

UNA NUEVA MIRADA A LA COMBUSTIÓN IN-SITU: TRATANDO DE ROMPER UN VIEJO PARADIGMA

Fabián Camilo Yatte Garzon¹, Samuel Fernando Muñoz Navarro²

RESUMEN

Dado el creciente interés por el aumento en las reservas de crudo pesado en muchos países, entre estos Colombia, ha surgido la combustión in situ como un método alternativo para extraer petróleo pesado, donde otras técnicas, debido a las condiciones del yacimiento, no son las más apropiadas. Actualmente existe una considerable proporción de expertos en el ámbito petrolero, que no conciben la aplicación de dicha técnica en escala de campo debido a sus antecedentes. Por esta razón este artículo busca brindar al lector una percepción distinta de la técnica a partir de nuevas teorías y nuevas maneras de tratar un proceso de tan alta complejidad. En el presente estudio se establecen algunas consideraciones acerca de los mecanismos que se presentan, el origen y evolución de la técnica, variaciones de la técnica, pruebas de laboratorio, pautas para el modelamiento numérico y algunas consideraciones de diseño.

Palabras claves: Combustión In situ, Inyección de Aire, Métodos de recobro mejorado de crudo, Crudos pesados

ABSTRACT

Given the recent interest in increasing heavy oil reserves in many countries, Colombia among them, interest has been created for in situ combustion as an alternative method to extract oil where other techniques, provided the reservoir conditions, are not feasible. Nevertheless, there exists a significant amount of experts that do not conceive the application of this technique in a field scale due to its precedents. This article tries to give the reader a different view of the technique from new theories and new ways of treating a complex process as this one. Considerations regarding recovery mechanisms are presented, as well as the origin and evolution of the technique, its variations, laboratory tests, guidelines for numerical modeling and some design considerations.

Keywords: In-Situ Combustion, Air Injection, Fire-flooding, Enhanced Oil Recovery, Heavy Oils

1 Candidato a MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. fabian.yatte@grmuis.com

2 MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. samuel@uis.edu.co

1. INTRODUCCIÓN

La combustión in situ [1] (CIS por sus siglas en Español) es una técnica de recobro mejorado la cual es considerada por muchos como térmica donde su principal objetivo es la disminución de la viscosidad de un crudo pesado en yacimiento con el fin de aumentar la producción de dicho campo. Por otro lado también se puede considerar como un método de alta eficiencia de barrido microscópica gracias los diferentes bancos de fluidos que se generan producto de las reacciones químicas. Esos bancos contribuyen con mecanismos de desplazamiento de tipo miscible e inmisible además de los efectos térmicos.

Sin embargo, si usted ha escuchado hablar de esta técnica, probablemente hayan sido frases negativas del tipo, “No sirve”, “Es muy compleja y ocasiona muchos problemas” o “No es rentable”. Este tipo de comentarios se deben a los diferentes proyectos comerciales que terminaron en fracaso entre los años 40`s a 90`s, a causa de malas prácticas ingenieriles, pobre control del frente de combustión, problemas operacionales en superficie y pozo, además de escasas y poco robustas pruebas de factibilidad técnica como pruebas de laboratorio y modelamiento numérico.

En los últimos treinta años países como Canadá [2] gracias al desarrollo tecnológico y a no desfallecer en la búsqueda de herramientas para demostrar el potencial de la técnica, han elaborado un considerable número de investigaciones y publicaciones las cuales a su vez crearon nuevas percepciones y nuevos adeptos a la técnica, que hasta el día de hoy han ido en creciente aumento.

En Colombia, en donde si bien se cuenta con recursos importantes en materia de crudos pesados, resulta inviable económica y técnicamente aplicar inyección de vapor o algún otro método de recobro a campos de crudo pesado con características específicas, tales como profundidades mayores a 3000 pies, bajos espesores (menores a 30 pies) y presencia de acuíferos. Por lo tanto una de las alternativas a futuro es la combustión in situ, la cual dadas algunas experiencias en campo puede llevarse a cabo bajo estas condiciones, en las cuales inyectar vapor no sería conveniente. Esto justifica el creciente interés que se ha despertado tanto en el país como en el mundo entero.

El presente artículo busca crear en el lector una nueva percepción de la técnica a partir de diversos puntos que se discutirán a lo largo del documento. Entre los que se destacan: descripción del proceso, origen

y evolución, pruebas de laboratorio, modelamiento numérico, consideraciones de diseño, aciertos y limitantes de la técnica.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La combustión in situ frontal seca, es un proceso en el cual se inyecta aire comprimido desde superficie (Ver figura 1), a la zona de interés con el fin de generar diversas reacciones químicas [3], las cuales se forman a partir de la mezcla del aire y los componentes hidrocarburos. Inicialmente el aire se difunde en el medio poroso cerca a la cara del pozo produciendo reacciones denominadas de oxidación a bajas temperaturas LTO (por sus siglas en Inglés *Low Temperature Oxidation*) o también conocidas como reacciones de adición [4], las cuales se encargan de aumentar la temperatura, puesto que son exotérmicas y por lo tanto juegan un papel importante en la ignición del crudo. El predominio de este tipo de reacciones puede llegar a ser perjudicial para el éxito del proceso [5].

A medida que se incrementa la cantidad de aire en

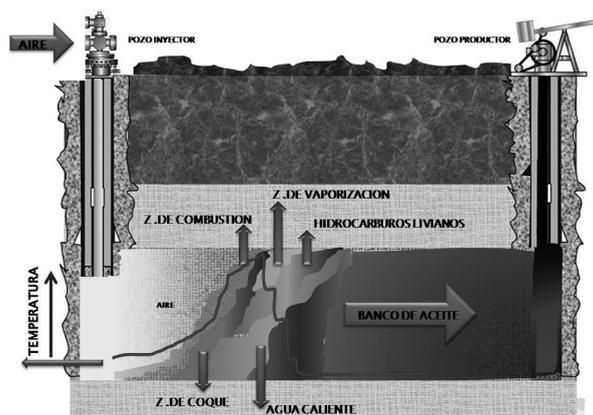


Figura 1. Proceso Combustión in situ –Frontal en seco

el yacimiento y una vez que se consigue un aumento considerable de temperatura, el cual va a depender de factores tales como la temperatura inicial del yacimiento y la composición del crudo, inician las reacciones endotérmicas de pirólisis (entre esas craqueo térmico); en éstas el crudo es separado en fracciones livianas (Vapor), intermedias (Líquido), y pesadas (Sólido). La fracción de livianos al igual que las intermedias libres de componentes pesados, fluyen hacia el pozo productor y contribuyen con el desplazamiento del crudo inalterado, esto se puede apreciar en la figura 1.

La parte sólida formada a partir de reacciones de craqueo térmico, es denominada coque, este es el combustible principal para generar el tercer tipo de reacciones llamadas reacciones de oxidación a alta temperatura HTO (por sus siglas en Inglés *High Temperature Oxidation*) o también conocidas como reacciones de rompimiento, o simplemente reacciones de combustión. A medida que continúa incrementándose la cantidad de aire inyectado que reacciona ahora con el coque, se genera un frente de llama o de combustión, el cual presenta las temperaturas más altas [6] (600 a 1200°F) durante el proceso, de esta manera se consigue la disminución de la viscosidad del crudo en cercanías a éste (Figura 1). Debido a que ésta es una reacción de combustión, se obtienen como productos agua y óxidos de carbono, los cuales contribuyen al desplazamiento de crudo inalterado.

La clave de un proceso de combustión in-situ es poder generar rápidamente el frente y mantenerlo estable desde el pozo inyector hasta el pozo productor [7]; sin embargo, esto se ve influenciado por parámetros operacionales (Tasa de inyección de aire, presión de inyección), de roca (Litología, Heterogeneidad, porosidad, permeabilidad), de fluido (Composición) y por la eficiencia de las reacciones previas (adición y pirólisis). Por otro lado, si se logra controlar el frente, el proceso ofrece diversos mecanismos de recuperación, gracias a las reacciones químicas, tales como térmicos, de desplazamiento miscible e inmisible. Por esta razón algunos autores consideran que la combustión in situ no puede ser catalogada únicamente como un proceso térmico.

3. VARIACIONES DE LA TÉCNICA

Cabe aclarar que existen diferentes variaciones de la inyección de aire convencional en crudos pesados o también denominada frontal en seco, como son: combustión frontal húmeda la cual busca aumentar la transferencia de calor hacia la zona de crudo inalterado, combustión seguida de inyección de agua COFCAW[8] (por sus siglas en Inglés *Combination of forward combustion and waterflooding*), combustión en reversa, Top Down In situ combustion[9], además de algunas variaciones con pozos horizontales[10] como son el THAI (*Toe to Heel Air Injection*) el CAPRI (*Controlled Atmospheric Pressure Resin Infusion*) y el COSH (*Combustión Override Split Horizontal Wells*). Dentro de estos tipos de combustión in situ en crudos pesados, se destacan la frontal seca y frontal húmeda, puesto que

son los únicos que se han llevado a cabo en campos comerciales, y ofrecen mejores resultados desde el punto de vista técnico y económico

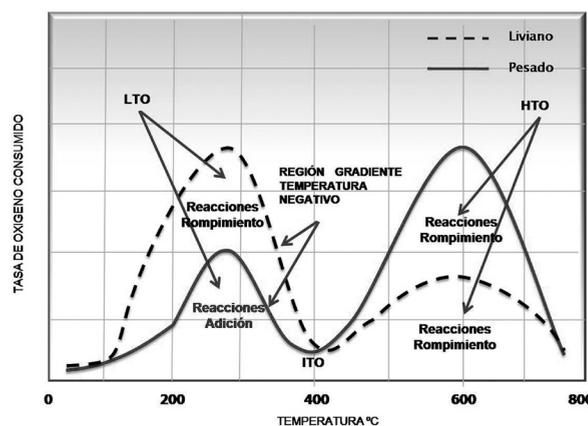


Figura 2. Efecto de la temperatura sobre el consumo de oxígeno (regiones de reacción)

Las anteriores técnicas mencionadas son aplicadas a crudos pesados, sin embargo existe una técnica denominada HPAI [11][12] (Por sus siglas en Inglés *High Pressure Air Injection*) que consiste en la inyección de aire a alta presión en crudos livianos. Esta se basa principalmente en mecanismos de empuje miscible e inmisible y en menor medida en efectos térmicos.

Con el fin de diferenciar y clasificar los procesos de inyección de aire, algunos autores hacen referencia de combustión in situ exclusivamente a crudos pesados y HPAI a crudos livianos. Una de las razones por la cual se clasificaron con nombres diferentes es precisamente por la mala imagen que tiene la más antigua de las dos (Combustión in-situ).

Las principales razones de hacer distinción entre estas dos técnicas (HPAI Vs CIS), radica en las reacciones químicas y su composición. Mientras que en crudos pesados se necesita pasar por las reacciones de adición, craqueo para llegar a las de rompimiento[13] (Figura 2) donde se obtiene la mayor liberación de energía y como productos óxidos de carbono y agua, gracias a la mayor cantidad de componentes pesados (resinas y asfaltenos); en crudos livianos se obtiene rápidamente y a menores temperaturas reacciones de rompimiento las cuales genera óxidos de carbono y agua que contribuyen con el principal mecanismo de la técnica el cual es desplazamiento miscible e inmisible, mientras que en crudos pesados el principal se debe a efectos térmicos como se mencionó anteriormente.

4. ORIGEN Y EVOLUCIÓN

Se cree que la primera combustión in situ ocurrió en Estados Unidos en el estado de Ohio a comienzos del siglo XX [14]. El primero en reportar este proceso fue Lewis [15] entre los años 1916 a 1918 en informes del consejo de minas, los cuales contemplaban la posibilidad de generar un frente de combustión a partir de la inyección de aire caliente para mitigar el efecto de las parafinas en formaciones al sur oeste de Ohio; se atribuyó la presencia de gases de combustión en los pozos a reacciones químicas entre el crudo in-situ y el oxígeno en el aire. Por otro lado Lewis en uno de sus reportes aconsejaba la inyección de aire como método de recobro de aceite remanente.

La primera combustión in-situ fuera de Estados Unidos probablemente se dio en la antigua Unión Soviética entre los años de 1933 y 1934[16]. Esta se produjo cuando intentó inyectarse aire a un yacimiento profundo en el que se buscaba generar un mecanismo de desplazamiento similar a la capa de gas. Después de inyectar durante cierto tiempo, en los pozos productores se estaban produciendo gases de chimenea, lo cual sugirió que había ocurrido una combustión en el subsuelo. De este hecho surge la inquietud por la generación de calor a partir de inyectar aire en el yacimiento.

Entre los años 50's y 70's más de 162 proyectos de pilotos en campo de CIS se habían llevado a cabo. El proceso en este punto ha sido extensivamente estudiado tanto en laboratorio como en pilotos de campo. Expertos en el tema han logrado entender cada vez más los mecanismos complejos que se presentan en la

inyección de aire gracias al desarrollo de pruebas de laboratorio. Además a partir de observaciones y de los datos obtenidos en estas pruebas, autores como Nelson & McNeil [17], Martin & Alexander [18], Showalter [19], entre otros, plasmaron importantes observaciones que han contribuido con la evolución de la técnica.

En el periodo de 1970 a 1995[20] un máximo de 19 proyectos de CIS se reportaron. De acuerdo a los reportes de la OIL & GAS JOURNAL para Abril de 1992, la producción incremental diaria de aceite de procesos CIS fue aproximadamente de 4700 BOPD (8 proyectos) en Estados Unidos, 8000 BOPD (10 proyectos) en la Unión Soviética, 7300 BOPD (3 proyectos) en Canadá y 12000 BOPD (5 proyectos) en Rumania. Para 1992 la producción diaria reportada por CIS estuvo alrededor de los 32000 BOPD de 26 proyectos reportados. El número de proyectos no incluye solamente comerciales sino también algunos proyectos semi-industriales. Sin embargo, este número ha decrecido a 4 proyectos comerciales activos actualmente.

Para ilustrar mejor el crecimiento, evolución y caída entre los años 40's y 90's de las aplicaciones en campo de la CIS, se presenta una tabla [14] (Tabla 1) comparativa de las diferentes aplicaciones de la técnica en USA.

Si bien fueron múltiples los fracasos y por lo tanto mayor el porcentaje de proyectos fallidos, las lecciones aprendidas fueron las siguientes: Malas prácticas ingenieriles, complejidad en el entendimiento de los principales mecanismos, por lo tanto desconocimiento de la técnica, carencia de elementos para realizar estudios de factibilidad técnica y económica, entre otros.

Tabla 1. Aplicaciones de CIS en USA entre las décadas de los 50's a 90's.

Década	No. Total de proyectos	Éxito Económico	Éxito Técnico	Fracaso	% Éxito Económico	% Éxito Técnico	% Fracaso
50-59	42	6	10	26	14.2	38.1	61.9
60-69	127	16	35	76	12.6	40.2	59.8
70-79	33	12	6	15	36.4	54.5	45.5
80-89	22	5	5	22	22.7	45.5	54.5
90	2	-	1	1	-	-	-
Total	226	39	57	130	21.5	44.6	55.4

Fuente: [14] SARATHI S. Partha. "In situ combustion Handbook. January 1999.

Actualmente el proyecto comercial de CIS en seco en Suplacu de Barcau [21] Rumania, es el más grande proyecto de este tipo y ha estado en operación desde

1973. Los proyectos de Balol y Santhal en India han estado en operación desde el 2000, y han sido aplicados en modo húmedo.



Figura 3. Campos comercialmente activos

A finales del 2007 estos tres proyectos produjeron 15860 bbl/día. Adicionalmente, el proyecto operado por Bayou State Oil Corporation (BSOC) Bellevue [22], Louisiana USA, produce alrededor de 320 BOPD. Este último proyecto ha estado en operación por más de 34 años y ha sido llevado a cabo en patrones. En conjunto estos 4 proyectos produjeron 16680 bbl/día (Figura 3).

El proyecto de Balol [23] en India ha sido uno de los más exitosos tanto técnica como económicamente, de igual manera que los otros tres campos activos, el éxito de estos es debido principalmente a adecuados y exhaustivos estudios de factibilidad, buenas prácticas ingenieriles, desarrollo de tecnología para solución de problemas en pozo y compresores, y constante monitoreo del proceso a partir de los fluidos producidos.

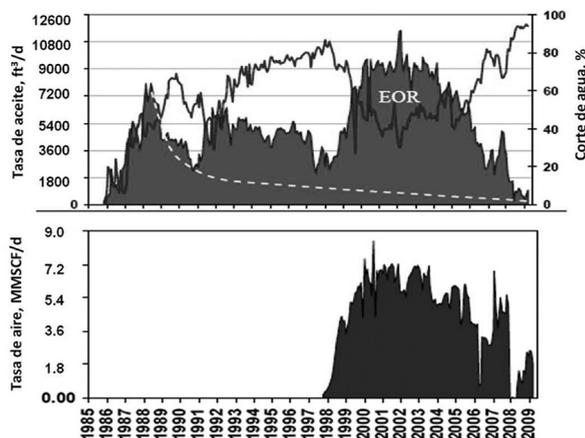


Figura 4. Curva de producción e inyección campo Balol

Fuente: SHARAD H, BHUSHAN M, SINHA S, SIDHARTA S. "In situ Combustion: Opportunities and Anxieties" SPE 126241. India. 2010

Claramente se puede apreciar en la Figura 4 el petróleo incremental producto de la inyección de aire a partir del año 1998. Si bien las características del campo son favorables a la técnica, permeabilidades alrededor de 8 Darcys, porosidades de 28% y saturaciones de más de 70%, se consiguieron relaciones AOR (relación aire inyectado- aceite producido) promedio de 5600 scf/Bbl lo cual resulta sumamente importante teniendo en cuenta que entre los años 2002 a 2009 el precio del petróleo tuvo incrementos significativo y según los reportes [23] el costo de producción promedio de aceite de Balol está entre los US\$15-20 por barril.

5. PRUEBAS DE LABORATORIO

Como se mencionó una de las principales causas de proyectos fallidos se debió a la carencia de estudios detallados mediante pruebas de laboratorio. El auge de este tipo de pruebas tuvo lugar entre los años 50's y 60's; sin embargo, a partir de este periodo se desarrollaron múltiples esquemas de laboratorio con el fin de estudiar la combustión in situ. La universidad de Calgary en cabeza de uno de los expertos a nivel mundial en el tema R. Gordon Moore [24]; dentro de sus múltiples investigaciones han desarrollado tres tipos de pruebas de laboratorio:

- Estudios cinéticos cualitativos
- Estudios cinéticos cuantitativos
- Estudios de desempeño de combustión

Según Gutiérrez et al [25] este tipo de pruebas se deben desarrollar por tres razones:

- Estudios Cinéticos Cualitativos: Mejor entendimiento de las reacciones exotérmicas y de oxidación en el aceite y sistemas roca/aceite
- Estudios Cinéticos Cuantitativos: Para estimar los parámetros cinéticos de las reacciones relevantes, con el fin de emplearlos en el modelamiento numérico
- Pruebas de Desempeño: Para mejorar el entendimiento y tener idea cuantitativa del recobro y desempeño esperado del proceso de combustión cuando se aplica a un yacimiento particular

Debido a la complejidad inherente de la técnica, un solo tipo de estudio no proporciona toda la información suficiente, por lo cual es necesario llevar cabo la mayor cantidad de pruebas posibles.

Los estudios cinéticos cualitativos se caracterizan por emplear muestras pequeñas de crudo sin, o con medio poroso, sin embargo son muy útiles ya que

brindan información acerca del comportamiento de oxidación del crudo, por lo tanto permite delimitar las tres reacciones en función de la temperatura LTO, Craqueo, HTO. Dentro de las pruebas más importantes que se destacan en este rango son la DSC (*Differential Scanning Calorimetry*) y TGA (*Thermal gravimetric Analysis*) [26].

Por lo general en un mismo esquema de laboratorio se combinan estas últimas dos pruebas (DSC y TGA). Básicamente se introduce una muestra en el porta muestras, y esta se somete a diferentes pruebas de inyección de aire y nitrógeno puro a diversos rangos de temperaturas y de esta manera se obtiene gráficos de liberación de calor y de pérdida de peso contra temperatura.

A partir de este tipo de gráficos es posible delimitar los diferentes regímenes de reacción que posee la muestra (LTO, craqueo, HTO). Igualmente mediante tratamientos matemáticos de regresión lineal es posible encontrar parámetros cinéticos tales como Energía de Activación, Factor de frecuencia y la constante de Arrhenius K, útiles para el modelamiento numérico.

Otra prueba de tipo cualitativa es la ARC [27] (*Accelerating Rate Calorimetric*), la cual permite estudiar las características exotérmicas del crudo y por lo tanto la ignición espontánea.

Si bien las pruebas de tipo cualitativas no representan la realidad compleja que ocurre en yacimiento, si permiten tener un mayor entendimiento de las reacciones químicas que se generan en la muestra. Sin embargo, para una mayor confianza en este tipo de datos cinéticos es necesario realizar una prueba de tipo RTO [28] (*Ramped Temperature Oxidation*), la cual corresponde a los estudios cinéticos de tipo cuantitativos, puesto que se emplea una muestra representativa de yacimiento de mayor tamaño en la que se tiene en cuenta factores importantes para el estudio de la cinética de la reacción tales como: flujo trifásico en medio poroso, características litológicas propias de la formación de interés, mas aceite y matriz a condiciones propias de yacimiento, por lo tanto un mayor acercamiento de lo que realmente está ocurriendo en subsuelo; esto en comparación con las pruebas cualitativas las cuales se realizan en celdas pequeñas y en la mayoría de ocasiones en ausencia de matriz de roca, con lo cual no es posible evaluar los efectos que tienen diferentes minerales en la depositación y consumo de coque además del flujo complejo que presenta el aire dadas las permeabilidades relativas de este en el medio poroso.

6. PRUEBAS DE TUBO

Los datos cinéticos obtenidos a partir de RTO son más confiables y de mayor uso en la simulación numérica de dichos procesos. Sin embargo, este tipo de pruebas posee una gran desventaja, pues en estas no es posible determinar el desempeño de quema de la muestra de yacimiento, para lo cual se requieren pruebas de mayor tamaño, de mayor complejidad y por lo tanto de mayor costo, tales como las denominadas pruebas de tubo. A continuación se presenta el modelo físico, y el procedimiento con base a un esquema empleado por Rodríguez [29] (Figura 5). Se pueden observar de manera general las diferentes herramientas y equipos empleados, sin embargo esta configuración varía de laboratorio a laboratorio.

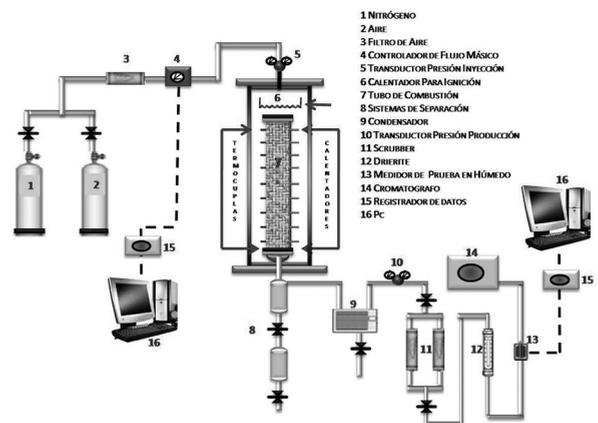


Figura 5. Esquema general de una Prueba de Tubo

Fuente: Tomada y modificada de [29] RODRIGUEZ, J. R. Universidad de Texas, Mayo 2004.

El aparato experimental consiste en una muestra representativa de arena, arcilla, agua y crudo que es empaquetada en un tubo de acero de diámetro externo de aproximadamente 3 pulgadas (7.62 cm), con espesor de 1/16 de pulgada (0.063 pulgadas) (0.16 cm-) y una longitud de 40-1/8 pulgadas. (101.92 cm). Este tubo es ensamblado dentro de una chaqueta presurizadora con el fin de representar las condiciones de yacimiento. Igualmente el tubo presenta calentadores con el fin de mantener las condiciones cuasi adiabáticas en yacimiento. Así mismo cada esquema debe presentar un sistema de inyección de gas, un sistema de separación y recolección y un sistema de registro de datos.

El tubo junto con la chaqueta se disponen de manera vertical con el fin evitar problemas de canalización por efectos gravitacionales, considerando de esta manera una eficiencia vertical de barrido de 100%; ésta

precisamente es una de las limitantes del proceso, pues siguen siendo pruebas que representan condiciones muy ideales de yacimiento. Sin embargo, presentan aportes significativos en cuanto al estudio del comportamiento del frente, análisis de los efectos que generan los minerales de la muestra en la depositación y consumo de combustible a altas temperaturas y una de las más importantes, a partir del análisis de los fluidos producidos es posible contribuir con la toma de decisiones sobre el esquema de diseño para la aplicación en campo.

El procedimiento consiste en la inyección de aire desde el tope, en el cual se encuentra un sistema de ignición artificial a partir de una resistencia eléctrica y aceite más reactivo (denominado comercialmente como *linseed oil*), comparado con la muestra original. Con esto se busca iniciar un frente de llama que predomine preferencialmente en régimen HTO desde el tope hasta la base. De esta manera se consiguen representar fenómenos como la depositación de combustible y la combustión de éste para formar óxidos de carbono y agua.

Los fluidos producidos son recolectados mediante un sistema de separación ubicado en la base (Figura 6). Los gases son analizados mediante cromatografía, con el fin de determinar parámetros denominados de rendimiento y económicos [30]. El agua es analizada para determinar su pH; y dependiendo el grado de acidez, es posible determinar características de las reacciones que se generaron. A partir del aceite producido es posible determinar el contenido de asfaltenos, los cambios en viscosidad, en API y el factor de recobro; los cuales son índices de desempeño de quema.

Expertos en el tema como Gutiérrez [25], plantean que los tubos de combustión son simuladores físicos que permiten la observación directa de la propagación del frente de combustión bajo condiciones semejantes a las de yacimiento. Mientras las pruebas sean hechas bajo condiciones representativas de yacimiento éstas exhiben una buena correlación entre el oxígeno y los requerimientos de combustible, la estabilidad de la combustión, características del aceite producido y las fases agua y gas.

Autores como Ursenbach [30] afirman que dependiendo de la concentración de los gases es posible determinar en qué rango de temperaturas predomina el proceso ya sea HTO o LTO, la cual es otra manera de clasificar la combustión in situ según Graves [31].

Una combustión en pruebas de tubo, la cual predomina en modo LTO producirá una mayor cantidad de oxígeno

y menor cantidad de óxidos de carbono, puesto que no logra formar el suficiente combustible, o fue tanto el combustible en comparación con los requerimientos de aire, que no todo el coque generó combustión; ocasionando el predominio del proceso en temperaturas bajas (Ver figura 6).

Al predominar una combustión en modo LTO en una prueba de tubo, los perfiles de temperatura obtenidos presentan un pico de temperatura promedio en rangos de baja temperatura y los productos de las reacciones en mayor proporción son compuestos oxigenados (alcoholes, cetonas, peróxidos, aldehídos, ácidos carboxílicos, etc.) y en menor proporción óxidos de carbono y agua.



Figura 6. Prueba en modo LTO

Un proceso de combustión que predomina en modo HTO [32] [33], presenta en la composición de los gases producidos un aumento en la concentración de óxidos de carbono y una disminución en el oxígeno producido, indicando la eficiencia de combustión de coque (Figura 7), por lo tanto se espera que en los perfiles de temperatura obtenidos el pico máximo promedio de temperatura se encuentre en rangos mayores a los presentados en el modo LTO.

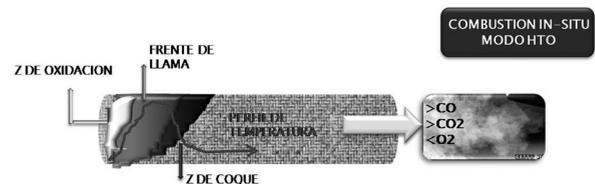


Figura 7. Prueba en modo HTO

El modo en que opere el proceso va a depender de diversos factores que afectan la cinética de la reacción, entre los que se encuentra: Tasa de inyección, requerimientos de aire, tipo y composición del crudo, temperaturas de ignición, heterogeneidades, litología entre otros.

Otra función importante de las pruebas de tubo es determinar la cantidad de aire requerido en pies cúbicos estándar por pie cubico de arena para mantener el frente

de combustión estable. Este valor denominado Aire Requerido (AR) permite establecer la capacidad del compresor; y con la ayuda de éste es posible realizar proyecciones económicas y junto con otros parámetros como mínimo flujo de aire inyectado, velocidad del frente de combustión y cantidad de combustible depositado, es posible realizar predicciones, esquemas de operación y diseño a partir de modelos analíticos. Tal es el caso del trabajo histórico realizado por Nelson y McNeil [17].

La principal desventaja [14] de las pruebas de tubo se debe a que son experimentos no escalables. Por lo tanto, los datos obtenidos de estos no pueden ser escalados en una correlación directa que represente lo ocurrido en el yacimiento. El comportamiento de quema del aceite en el tubo no es similar al de yacimiento debido a que está afectado por la tasa de inyección, saturaciones de los fluidos, fuerzas gravitacionales, heterogeneidades, etc.

7. MODELAMIENTO NUMÉRICO

Los aspectos más importantes y quizás los más complejos, según Islam et al [34], para modelar la CIS, son la formación y combustión del coque y las reacciones de oxidación a baja temperatura.

La gran diferencia y complejidad que se tiene con respecto al modelamiento de otro tipo de procesos es debido a que además de tener que representar fenómenos de transferencia de masa y energía se hace necesario involucrar el balance de masa y energía producto de las reacciones de LTO, pirólisis y HTO que ocurren en yacimiento [35]. Sin embargo, para el modelamiento de procesos CIS se emplea la teoría de la cinética de la reacción y por lo tanto la ecuación de velocidad con la respectiva constante de Arrhenius. Debido a esta complejidad en la representación de mecanismos, la simulación de este tipo de procesos no es tan robusta ni tan aplicada comercialmente como si lo es la simulación en procesos como inyección de vapor o inyección de agua.

7.1 ECUACIÓN DE VELOCIDAD

Desde los inicios de la simulación numérica de procesos de combustión in situ a finales de la década de los cincuenta, se trató de representar la concentración de reactivos y productos de las diferentes reacciones involucradas en el procesos a través de la ecuación de velocidad [36] la cual es determinada experimentalmente.

$$Rc = \frac{dcm}{dt} = K [P_o]^p [HC]^q \quad (1)$$

El objetivo con esta expresión es calcular la velocidad de reacción (Rc) o el cambio de masa con respecto al tiempo (dcm/dt). Dado que para este caso específico uno de los reactivos es el oxígeno, este se puede expresar en función de su presión parcial $[P_o]$, mientras que el otro reactivo corresponde a una fracción del hidrocarburo [HC] como es el caso del combustible o coque. La ecuación de velocidad muestra el efecto del cambio de las concentraciones de los reactivos con respecto al tiempo, lo cual es dependiente de la naturaleza de los reactivos, la concentración de éstos, efectos catalíticos de los minerales del medio poroso y la temperatura.

El valor del exponente al que está elevada la concentración de un reactivo (p y q) en la ecuación de velocidad, se denomina orden de reacción con respecto a dicho reactivo. La suma de todos los exponentes se llama orden total o simplemente orden de reacción; este es dependiente de la naturaleza del reactivo.

VARIABLES como la energía de activación y las colisiones efectivas, las cuales se ven afectadas por la tasa de inyección están incluidas en la constante de velocidad K o también llamada ecuación de Arrhenius [36], donde se tiene en cuenta el efecto de la temperatura y en menor medida la presión.

$$K = A \exp\left(\frac{-Ea}{RT}\right) \quad (2)$$

A = factor de frecuencia

Ea = energía de activación

R = constante universal del gas

T = temperatura absoluta

El orden de reacción, la constante de Arrhenius, el factor de frecuencia y la energía de activación, son parámetros que se pueden determinar a partir de pruebas experimentales como las mencionadas anteriormente (DSC, TGA y RTO), en las cuales se involucre el cambio de masa en función de la temperatura y el tiempo, de esta manera a partir de métodos de regresión lineal [37] es posible encontrar estos parámetros.

La ecuación general de la cinética de la reacción empleada en el modelamiento de procesos de combustión in situ se expresa de la siguiente forma:

$$R_c = \frac{dcm}{dt} = A \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) [P_o]^p [HC]^q \quad (3)$$

De acuerdo a la teoría de colisiones de la cinética de la reacción [25], un mayor factor de frecuencia indica mayor frecuencia en las colisiones de los reactivos y por lo tanto la velocidad de reacción será mayor. Mayor energía de activación indica que los reactivos necesitan mas energía para que la reacción ocurra, lo cual afecta de manera indirecta en la velocidad de reacción. Un mayor orden de reacción indica mayor velocidad y por último, mayor temperatura es un indicio de mayor energía cinética, por lo tanto aumentarán la frecuencia de las colisiones y la reacción ocurrirá de forma más rápida.

7.2 MODELOS NUMÉRICOS

Tal como describe Islam [34] en su investigación acerca de dicho tema, los primeros investigadores desarrollaron modelos matemáticos (entre los años 1959-1964); en los cuales consideraron solamente ciertos aspectos de la CIS, tales como transferencia de calor, transferencia de calor con cambios de fase, transferencia de calor con reacciones químicas o flujo de tres fases. Casi todos estos modelos ayudaron al entendimiento de los diferentes mecanismos involucrados en el proceso; pero era necesario incluir todos los fenómenos en un único modelo matemático.

Gottfried (1965) [38] fue el primer investigador que formuló una teoría general, la cual incluía todos los fenómenos. Su modelo matemático incluye: Transferencia de calor por conducción y convección, pérdidas de calor externas convectivas, reacciones químicas entre el aire y el aceite, cambios de la fase acuosa e hidrodinámica del flujo de tres fases.

Su modelo fue esencialmente un Black-Oil con dos ecuaciones adicionales para el transporte de oxígeno y vapor. Él empleó la expresión de Arrhenius para determinar la velocidad de combustión, además utilizó un modelo lineal para predecir el desempeño de la combustión in situ a escala de laboratorio, del cual se reporto un grid óptimo y un paso de tiempo de 3cm y 36 seg respectivamente.

Las limitaciones del modelo fueron las siguientes:

- Los efectos de gravedad y capilaridad no fueron tenidos en cuenta
- El aceite único recurso de combustible, no permite formación de coque ni etapa de oxidación

- El agua y el vapor no fueron considerados en equilibrio
- No tomó en cuenta la vaporización del aceite

Entre los años 60's a 80's diversos autores tales como: Burger & Sahuquet (1973) [39], Farouq Ali 1977 [40], Crookston et al (1979) [41], entre otros, contribuyeron con la formulación de un modelo robusto que representara la mayor cantidad de mecanismos con el menor número de suposiciones.

No fue sino hasta 1980 cuando se desarrollaron modelos más robustos entre los que se destacan el modelo de Keith Coats [42] capaz de manejar cualquier número de componentes, cualquier cantidad de reacciones químicas con reactantes productos y estequiometría específica a través de los datos de entrada. Fuerzas de gravedad y capilaridad fueron incorporadas junto con fenómenos de vaporización/condensación, permitiendo a cualquier componente distribuirse en cualquiera de las fases. La fase sólida empleada fue el coque y se permitió que la permeabilidad de la formación fuera variable con los cambios en concentración de éste. El modelo es totalmente implícito, ya que según la experiencia de los autores el tiempo de cómputo de corridas para modelos térmicos disminuye con el aumento de grados de implicidad.

El modelo descrito consiste en un conjunto de ecuaciones de balance de masa y energía y unas ecuaciones de restricción para cada celda de la grilla representativa del yacimiento. Las ecuaciones son escritas en términos de diferencias finitas e incluyen un balance de energía, y un balance de masa para cada uno de los componentes. Las ecuaciones de restricción expresan los requerimientos de que la suma de las saturaciones sea igual a uno y que la suma de las fracciones molares de los componentes en cada fase sea igual a uno. Se pueden utilizar componentes puros o pseudo componentes tales como: oxígeno, aire, nitrógeno, dióxido de carbono, agua, componente de crudo pesado, componente de crudo liviano y componente sólido o coque.

Un importante aporte fue desarrollado por Jia y Moore et al[43] de la universidad de Calgary, los cuales llevaron a cabo amplios trabajos de investigación acerca de la cinética de la reacción y por lo tanto desarrollaron aportes significativos en este tema; tales como el rol de la fracción SARA en procesos de combustión in situ.

Según Islam [34], Moore et al. fueron los primeros en derivar los datos cinéticos y formular modelos dividiendo el aceite en cinco o seis pseudo-componentes, llamados coque, asfaltenos, crudo pesado, crudo destilable y gas.

Derivaron los parámetros de velocidad apropiados tales como: energía de activación y factores de frecuencia a partir de las concentraciones de productos de la reacción. Observaron una formación inicial del coque durante experimentos en temperaturas entre 360 y 397 °C (LTO) las cuales no han sido tenidas en cuenta en múltiples modelos propuestos a lo largo de los últimos años.

La derivación en pseudo-componentes ha sido una de las claves para la representación promedio de las diferentes reacciones que ocurren en yacimiento. Uno de los mayores expertos en esta área, Jhon Belgrave [44], recomienda los siguientes pasos que se describen de forma muy general, para llevar a cabo el planteamiento de un modelo numérico de este tipo de procesos.

- 1- Fraccionar el crudo en pseudo-componentes. Sin embargo, él emplea la separación de componentes no en términos de la fracción SARA como lo realiza Jia, sino función de maltenos y asfaltenos como se muestra en la Figura 8.
- 2- Establecer un modelo de reacciones que representen los tres tipos (LTO, pirólisis, HTO) y por lo tanto los efectos que cada uno presenta a partir de los pseudo-componentes (Figura 8)
- 3- Plantear un modelo diferencial con el fin de determinar los parámetros cinéticos. Factor de frecuencia, ordenes de reacción, energía de activación y constante K a partir de pruebas experimentales. En la Figura 9 se presenta un ejemplo de un modelo diferencial para el craqueo térmico.



Figura 8. Modelo de reacciones propuesto por J. Belgrave

- 4- Emplear un modelo robusto como el de Keith Coats mencionado anteriormente para la formación de ecuaciones de balance de masa y energía y posteriormente resolver mediante la técnica de solución más adecuada dependiendo el esquema del modelo ya sea implícito o explícito.

- 5- Establecer funciones de dependencia, como es el caso para la viscosidad del crudo la cual aumenta durante el predominio de las reacciones LTO pero disminuye con la temperatura.

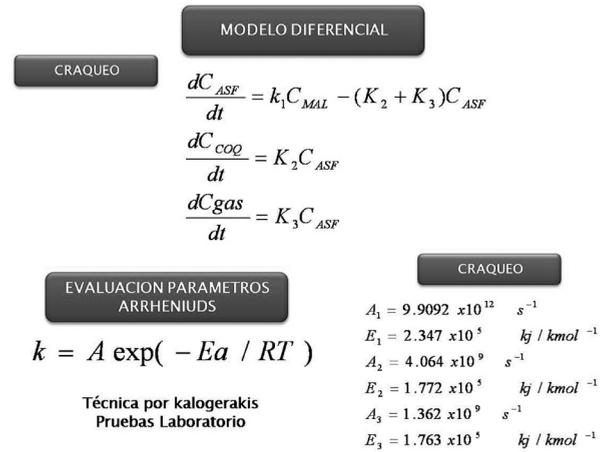


Figura 9. Ejemplo modelo diferencial para craqueo térmico

Cabe aclarar que si bien se ha discutido a lo largo del presente artículo que uno de los principales obstáculos para el modelamiento de este tipo de procesos es la cinética de la reacción, una vez que ésta se pueda representar adecuadamente surge otro mecanismo también de alta complejidad que debe ser modelado, como es el caso del flujo de tres fases, cambios de fase y la transferencia de masa entre éstas. Niz Velázquez [45] desarrolló un estudio experimental para la determinación de permeabilidades relativas y análisis del comportamiento de fase en procesos de inyección de aire en crudos livianos.

7.3 CONSIDERACIONES PARA LA SIMULACIÓN DE PROCESOS CIS

A partir de este tipo de pasos y metodologías desarrolladas por algunos autores y con la ayuda de pruebas de laboratorio es posible simular procesos de combustión in situ a escala de laboratorio y de campo.

El procedimiento que se lleva a cabo actualmente es el siguiente [46]:

- 1- Determinar experimentalmente parámetros cinéticos
- 2- Determinar modelo de reacciones
- 3- Desarrollar un modelo de simulación de una prueba de tubo
- 4- Realizar ajuste histórico entre el modelo físico y de simulación de las pruebas de tubo

- 5- Obtener datos cinéticos a partir del ajuste del modelo numérico de tubo con el fin de establecer un modelo a mayor escala
- 6- Realizar simulaciones con grid a escala de campo y con los datos cinéticos obtenidos a partir de la prueba de tubo. Si no se cuenta con datos reales de campo no es posible realizar un ajuste histórico y este tipo de simulaciones se considera de tipo semi-cuantitativo.
- 7- Si se cuenta con datos de campo el siguiente paso es realizar el ajuste histórico con el modelo de simulación y de esta manera se obtiene un modelo de simulación de tipo cuantitativo en el cual se puede realizar predicciones y tomar decisiones con mayor certeza.

Sin embargo, cumplir estos siete pasos no es tarea sencilla, todo lo contrario es una tarea sumamente compleja que requiere un amplio conocimiento de la técnica, acceso a diferentes pruebas de laboratorio y alto presupuesto. Uno de los puntos más importantes que se deben tener en cuenta es que hasta el día de hoy existen ciertas limitantes [13] que presentan los modelos numéricos con respecto a la simulación a escala de campo y son los siguientes:

Existen serios problemas con la representación del frente de combustión debido al tamaño de los bloques del grid, los cuales son usualmente mayores en tamaño que el frente. Este problema se refleja en la imprecisión para la determinación de distribuciones de presión, temperatura y otras variables de yacimiento. El grado de imprecisión depende del tamaño del grid empleado. El impacto en la estimación incorrecta de las temperaturas puede llegar a ser el principal problema.

Considerando que el frente de llama es de unos pocos pies de longitud, y que el tamaño de grid empleado en escala de campo es considerablemente mayor, es necesario aplicar técnicas de simulación tales como el refinamiento de grilla y uso de grid dinámico, lo que de alguna manera incrementan los tiempos de cómputo y causan inestabilidad en los métodos de resolución de ecuaciones.

El comportamiento de las permeabilidades relativas del aire a través de todo el yacimiento es imposible de representar con alto grado de precisión, por lo tanto existe la dificultad de modelar fenómenos de canalización y por lo tanto de establecer con certeza el comportamiento del frente de llama en el yacimiento.

En situaciones de campo, el rompimiento de oxígeno ocurre cuando más del 90% del aceite del aceite in-situ se encuentra en el yacimiento; en dichas ocasiones se

cree que el fenómeno de canalización toma un rol de gran importancia en el proceso de CIS.

Es sabido que la canalización en fenómenos de combustión puede ser dada por dos factores:

- Canales debido a digitación viscosa
- Canales debido a heterogeneidades macroscópicas

La primera causa se da gracias a la relación de movilidades entre el oxígeno y aceite o crudo pesado. Se han reportado algunas técnicas y teorías con el fin de representar dicho fenómeno mediante simulación a escala de campo. Para representar las canalizaciones por efectos de heterogeneidad se debe crear un modelo estático bien definido del yacimiento.

Ito & Chow [47] emplearon un esquema pseudo cinético para la simulación a escala de campo con el fin de solucionar el problema del tamaño del grid además propusieron una expresión que contribuye con la representación de los fenómenos de canalización.

Por último, este tipo de procesos puede llevarse a cabo actualmente de manera adecuada, mediante el simulador comercial más robusto en cuanto a la representación de procesos CIS, el software STARS de CMG[48], en donde la mayor complejidad radica en la información necesaria para la elaboración de un modelo de simulación representativo.

8. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Para la aplicación de un proceso a escala de campo se recomienda seguir las siguientes etapas [46]. (Figura 10).

A lo largo del presente artículo se han tocado algunos aspectos de importancia en cuanto a las pruebas de laboratorio y simulación numérica. En cuanto a los criterios de selección o *screening* se puede decir que existen diversos parámetros con múltiples rangos, sin embargo estos no son una herramienta muy confiable para la toma de decisiones en cuanto a este tipo de técnicas.

Las analogías constituyen un recurso supremamente importante para soportar las decisiones en cuanto a la aplicación en campo, puesto que a partir de éstas es posible identificar campos con características similares en los cuales se haya aplicado dicho proceso y aprender de los errores y aciertos obtenidos a lo largo de la vida del proyecto.

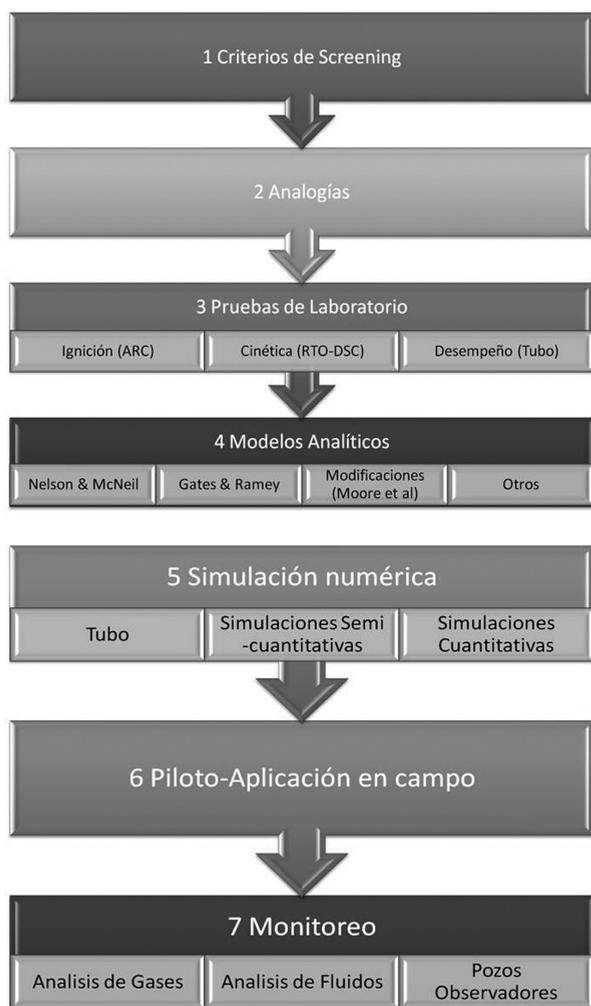


Figura 10. Pautas para el diseño de procesos CIS

En cuanto a los modelos analíticos, en realidad son muy pocos y tienen ciertas limitaciones; sin embargo, son el único recurso que se ha empleado: en el caso de los cuatro campos comercialmente activos se ha empleado algunos de los principales modelos obteniendo buenos resultados. Dentro de los principales modelos y correlaciones analíticas para el diseño se destacan: Modelo de Nelson & McNeil [17], Modificación del modelo de N&M propuesto por Moore et al [49], Método del Volumen quemado de Gates & Ramey [50], Correlaciones de Satman & Brigham [51], Correlaciones de Chu [52], Showalter [19], entre otros.

Un aspecto fundamental del cual no se discutió ni se menciona en la figura 10 y que es de igual o mayor importancia que los restantes aspectos, es un adecuado estudio económico[53], donde el aspecto principal a tener en cuenta es la capacidad de compresión; dados los altos costos de esta operación.

9. ACIERTOS Y LIMITANTES

Dentro de las principales ventajas [54] que ofrece un proceso de combustión se encuentran:

- Desde el punto de vista térmico, es el proceso de recobro más eficiente
- Disponibilidad del Aire (fluido inyectado al yacimiento)
- La tecnología ha sido probada en diferentes escenarios de yacimientos (Crudo pesado Somero & Crudo liviano profundo)
- Alta eficiencia de barrido microscópica, fenómeno conocido como efecto buldócer, el cual produce a su vez otro fenómeno que puede contribuir a la eficiencia microscópica denominado bloqueo de poro [55].
- Puede ser aplicado en casos donde la inyección de agua y la inyección de vapor no son efectivas
- Puede ser aplicado donde se han desarrollado otras técnicas EOR como: Inyección de Químicos e inyección de CO₂
- Ofrece un mejoramiento a la calidad del crudo gracias a la pirólisis del crudo, fenómeno conocido como *Upgrading* [56]

El proceso ha sido conocido en los últimos años más por sus problemas y desaciertos, que por los beneficios que puede llegar a presentar, gracias a los múltiples proyectos fallidos a través de la historia; sin embargo, autores como Moore et al[57] atribuyen este hecho a malas prácticas ingenieriles y desconocimiento del proceso. A continuación se presentan algunas de las principales desventajas.

- La compresión de aire y la operación puede resultar costosa
- Proceso Complejo: flujo multifásico, transferencia de calor y reacciones químicas, dificultad en el modelamiento. [45]
- Requiere de pruebas de laboratorio especiales
- Tratamiento de emulsiones
- Riesgo de explosiones
- Colapsos de casing
- Control del frente de combustión

10. CONSIDERACIONES FINALES

En Colombia existen yacimientos con condiciones favorables para la aplicación de combustión in situ, por lo tanto es necesario ampliar los esfuerzos de investigación, construir laboratorios, avanzar en materia de modelamiento numérico y de modelos analíticos.

Debido a la complejidad de la técnica, no sería adecuada su aplicación, sin el completo desarrollo de las diferentes pruebas de factibilidad, puesto que se caería en los mismos errores del pasado de gran parte de los proyectos fallidos, en donde se desarrolló la técnica sin un amplio y previo conocimiento de ésta.

Se debe tener en cuenta que una vez aplicada la técnica en ciertas zonas del yacimiento no es posible aplicar otro tipo de técnica puesto que el yacimiento es alterado completamente en materia de saturaciones y medio poroso. Por lo tanto este tipo de técnicas se debe considerar como último recurso para la explotación de crudos pesados.

Para finalizar se citará una frase que hace referencia a la complejidad y potencial que presenta la técnica, publicada por uno de los expertos en el tema, D Gutiérrez [25] el cual a su vez la cita de su propio mentor el Ph.D. Gordon Moore.

“Solo hay una cosa que nosotros sabemos acerca de la combustion in situ, si el crudo se quema este se mueve”

Dr. G Moore

11. AGRADECIMIENTOS

Grupo de Investigación Recobro Mejorado GRM-UIS. ICP-Ecopetrol. Línea de Investigación CIS-GRM.

12. REFERENCIAS

- Burger J. Sorieau P. “Thermal Methods of oil Recovery”. Institut Français du Pétrole Publications, 1985. 247-305 p
- Moore R, G. Laurshen M,G. Ursenbach M,G. Metha R. Belgrave J,D. “a Canadian perspective on in situ combustion” University of Calgary. JCPT. Vol. 38. No. 13. Special Edition 1999. pp 1-8.
- Mahinpey N. Ambalae, A. Asghari K. “In situ combustion in enhanced oil recovery (EOR): A review”. Faculty Engineering, University of Regina. Regina Canadá. Taylor & Francis Group. 2007. pp 995-1021
- Moore R.G., Mehta, S.A., Ursenbach, M.G., LAURESHEN, C.J. Strategies For Successful Air Injection-Based IOR Processes Paper No. 135, October 27-30, 1998. pp 1-6
- Sequera B. Moore R, G. Metha, R. Ursenbach M.G.” Numerical Simulation Of In-Situ Combustion Experiments Operated Under Low Temperature Conditions”. Canadian international petroleum conference. University of Calgary. Paper 189. June 2007. pp 1-15
- Boberg C Thomas. Thermal Methods for oil Recovery. Exxon Monograph. John Wiley and Sons, 1988. 266-340 p.
- Akkutlu Y. Dynamics of Combustion Fronts in Porous Media. [Phd. Thesis] University of Southern California. December 2002
- Parrish D. Craig F. “Laboratory Study of a Combination of Forward Combustion and Waterflooding- The COFCAW Process”. Pan American Petroleum Corp. SPE 2209. June 1969. pp 753-761.
- Dusseault, M. “Conventional In situ Combustion: Why 50 years of disappointments?” World Energy & Chemicals Exhibition and Symposium. Kuwait 2007. pp 1-51
- Shen, C. “Limitations and Potentials of In- Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs”. Canadian International Petroleum Conference. CreSim Technologies. Calgary, Alberta, Canada. Paper 217. June. 2002. pp 1-14
- Montes, A.R., Moore, R., Mehta, R. Ursenbach, M. Gutierrez D.” Is High Pressure Air Injection (HPAI) Simply a Flue-Gas Flood?” Canadian international petroleum conference. CMG, University of Calgary. Paper 180. June 2008. pp 1-9.
- Kumar V. Gutierrez D. Moore R,G. Metha S,A. “High Pressure Air Injection and Waterflood Performance Comparison of Two Adjacent Units in Buffalo Field”. Canadian international petroleum conference. El paso Exploration & Production Company. University of Calgary. Paper-004. June 2007. pp 1-15.
- Gutierrez D, Moore G, Ursenbach M, and Metha R. “The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling. JCPT. Vol. 48, No. 4. April 2009. Pp 23-34.
- Sarathi S. P. In situ combustion Handbook. Principles and Practices. BDM Petroleum Technologies.

- National Petroleum Technology Office. Oklahoma. January 1999. pp 2-5
15. Lewis J.O. "Some methods for estimating the future production of oi wells". Washington, D.C. New York. SPE-918492-G. February 1918
16. Crawford P.B. Chu C. Improve oil Recovery. Interstate oil compact commission. Chapter VI In situ combustion. Oklahoma city. 1983.
17. Nelson T. W. Mcneil J.S. "How to Engineer a Combustion In Situ Project", Oil and Gas Journal. N°. 23. June 1961. pp 58-65
18. Martin W. Alexander J.D. "Process Variables of in situ Combustion". SPE 914-G. Continental Oil Co. Ponca City. Vol. 213. October 1957. pp 28-35
19. Showalter, W. "Combustion Drive Test". SPE 456. Union Oil Co. California. March 1963. pp 53-58
20. Turta, A.T., Chattopadhyay, S.K., Bhattacharya, R.N., Condrachi, A. Hanson, W., Current Status of the Commercial *In Situ* Combustion (ISC) Projects and New Approaches to Apply ISC, PETSOC 07-11. Vol. 46.No. 11. November 2007. pp 8-14
21. Panait-Patica A. Serban D. Illie N."Suplacau de Barcau Field- A case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation". Petrom SA. SPE100346. June 2006. pp 1-10
22. Ralph E. Mark F.N. "A Study of Getty Oil Co's Successful In-Situ Combustion Project in the Bellevue Field". Getty Oil Co. SPE/DOE 10708. April 1982. pp 481-487.
23. Sharad H, Bhushan M, Sinha S, Sidharta S. "In situ Combustion: Opportunities and Anxieties". SPE, ONGC. SPE 126241. India. January 2010. pp 1-6
24. Moore, R. G., "New Strategies for In situ Combustion" JCPT 93-10-01. University of Calgary. Vol. 32. No. 10. December 1993. pp 11-13
25. Gutierrez D, "Air Injection Laboratory Studies". Reservoir Simulation of In-Situ Combustion Processes. ICP Bucaramanga Colombia. September 2009. pp 1-52
26. Kamal N. Verkoczy B. "The Role of Thermal Analysis Techniques in the In-situ Combustion Process". SPE, Saskoil R&D Laboratory. SPE 12677. July 1986. pp 329-340
27. Sarma H,K. Yazawa N. Moore R,G. Metha S,A. Okazawa N,E. Ferguson H. Ursenbach M,G. "Screening of Three Light-Oil Reservoirs for Application of Air Injection Process by Accelerating Rate Calorimetric and RG/PDSC Test". University of Calgary. PETSOC 020304. March 2002
28. Moore R,G. Ursenbach M,G. Laurshen C,J. Belgrave J,D. Metha S,A. "Ramped Temperature Oxidation Analysis of Athabasca Oil Sands Bitumen". University of Calgary. PETSOC 991340. Vol. 38. No. 13. Special Edition 1999. pp 1-10
29. Rodriguez J, R. Experimental and Analytical Study to Model Temperature Profiles and Stoichiometry in Oxygen Enriched In-Situ Combustion. [Phd Thesis]. Universidad de Texas, Mayo 2004.
30. Ursenbach M.G. An overview of laboratory in situ combustion Behavior of Athabasca oil sands". [MSc. Thesis]. University of Calgary. 1998.
31. Greaves M, T.J Young, S.R Ren. "Air injection into light and medium Heavy oil reservoirs-Combustion Tube studies on west of Shetlands Clair oil and light Australian oil". Departament of Chemical Engineering. University of Bath, UK. 2000
32. Mamora D. "New findings into of crude oil". Texas A&MU.SPE 29324.March 1995. pp 577-592.
33. Chicuta AM. Trevisa O. (2009) "Experimental study combustion in-situ of Brazilian heavy oil". UNICAMP-SPE 122036 . June 2009. pp 1-11
34. Islam M, R. Chakma A. Farouq A. "State of Art of In Situ Combustion Modeling Operations. SPE 18755. April 1989. pp 105-118
35. Fassihi R. Brigham W. Ramey H. "Reaction Kinetics of In-Situ Combustion: Part 1-Observations". SPE, Stamford U. SPE 8907.August 1984. pp 399-407
36. Soto B,A. "Apuntes de Cinética Química". Version 3. Available: http://cabierta.uchile.cl/revista/14/articulos/pdf/14_10.pdf [Citado Septiembre del 2003].
37. Fassihi R. Brigham W. Ramey H. "Reaction Kinetics of In-Situ Combustion: Part 2-Modeling". SPE, Stamford U. SPE 9454. August 1984. pp 408-416

38. Gottfried B,S. “ A mathematical Model of Thermal Recovery in Linear systems”. SPE 1117. May 1965. pp 196-210.
39. Burger J, Sahuquet B. “Laboratory Research on Wet Combustion”. Institut Fraçais du Petrole. SPE 4144. October 1973. pp 1137-1146.
40. Ali F, “Multiphase, Multidimensional Simulation of In Situ Combustion” University of Pennsylvania. SPE 6896. October 1977. pp 1-11
41. Crookston R, Culham W, Chen W. “A numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes”. Gulf Science & Technology co. Pittsburgh. SPE 6724. February 1979. pp 37-58
42. Coats K,H “In-Situ Combustion Model”. Intercomp Resources Development and Engineering Inc. SPE 8394. December 1980. pp 533-554
43. Jia, N. Moore R,G. Metah R. Ursenbach M,G. Hancock M. “Kinetic Modeling of Thermal Cracking and Low Temperature Oxidation Reactions” University of Calgary. Canadian International Petroleum Conference. Paper 2003-214.
44. Belgrave J, Moore G, Ursenbach M, Bennion W, “A comprehensive Approach in situ combustion modeling. Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. SPE 20250. Advance technology series. Vol 1. April 1990. pp 751-762
45. Niz V, E, Moore G, Van Fragssen, Ursenbach M, Metha S, “Experimental and Numerical Modeling of Three-Phase Flow Under High-Pressure Air Injection”. Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. SPE 127719. 2010. pp 782-790
46. Gutierrez D, “Air Injection Based Processes for Improved Oil Recovery”. UIS Bucaramanga Colombia. Mayo 3-7 del 2010.
47. Ito Y. Chow A. “A Field Scale In-Situ Combustion Simulator with Channeling Considerations”. SPE Gulf Canada Resources Ltd. SPE 13220.1988.
48. CMG. Computer Modeling Group. Calgary Alberta Canada. User Manual. 2007
49. Moore, R.G., Laureshen, C.J., Mehta R. Ursenbach, M.G., Observations and Design Considerations for *In Situ* Combustion Projects, J. of Canadian Petroleum Technology, Vol. 38, No. 13.1999. pp 1-9
50. Gates, C.F and Ramey Jr., H.J., A Method for Engineering *In Situ* Combustion Oil Recovery Projects; Journal of Petroleum Technology, 32, No. 2. February 1980. pp. 285-294
51. Satman, M. Brigham, W. Soliman, M. “Recovery Correlations for In-Situ Combustion Field Projects and Application to Combustion Pilots. Stamford U. SPE 7130-PA 1980.
52. Chu C. “Study Fireflood Field Projects”. Journal Petroleum Technology. SPE 5821. February 1977. Pp 111-120
53. Nodwell, J, Moore, R.G., Ursenbach, M.G., Laureshen C.J, Mehta R. ”Economic Considerations for the Design of *In Situ* Combustion Projects”, J. of Canadian Petroleum Technology, Vol. 39, No. 8.. August 2000. pp. 34-41
54. Moore G, Laursen C J, Belgrave J, Ursenbach M, Metha R. “In situ Combustion in heavy oil Reservoirs: Problems and perspectives”. Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. Vol. 21. Pt. 1. August 1997. pp 1-26
55. Ursenbach, M.G. Moore, R.G. Mehta, R. Air Injection in Heavy Oil Reservoirs—A Process Who’s Time Has Come (Again). Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, June 2007. pp 48-54
56. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study Made Available July 18, 2007 .TOPIC PAPER #22 HEAVY OIL. Available: [http:// www.npc.org/Study_Topic_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf](http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf) [Citado Julio 18 del 2007]
57. Moore G, Laursen C J, Belgrave J, Ursenbach M, Metha R. “In situ Combustion: New Ideas for an Old Process”. Department of chemical & petroleum engineering. University of Calgary. Calgary Alberta Canada. Vol. 11. 1994. pp 1-33.
58. Kumar, M. “Simulation of laboratory In-Situ Combustion Data and Effect of process Variations. SPE 16027. Chevron Oil Field Research Co. February 1987. pp 343-358

59. Bagci S. “Experimental and Analytical Analysis of In Situ Combustion Process on B. Kozluca Heavy Oil Reservoir”. PETSOC 2000-014. 2000. Pp 1-14
60. Marjerrison D.M. Fassihi M.R. “A Procedure for Scaling Heavy-Oil Combustion Tube Results”. Amoco production co. SPE/DOE 24175. April 1992. pp 191-199
61. Coats K,H “Some Observations on Field-Scale Simulation of the In-Situ Combustion Process”. SPE 12247. November 1983. pp 145-155

Recepción: 18 de marzo de 2011

Aceptación: 15 de junio de 2011