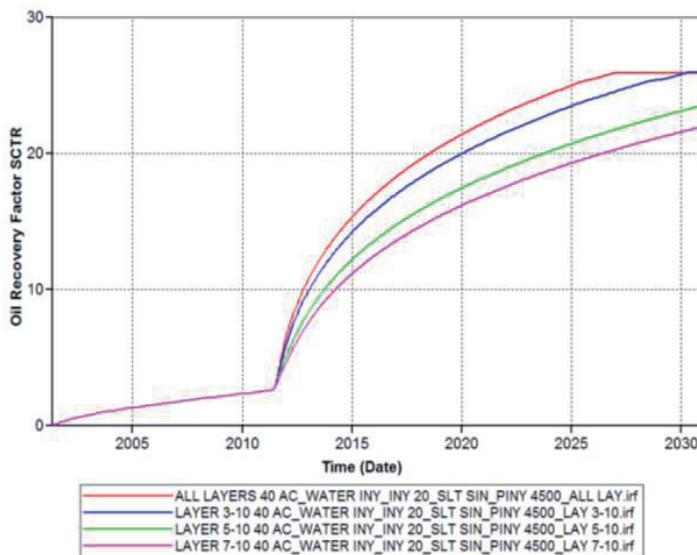


Figura 17. Factor de recobro para la inyección de agua – 40 Acres

En resumen, los casos de inyección de agua con pozos verticales alcanzan, en todos los espaciamientos, valores cercanos al 25 % de recobro, con diferencia en los tiempos en los cuales se alcanza el máximo recobro.

**Inyección de gas.** Para evaluar el proceso de inyección de gas se usaron escenarios análogos a los realizados para la inyección de agua. Se evaluó la inyección de gas seco con una tasa de 5MMPC, controlando los pozos por su producción de gas y manteniendo las condiciones de producción de líquido similares a los casos anteriores. A

continuación se describen los resultados obtenidos para el caso de cuarenta acres; los demás serán resumidos más adelante.

De forma análoga a lo realizado con la inyección de agua, se usó un arreglo de 40 acres con cinco puntos invertidos, partiendo del modelo de simulación usado para evaluar el espaciamiento entre pozos de 40 acres se perforaron ocho pozos inyector de gas, como se muestra en el esquema de la figura 16. Se inició la simulación de escenarios considerando la inyección

de gas abriendo todas las capas y una presión máxima de inyección de 4500 psi en fondo. Adicionalmente, se evaluó la inyección abriendo diferentes capas de la formación para estimar el efecto de la inyección en las capas superiores e inferiores de manera separada.

Los resultados obtenidos se muestran en la figura 18. No se encuentran diferencias al variar la restricción en la tasa de producción de líquidos, alcanzando en todos los casos valores cercanos al 22% en el factor de recobro.

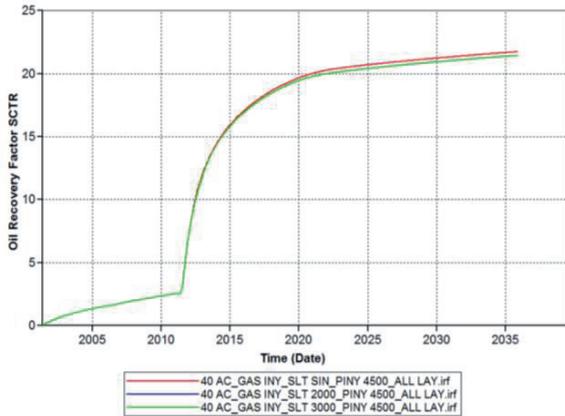


Figura 18. Factor de recobro para la inyección de gas – 40 Acres

En resumen, los casos de inyección de gas con pozos verticales alcanzan, para todos los espaciamentos, valores de alrededor de 23% de factor recobro, mejorando los tiempos en los cuales es alcanzado.

**Inyección de aire.** Para la evaluación numérica del proceso de inyección de aire se evaluaron 2 escenarios diferentes: Inyección en línea e inyección en línea doble; para esto fue usado el modelo cinético ajustado según el proceso mencionado antes. A continuación se describen los análisis y resultados obtenidos para el caso de la inyección en línea, ver figura 19, y al final se resumían los escenarios adicionales.

El resumen del proceso simulado es el siguiente: se inicia la inyección de aire en la parte alta de la estructura, inyectando a una tasa de 2 MMPCD por todas las capas durante 6 meses. Luego, se inicia la inyección de aire junto con agua, para lograr el proceso de combustión húmeda. La inyección de agua se realiza en las capas superiores y la de aire en las inferiores. Las tasas de inyección son de 2000 Barriles de agua por día (BWD) y 3 MMPCD. Tres años después se realiza el cambio de línea en los pozos inyectoros de aire y agua. Se deja de inyectar aire en los pozos de la primera línea y se continúa inyectando agua a una tasa de 1000 BWD

por las capas inferiores. Los pozos productores de la segunda línea se convierten a inyectoros con una tasa de 3.5 MMPCD y 2000 BWD y se realiza el mismo proceso de inyección efectuado en la primera línea.

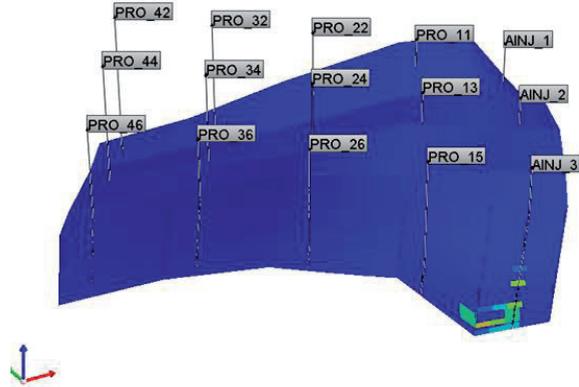


Figura 19. Configuración de la inyección de aire en línea.

Los pozos productores son monitoreados en producción de oxígeno y se cierran cuando se llega a una concentración del 2% en la corriente de producción.

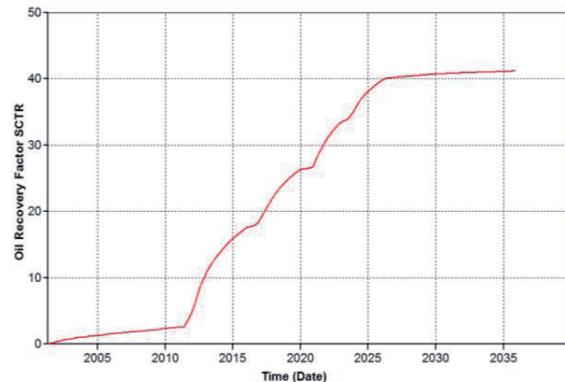


Figura 20. Factor de recobro para la inyección de aire en línea.

El factor de recobro para este escenario alcanza el 41% aproximadamente. La Figura 20 muestra el resultado obtenido para el escenario en línea, haciendo evidente el cambio en la pendiente de la curva a medida que sucede el cambio en la línea de inyección de aire.

**Selección del escenario de desarrollo.** Luego de realizado el análisis de simulación es posible obtener una evaluación con respecto a los resultados obtenidos; por medio de estos se puede hacer una selección, desde el punto de vista netamente técnico, del mejor esquema de desarrollo para el caso de estudio. Con base en el resumen de resultados presentado en la Tabla 1, se pueden establecer las siguientes conclusiones.

**Tabla 1.** Resumen de resultados

Configuración	No. Pozos	Detalle	Factor Recobro (%)
<b>PERFORACIÓN INFILL POZOS VERTICALES</b>			
40 Acres	7	Máximo recobro en 2027	16
20 Acres	15	Máximo recobro en 2019	16
10 Acres	23	Máximo recobro en 2016	16
5 Acres	45	Máximo recobro en 2014	16
<b>POZOS HORIZONTALES</b>			
Orientación 1	8	Pozos ubicados en la capa 7	18.1
		Pozos ubicados en la capa 8	18.8
		Pozos ubicados en la capa 9	19.4
Orientación 2 Configuración Alternativa	9	Pozos ubicados en la capa 7	18.3
		Pozos ubicados en la capa 8	19.1
		Pozos ubicados en la capa 9	19.4
Orientación 2 Configuración Directa	8	Pozos ubicados en la capa 7	17.9
		Pozos ubicados en la capa 8	18.9
		Pozos ubicados en la capa 9	19.3
Orientación 2	5	Longitud perforada 1000 ft	17.9
		Longitud perforada 1500 ft	18.2
		Longitud perforada 2000 ft	19.1
<b>POZOS MULTILATERALES</b>			
Multilaterales 1	3	Pozos de tres brazos	17
Multilaterales 2	5	Pozos de tres brazos	17.1
<b>POZOS EN ESPINA DE PESCADO</b>			
Pozos en espina de pescado	3	Máximo recobro en 2030	20
Configuración	No. Pozos	Detalle	Factor Recobro (%)
<b>INYECCIÓN DE AGUA</b>			
40 Acres	15	Patrones de 5 puntos invertidos	25
20 Acres	23	Patrones de 5 puntos invertidos	25
10 Acres	45	Patrones de 5 puntos invertidos	25
Pozos Horizontales	9	5 productores 4 inyectoros	25
Pozos en espina de pescado	5	3 productores 2 inyectoros	22
<b>INYECCIÓN DE GAS</b>			
40 Acres	15	Patrones de 5 puntos invertidos	24
20 Acres	23	Patrones de 5 puntos invertidos	24
10 Acres	45	Patrones de 5 puntos invertidos	24
Pozos Horizontales	9	5 productores 4 inyectoros	24
Pozos en espina de pescado	5	3 productores 2 inyectoros	22
<b>INYECCIÓN DE AIRE</b>			
Inyección en línea	15	3 inyectoros que cambian cada determinado tiempo a medida que se cambia de línea de inyección hasta barrer el yacimiento completo.	41
Inyección en línea doble	15	6 inyectoros al inicio del proceso y después de 5 años se cambia a tres inyectoros en la línea central del yacimiento	45

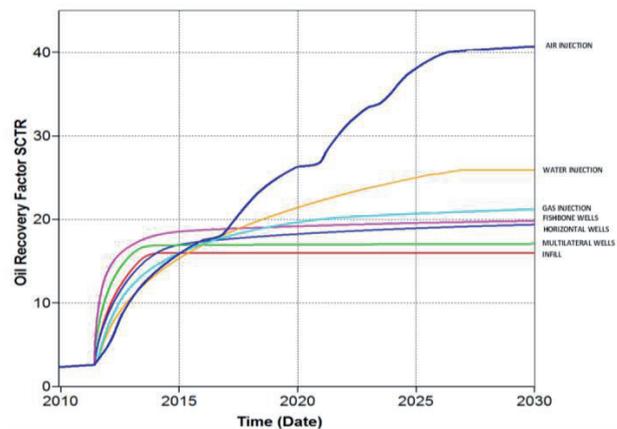
Inicialmente, es claro que la reducción de espaciamento alcanza valores de factor de recobro similares (aproximadamente 16%) sin importar el espaciamento que se plantee, lo que se logra es la reducción de los tiempos o la aceleración en la recuperación de hidrocarburos.

Para los pozos horizontales es evidente que los resultados en todos los casos son muy similares inclusive usando solamente 5 pozos; los cambios se

presentan en el tiempo en el cual se alcanzan los mismos valores de recobro. Adicionalmente, mientras mayor sea el número de pozos, más rápidamente serán alcanzados los valores de factor de recobro reportados, por lo tanto, lo que realmente determinará un posible esquema de aplicación es el análisis económico del proceso. En los dos casos con pozos multilaterales el factor de recobro se diferencia solo en 0.1%, siendo entonces importante el tiempo en el cual se alcanza el recobro, ya que con dos pozos adicionales se alcanza el máximo valor de recobro 1.5 años antes que cuando se tienen tres pozos. Nuevamente es indispensable un análisis económico del proceso.

Por otra parte, los resultados obtenidos con la inyección de agua y gas son similares, alcanzándose valores de factor de recobro entre 24 y 25%, cambiando los tiempos en los cuales se alcanzan estos valores y por tanto, siendo importante el análisis económico para cada uno de los casos.

Los mejores factores de recobro se obtienen con el proceso de inyección de aire alcanzando valores entre el hasta del 40%. Por lo tanto es posible establecer que desde el punto de vista técnico se seleccionaría a la inyección de aire como el método más adecuado para aplicar en el campo de estudio. Un resumen de esto se observa en la figura 21 en la cual se comparan los resultados obtenidos en todos los escenarios evaluados en el análisis semi – conceptual.

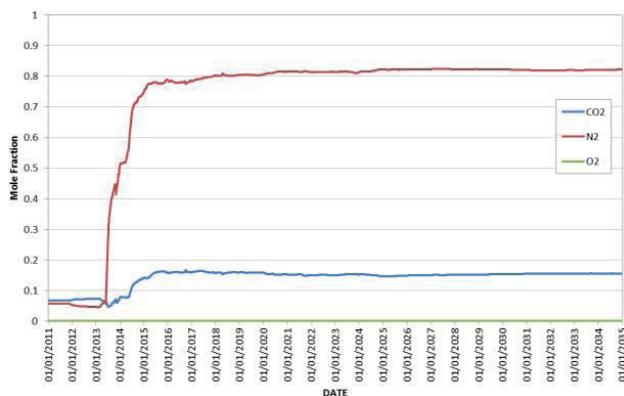


**Figura 21.** Configuración de la inyección de aire en línea.

A continuación se presenta la evaluación técnica realizada a la aplicación de la inyección de aire en el campo de estudio; en esta se usó un sector model extraído del Full Fiel Model del campo.



gases en los pozos productores son un indicativo del funcionamiento del proceso en el yacimiento. Los valores deben corresponder a porcentajes de 80 y 15 para el Nitrógeno y CO<sub>2</sub> respectivamente, siendo estos valores aproximados para un funcionamiento en el régimen deseado de altas temperaturas.



**Figura 25.** Producción de gases de combustión durante la implementación de la inyección de aire

Luego de estos análisis es posible establecer los parámetros operacionales básicos para implementar el proceso de inyección de aire en campo y estimar el comportamiento que luego debe ser comprobado con la implementación en campo.

## CONCLUSIONES

Seleccionar la inyección de aire como proceso de recobro mejorado incluye técnicas analógicas, simulación numérica y pruebas de laboratorio.

Para usar la simulación numérica como herramienta de selección del proceso de inyección de aire es necesario realizar un ajuste correcto del modelo cinético partiendo de pruebas de laboratorio, con ello se logra evaluar y plantear las bases de diseño para la implementación en campo del proceso.

El proceso de predicción de la inyección de aire por medio de simulación numérica agrupa diversas sensibilidades que permiten establecer los parámetros operacionales más adecuados para la implementación del proceso.

El establecimiento del factor de recobro y la evaluación del desempeño de la inyección de aire en campo hacen parte de la evaluación técnica de la posible implementación del proceso, así como de cualquier método de recobro, sin embargo, se requiere un análisis económico posterior que permita establecer su viabilidad de implementación en

campo, siendo esto aún más importante en el caso de la inyección de aire por los altos costos de implementación y mantenimiento.

## REFERENCIAS

1. TURTA, A., CONDRACHI, A. and HANSON, W. Current status of commercial in situ combustion projects worldwide. *Journal of Canadian petroleum technology*. November 2007, vol 46, Num. 11.
2. SARATHI, P. *In-Situ Combustion Handbook Principles and Practices*. National Petroleum Technology Office: Tulsa, OK, 1999; Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3174.
3. MORTEN, R. K. *Development of Models and Algorithms for the Study of Re-active Porous Media Processes*. Technical University of Denmark, Department of Chemical and Biochemical Engineering, Frydenberg A/S, Copenhagen, Denmark, 2008.
4. Software ECOEOR. *Producto tecnológico Instituto Colombiano del Petróleo*. 2011.
5. TRUJILLO, Marta, RODRIGUEZ, Edwin y DELGADILLO, Claudia. *Metodología para predecir el desempeño de procesos de inyección de aire mediante simulación numérica*. Producto tecnológico Instituto Colombia del Petróleo, ECOPETROL S.A., Piedecuesta, 2011.
6. BELGRAVE, J. D. y MOORE, R. G. A model for improved analysis of in situ combustion tube test. *Journal of Petroleum Science and engineering*. 1992, Vol 8.
7. ORDOÑEZ, Aníbal, TRUJILLO, Marta y RODRÍGUEZ, Edwin. ECO-GSAI "Gravity stable air injection" pilot test, an enhanced oil recovery opportunity to be implemented in Chichimene field – Colombia. *SPE 154255, Oklahoma USA*, 2012.
8. NELSON, T. W y MCNEIL, J.S. How to engineer an In Situ Combustion Project. *The Oil and Gas Journal*. June 5, 1961.
9. GATES, C. F., RAMEY, H. J. Jr. Field Result Of South Belridge Thermal Recovery Experiment. *Trans, AIME*. P 213-236

10. MOORE, R. G., LAURESHEN, C. J., URSENBACH, M.G., MEHTA, S.A., BELGRAVE, J. D. M.. Combustion/Oxidation behavior of Athabasca oil sands bitumen. SPE 59483 PA. 1999, vol 2, num 6.

---

**Recepción:** 17 de Junio de 2013  
**Aceptación:** 19 de Diciembre de 2013