

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES EN EL
DESARROLLO DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU.**

**GUSTAVO GÓMEZ VILLADIEGO
SCHNEIDER VARGAS ANGARITA**

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

2014

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES EN EL
DESARROLLO DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU.**

**GUSTAVO GÓMEZ VILLADIEGO
SCHNEIDER VARGAS ANGARITA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

**M.Sc. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
DIRECTOR**

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

2014

DEDICATORIA

A Dios quien siempre permite que cada uno de mis pasos los de con fuerza y a pesar de que muchas veces sentí que no podía más él siempre estuvo ahí para guiarme de la mano y brindarme seguridad demostrándome que todo es posible.

A mis padres quienes han sido mis pilares y el apoyo más grande e incondicional, los cuales estuvieron días y noches junto a mí viendo mi crecimiento y a pesar de los errores que he cometido nunca dudaron de mí, dándome un hombro para llorar y una palmada para levantarme y continuar para siempre alcanzar mis sueños.

A mi hermano quien ha sido mi mejor amigo, mi cómplice y la persona que día a día me brinda sus consejos y me regala esa fuerza que tiene para enfrentar cualquier inconveniente, y aunque no siempre tuvimos la mejor relación lo quiero demasiado y este objetivo nunca hubiera sido posible sin él.

A Sandra Núñez mi mejor amiga mi hermana del alma a quien adoro y siempre me ha apoyado en estos 20 años de amistad.

A mis amigos y hermanos de la vida Tatiana, Andrea, Víctor, William, Luisa, Laura, Felipe, Zaira y Vanessa con quienes viví la mejor etapa de mi vida y aunque tuvimos altibajos juntos crecimos como personas y los quiero mucho.

Al ingeniero Jorge palma una persona que confió en mí y que me brindo un apoyo con su conocimiento y sus consejos para poder lograr uno de mis mayores objetivos.

GUSTAVO GÓMEZ VILLADIEGO

DEDICATORIA

A DIOS todo poderoso por brindarme la sabiduría necesaria para culminar esta meta y haberme llenado de fortaleza para seguir adelante en los momentos en los que pensaba que no podía seguir.

A mi madre ELDA ANGARITA, la mujer a la que le debo lo que soy, la mujer que con sus sabios consejos, esfuerzo y dedicación hizo de mí una mejor persona. Mamá este triunfo es más tuyo que mío.

A mi padre ALFREDO VARGAS por su apoyo incondicional durante todo este proceso.

A mi hermanita YURLEY VARGAS, mi amiga, mi cómplice, mi confidente, gracias por todo el apoyo brindado durante todo este proceso.

A mi hermano SERGIO VARGAS por su compañía y por aguantarme todo el tiempo.

A mi sobrina MICHEL por ser esa lucecita que alumbra mi vida.

A mi tía INES ANGARITA, gracias por ser como mi segunda madre, recibirme y tratarme como a un hijo.

A mis primos JENNYFER, HERLY Y EDIGSON por todos los momentos compartidos.

A LUIS ERNESTO mi amigo incondicional, quien estuvo siempre pendiente de mi proceso de formación profesional y sobre todo siempre me apoyó.

A mis amigos GUSTAVO, NADDIA, RICARDO, JAIME y a todos aquellos que de una u otra manera hicieron parte de este proceso.

Infinitas gracias a todos.

SCHNEIDER VARGAS ANGARITA

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

A nuestras familias que con su apoyo incondicional y buenos consejos permitieron el desarrollo de este proyecto.

A la escuela de ingeniería de petróleos por el aporte hecho a nuestro crecimiento personal y formación a un profesional integro.

Al ingeniero Jorge palma, por su voto de confianza para nuestra idea y la dedicación que nos dio, además de los consejos y orientación para cada una de nuestras inquietudes el proyecto no hubiese sido posible.

A nuestros amigos Naddia, Jaime y Ricardo que estuvieron pendientes de cada paso y con cada aporte ayudaron a la formación de nuestras ideas y a darnos un gran apoyo cada vez que nos sentíamos decaídos.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	12
LISTA DE TABLAS	14
INTRODUCCIÓN.....	15
1. ESTADO DEL ARTE COMBUSTIÓN IN SITU.....	19
1.1 PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU EXITOSOS ALREDEDOR DEL MUNDO	22
1.1.1 Suplacu de Barcau.....	23
1.1.2 Balaria	25
1.1.3 Campo Bellevue	27
1.1.4 Campos Balol y Santhal.....	28
2. COMBUSTIÓN IN SITU	29
2.1 PROCESO DE COMBUSTIÓN <i>IN SITU</i>	29
2.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	32
2.3 ASPECTOS QUÍMICOS EN EL PROCESO	35
2.3.1 Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO).	35
2.3.2 Reacciones de pirólisis (IT).....	36
2.3.3 Oxidación a altas temperaturas (HTO).....	38
2.4 TIPOS DE COMBUSTION	39
2.4.1 Combustión frontal	39
2.4.2 Combustión seca.....	39
2.4.3 Combustión húmeda.....	40
2.4.4 Combustión en reversa	41
2.5 PARÁMETROS OPERACIONALES INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU. .	43
2.5.1 Tasa de inyección	44
2.5.1.1 Importancia de la cinética de la reacción.	44
2.5.1.2 Velocidad de avance del frente de combustión:	45
2.5.1.3 Eficiencia volumétrica de barrido (Ev):	46
2.5.1.4 Condiciones operacionales:	46
2.5.2 Presión de inyección	47
2.5.2.1 Tipos de compresores.....	49

2.5.3 Contenido de combustible:.....	51
2.5.3.1 Los factores que afectan el contenido de combustible se describen a continuación:	53
2.5.4 Espaciamiento entre pozos.....	55
2.5.5 Relación agua – aire	61
2.5.6 Requerimiento de Aire.....	64
2.5.6.1 Factores que afectan el requerimiento de aire:	66
3. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	67
3.1 INFORMACIÓN NECESARIA	67
3.2 DEFINICIÓN DE DATOS DE ENTRADA Y SALIDA.....	67
3.3 DIMENSIONES DEL GRID DE SIMULACIÓN	68
3.4 PROPIEDADES DE LA ROCA	69
3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	71
3.5 SECCIÓN DE ROCA –FLUIDOS	75
3.6 SECCIÓN DE DATOS NUMÉRICOS.....	77
3.7 SECCIÓN DE POZOS	77
4. ANÀLISIS E INTERPRETACIÒN DE RESULTADOS.	80
4.1 TASA DE INYECCIÓN DE AIRE	81
4.2 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS	86
4.3 REQUERIMIENTO DE AIRE	91
4.4 CONTENIDO DE COMBUSTIBLE	97
4.5 PRESIÓN DE INYECCION	102
4.6 RELACION AGUA-AIRE.....	108
4.7 ESQUEMA DE RANGOS OPERACIONALES INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN-SITU	111
CONCLUSIONES.....	114
RECOMENDACIONES.....	115
BIBLIOGRAFIA.....	116

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas presentes en el proceso de combustión in situ.	32
Figura 2. Mecanismos de desplazamiento.....	34
Figura 3. Perfil de temperatura de una combustión seca mostrando el efecto de la temperatura sobre la tasa de consumo de oxígeno para crudos pesados.	38
Figura 4. Proceso de combustión in situ seco.....	40
Figura 5. Proceso combustión in situ húmeda.	41
Figura 6. Proceso de combustión in situ en reversa.	43
Figura 7. Planta de compresión utilizada en combustión in situ.....	48
Figura 8. Tipos de compresores.	50
Figura 9. Rangos típicos de operación de diferentes compresores.....	51
Figura 10. Tipos de arreglos geométricos para el espaciamento de pozos.	57
Figura 11. Requerimiento de aire para combustión.....	65
Figura 12. Relación gravedad API y requerimiento de aire (Asumiendo combustión 100 %)	66
Figura 13. Modelo base de simulación.....	69
Figura 14. Asignación de las propiedades térmicas de la roca.	71
Figura 15. Propiedades de los fluidos de yacimiento.....	73
Figura 16. Propiedades de los fluidos de yacimiento.....	74
Figura 17. Reacciones químicas que ocurren en yacimiento.	75
Figura 18. End points de las curvas de permeabilidad relativa.	77
Figura 19. Arreglo de pozos en el grid (patrón de 5 puntos invertido).	80
Figura 20. Producción acumulada de aceite.	82
Figura 21. Producción de CO ₂ (mole fraction) pozo productor1	83
Figura 22. Producción de oxígeno en el pozo productor1.....	84
Figura 23. Comparación entre caso en frio y caso base.	85
Figura 24. Arreglo número 1.....	86
Figura 25. Arreglo número 2.	87
Figura 26. Arreglo número 3.	87
Figura 27. Arreglo número 4.	88
Figura 28. Arreglo número 5.	88
Figura 29. Producción acumulada para los diferentes arreglos.	90
Figura 30. Requerimiento de aire en función de la saturación de aceite.	93
Figura 31. Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor1.....	94
Figura 32. Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor2.....	95
Figura 33 Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor3.....	96
Figura 34. Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor4.....	96
Figura 35. Contenido de combustible en capa 5 y 3.	98

Figura 36. Variación de la cantidad de coque entre el pozo inyector y el productor 1.	99
Figura 37. Variación de la cantidad de coque entre el pozo inyector y el productor 2.	100
Figura 38. Variación de la cantidad de coque entre el pozo inyector y el productor 4.	100
Figura 39. Curvas de permeabilidad relativa.	104
Figura 40. Comportamiento de la temperatura (20-06-2015).	106
Figura 41. Producción acumulada de aceite a diferentes presiones de inyección.	107
Figura 42. Modelo combustión húmeda.	109
Figura 43. Producción acumulada, combustión húmeda Vs combustión seca.	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del campo suplacu de Barcau (Rumania)	23
Tabla 2. Resultados obtenidos después de la aplicación del proceso de combustión in situ.	24
Tabla 3. Propiedades del campo Balaria (Rumania).....	25
Tabla 4. Condiciones iniciales del modelo.	69
Tabla 5. Propiedades de yacimiento.	70
Tabla 6. Propiedades térmicas de la roca y el fluido.....	70
Tabla 7. Saturación de líquido y permeabilidades relativas.	76
Tabla 8. Saturación de agua y permeabilidades relativas.....	76
Tabla 9. Ubicación de los pozos productores.	79
Tabla 10. Resultados obtenidos de factor de recobro y producción acumulada para diferentes valores de tasa de inyección y BHP.	81
Tabla 11. Arreglo N°1.....	86
Tabla 12. Arreglo N°2	87
Tabla 13. Arreglo N°3.....	87
Tabla 14. Arreglo N°4.....	88
Tabla 15. Arreglo N°5.....	88
Tabla 16. Requerimiento de aire en función de la saturación de aceite.....	92
Tabla 17. Propiedades de yacimiento.....	102
Tabla 18. Aplicación de la correlación de Nelson y McNeil.....	104

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES EN EL DESARROLLO DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU*
AUTORES: GUSTAVO GOMEZ VILLADIEGO**

SCHNEIDER VARGAS ANGRITA**

PALABRAS CLAVES: Combustión in-situ, Parámetros operacionales, Modelo de simulación, Crudo pesado.

La combustión in situ es un método térmico en el cual la energía es liberada en el yacimiento por un frente de combustión que se propaga a través de todo el yacimiento, evitando de esta manera las pérdidas de energía por la tubería, a diferencia de los demás métodos térmicos, en donde la energía es enviada desde el generador en superficie y transportada al yacimiento mediante un fluido (vapor o agua caliente). Este es un proceso de desplazamiento en el cual un gas que contiene oxígeno, generalmente aire, es inyectado en el yacimiento en donde reacciona con el petróleo para crear un frente de combustión que se propaga por la formación productora.

El proceso de combustión in situ se ve seriamente influenciado por diferentes factores tanto de yacimiento como operacionales que dificultan la ejecución del método. La dificultad que se presenta a la hora de establecer los parámetros operacionales óptimos para la aplicación del proceso de combustión in situ, por lo que se efectuará un análisis de los campos en los cuales se ha implementado esta técnica con el fin de determinar cuáles han sido los mejores intervalos de aplicación de los parámetros operacionales, como son: Tasa de inyección, presión de inyección, contenido de combustible, espaciamiento entre pozos, requerimiento de aire y relación agua-aire. Luego de determinar cuáles son los parámetros operacionales óptimos obtenidos del anterior análisis se creará con la ayuda de la simulación de yacimientos y el software STARS de CMG (Computer Modelling Group). Un modelo conceptual de yacimiento que permita realizar diferentes variaciones en los valores de los parámetros operacionales y de esta manera poder analizar los resultados obtenidos para generar una tabla en la cual se incluya el rango de parámetros óptimos a la hora de llevar a cabo un proceso de combustión in situ.

*Tesis de grado.

** Director: M. Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ANALISYS OF THE EFFECT OF THE OPERATIONAL PARAMETERS IN THE DEVELOPMENT OF A IN SITU COMBUSTON PROCESS *.

AUTHORS: GUSTAVO GOMEZ VILLADIEGO **

SCHNEIDER VARGAS ANGARITA**

KEY WORDS: In situ combustion, operational parameters, simulation model, heavy oil.

In situ combustion is a thermal method in which energy is released into the reservoir by a combustion front which propagates throughout the reservoir, thus avoiding energy lose through the pipe , unlike the other thermal methods where energy is submitted from the generator at the surface and transported to the reservoir through a fluid (steam or hot water) .This is a process of displacement in which a gas that contains oxygen, usually air , is injected into the reservoir where it reacts with the oil to create a combustion front which propagates through of the producing formation .

The in situ combustion process is seriously influenced by various factors such as operational that complicate the execution of the method. The difficulties encountered in establishing the optimal operational parameters for the application of in situ combustion process, therefore well be made an analysis in the fields in which this technique has been implemented with the purpose of determine which has been the best application intervals of operational parameters, such as : injection rate , injection pressure , fuel content , well spacing , air requirement and air-water ratio . After determine which are the optimal operational parameters obtained from the above analysis created with the help of the reservoir simulation and the software STARS of CMG (Computer Modeling Group) . A conceptual reservoir model allows to make different variations in the values of the operational parameters and thus can analyze the results obtained to generate a table in which the range of optimal parameters is included when perform a process of in situ combustion.

*Thesis grade

**Director: M. Sc. Jorge Mario Palma Bustamante. Faculty of engineering physicochemical, petroleum engineering school.

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de hidrocarburos a nivel mundial para diferentes fines, y el no haber encontrado nuevas reservas que sean atractivas ha traído consigo que se deban estudiar nuevas técnicas para la producción de hidrocarburos, debido a que las reservas de crudos convencionales se agotan rápidamente, como consecuencia del crecimiento industrial a nivel mundial.

Ya que no se encuentran nuevos yacimientos con reservas atractivas, y que el aumento en el precio del crudo es cada vez mayor, se ha pensado en diferentes métodos para extraer los hidrocarburos no convencionales que una vez se dejaron a un lado, debido a la dificultad para extraerlos y refinarlos. Uno de estos métodos es el proceso de combustión *in situ*, el cual consiste en quemar una pequeña parte del hidrocarburo contenido en la formación con el fin de crear un frente de combustión que haga que el hidrocarburo avance más rápidamente hacia la cara del pozo productor, incrementando el upgrading del petróleo.

De manera general, la combustión *in situ* es un método térmico en el cual la energía es liberada en el yacimiento por un frente de combustión que se propaga a través de este, evitando de esta manera las pérdidas de energía por la tubería, a diferencia de los demás métodos térmicos, en donde la energía es enviada desde el generador en superficie y transportada al yacimiento mediante un fluido (vapor o agua caliente). Este es un proceso de desplazamiento en el cual un gas que contiene oxígeno, generalmente aire, es inyectado en el yacimiento en donde reacciona con el petróleo para crear un frente de combustión que se propaga por la formación productora.

Este proceso de reacción, contribuye al desplazamiento del hidrocarburo, que beneficia de algunos fenómenos fisicoquímicos que se desarrollan cuando el oxígeno entra en contacto con el hidrocarburo, en el cual se destaca el mejoramiento *in situ* de la calidad, esta se da gracias a las reacciones químicas

entre el aire inyectado y el hidrocarburo en yacimiento. Una de las principales consecuencias de las reacciones químicas, es que permiten la deposición y consumo del combustible denominado coque. El coque constituye la fracción más pesada del crudo y por lo tanto la combustión de este genera temperaturas entre los 800 °F y los 1200 °F. Esta zona de consumo de combustible, es denominada frente de combustión. La propagación de este frente desde el pozo inyector al pozo productor y las altas temperaturas dentro del medio poroso, proporcionan una alta eficiencia de barrido, permitiendo de esta manera aumentar significativamente el factor de recobro.

Sin embargo, el proceso de combustión *in situ* se ve seriamente influenciado por diferentes factores tanto de yacimiento como operacionales que dificultan la ejecución del método. El problema con los factores de yacimiento es subsanado mediante pruebas de tubo (simuladores físicos que permiten la evaluación del comportamiento de quema y por lo tanto, propagación del frente de combustión, bajo condiciones controladas y lo más cercanas al comportamiento en yacimiento) realizadas en laboratorio. Sí bien estas no pueden llevarse directamente a escala de campo, sí dan un indicio del comportamiento del proceso.

La dificultad que se presenta a la hora de establecer los parámetros operacionales óptimos para la aplicación del proceso de combustión *in situ*, requiere de un tratamiento diferente, por lo que se efectuará un análisis de los campos en los cuales se ha implementado esta técnica con el fin de determinar cuáles han sido los mejores intervalos de aplicación de los parámetros operacionales, como son: Tasa de inyección, presión de inyección, contenido de combustible, espaciamiento entre pozos, requerimiento de aire y relación agua-aire (para una combustión húmeda). Y con la ayuda de la simulación de yacimientos y el software STARS de CMG (Computer Modelling Group). Desarrollar un modelo conceptual de yacimiento que ayude a determinar cuál es el rango de parámetros óptimos a la hora de llevar a cabo un proceso de combustión *in situ*, tomando en cuenta los resultados obtenidos en los campos anteriormente mencionados.

1. ESTADO DEL ARTE COMBUSTIÓN IN SITU

Se cree que el proceso de combustión *in situ* inició probablemente en Ohio, Estados Unidos a comienzos del siglo XX. Usándose en proyectos de inyección de aire. Para algunos informes internos del consejo de minas de Estados Unidos en 1916, contemplaban la posibilidad del desarrollo de un frente de combustión cuando se inyectaba aire caliente para combatir problemas de deposición de parafinas en formaciones al sureste de Ohio. Más adelante, el análisis de gases producidos en algunos pozos indicaría la generación de dióxido de carbono y la producción de oxígeno atribuida a la reacción química de combustión entre el crudo *in situ* y el oxígeno del aire de inyección.

Aunque patentado en 1920 en Estados Unidos, el primer piloto de campo registrado para combustión *in situ* fue operado en la antigua unión soviética desde 1933 a 1934⁵.

En 1930, un importante trabajo realizado por Osgood denominado “increasing the recovery of petroleum” recopiló diversos casos de aplicación de proyectos de inyección de aire entre 1915 y 1925 en los que se encontraron importantes características típicas de una reacción de oxidación en los estratos productores.

En octubre de 1920, en la ciudad de Marietta, Ohio, el primer proyecto planeado de combustión *in situ* a escala de evaluación resultó en éxito según los registros de Mills publicados en 1923, en los cuales se establecía que el objetivo de la operación era fundir parafinas e incrementar la producción del crudo. En sus documentos Mills señaló: “El aire inyectado y el gas natural se convirtieron en una mezcla combustible la cual se encendió y se propagó por 24 horas hasta que se sofocó con agua. Los pozos fueron puestos en producción por liberación de presión y la tasa de producción duplicó la inicial”. Este caso animó al consejo de minas de Estados Unidos junto con la compañía Smith-Dunn para llevar a cabo

⁵ SARATHI, partha. *in situ* combustion handbook. principles and practices. Oklahoma: 1999, 25p.

otro proceso de combustión en Diciembre de 1920 en donde también se alcanzaron buenos resultados en términos de la tasa de producción.

En 1922, la compañía The Hope Natural Gas utilizó un proceso modificado de combustión para mejorar la producción; en este caso se creó una cámara de combustión para iniciar la ignición. El proceso fue detallado por The National Petroleum News en el cual se señaló que las temperaturas de fondo de pozo llegaron a los 2300°F y causaron daño en el casing de algunos pozos que tuvieron que cerrarse. Además se registró que el intenso calor modificó la matriz de la roca pero se consiguió incrementar la producción. De esta manera se alcanzó un verdadero empuje por combustión.

En 1927, A.F Melcher de Merland Oil Company llevó a cabo un proyecto de recobro de crudo por medio de combustión en la ciudad Ponca, Oklahoma. La combustión fue inducida por la inyección de gases producidos en una refinería cercana a una formación somera (20 pies). Después de sostener la inyección el resultado fue un éxito. Las altas temperaturas de fondo alcanzaron los 700°F. Luego de que el frente fue sofocado, algunos análisis de inspección visual de la roca indicaron depositación de carbón y alteración en las arcillas. Esta es la más antigua implementación del proceso de CIS a escala de campo en los Estados Unidos. Después, en Diciembre de 1927, Marland inició otros proyectos de inyección de aire caliente en formaciones someras en Nowata, Oklahoma pero no resultó exitoso debido a problemas de inyectividad que impidieron mantener la presión.

El primer documento que profundizó sobre temas teóricos de operaciones de inyección de gases calientes en formaciones depletadas fue publicado por el Consejo de Minas de Estados Unidos en 1928 por Lindsly. En él se estimó que

aproximadamente un billón de BTU son necesarios para elevar la temperatura 1acre-ft a 700°F⁶.

La primera aplicación de procesos CIS fuera de los Estados Unidos ocurrió en Rusia en 1935 según reportes publicados por Sheinmann 1938.

A mediados de 1940, el proceso de combustión *in situ* recibió importante atención por compañías petroleras estadounidenses y su concepto se enfocó en la recuperación de hidrocarburos. En 1947, Magnolia Petroleum Company y Sinclair Oil and Gas Company comenzaron a investigar el proceso en laboratorio para identificar los parámetros que controlan el proceso. Las investigaciones de ambas compañías culminaron en una serie de pilotos de campo exitosos técnicamente en Oklahoma en 1950. Estas experiencias dieron paso al desarrollo de esta tecnología.

Desde 1950, más de 162 proyectos pilotos de campo de CIS han estado en operación. El proceso ha sido ampliamente estudiado a nivel de laboratorio y los pilotos han contribuido al avance tecnológico de esta técnica de recuperación.

En abril de 1992, según un reporte de Oil and Gas Journal, la producción incremental diaria debido a Combustión *in situ* fue de 4700 BOPD de ocho proyectos en Estados Unidos, 8000 BOPD de diez proyectos en la antigua unión soviética, 7300 BOPD de tres proyectos en Canadá y de 12000 BOPD de cinco proyectos en Rumania. En 1992, la producción diaria promedio de crudo a nivel mundial fue de alrededor de 32000 BOPD de veintiséis proyectos reportados.

En los últimos años el número de pilotos de campo ha sido bajo y están ubicados en el capo Kerxing en China y en el estado Gujarat en India. Además existen también reportes de pilotos en Canadá, Brasil y Venezuela.

La predicción en campo del proceso de combustión *in situ*, implica muchos factores. Es necesario disponer información fiable sobre la eficiencia del

⁶ SARATHI, Op. Cit., p. 5.

desplazamiento, la heterogeneidad del yacimiento y las propiedades del fluido y la roca del yacimiento. Las pruebas piloto son un medio para estudiar el rendimiento de recuperación de petróleo en el propio yacimiento. Éstas luego podrían ser ampliadas para dar el rendimiento que se espera de las operaciones *in situ* a gran escala.

Proyectos comercialmente exitosos, como Suplacu de Barcau, ubicado en Rumania, ha sido la aplicación más grande en cuanto a combustión seca se refiere, pues ha estado en operación por más de 34 años. Los proyectos de Balol y Santhal en India han estado en operación por más de 7 años en modo de combustión húmeda. También en Estados Unidos, el proyecto Bellevue en el estado de Luisiana ha mostrado excelentes resultados en recuperación del crudo. Para el año 2007, los cuatro proyectos produjeron alrededor de 20000 bbl/d.

1.1 PROYECTOS DE COMBUSTIÓN IN SITU EXITOSOS ALREDEDOR DEL MUNDO

Se realizó una recopilación de información respecto a campos donde se ha realizado el proceso de combustión in-situ, las propiedades del fluido a trabajar y cuáles fueron las características del yacimiento.

1.1.1 Suplacu de Barcau⁷

El campo Suplacu de Barcau ubicado en el noroeste de Rumania. La estructura forma un monoclinal con una pendiente de 5° dirección norte. Este es un yacimiento somero, compuesto de arena no consolidada con alta porosidad y permeabilidad, con un promedio de tamaño de grano grueso. El yacimiento contiene un aceite pesado y viscoso. Sus propiedades se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Propiedades del campo suplacu de Barcau (Rumania).

Profundidad	164-656 ft
Espesor neto	32,8 ft
temperatura	64,4 °F
Porosidad	0,32
permeabilidad (absoluta)	1700 mD
Saturación de aceite	0,85
Gravedad especifica	0,96
Viscosidad	2000 cp

⁷ Jacques G. Burger, Heavy-Oil Recovery by In-Situ Combustion -Two Field Cases in Rumania, Los Angeles Abril, 1980.

La recuperación por métodos primarios (expansión de gas en solución) se había pronosticado en aproximadamente 9% del aceite original *in situ*, y se consideró que el uso de métodos térmicos sería la única manera de aumentar el factor de recobro. La falta de generadores de vapor de gran capacidad y de la insuficiencia de los equipos, dio lugar a la eliminación de la inyección de vapor como posibilidad; y se tomó la combustión *in situ* como el mejor método de recuperación.

Prueba piloto. La experimentación de combustión *in situ* seca comenzó en 1964 sobre un patrón de cinco puntos invertido en un área de 1,25 acres. La tasa de producción de algunos pozos se incrementó de 19 a 630 bbl/d. Estos alentadores resultados llevaron a la expansión del patrón a un área de 5 acres usando un patrón de nueve puntos y utilizando el mismo pozo de inyección^{8,9}.

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 2. El alto factor de recobro y la baja relación aire/aceite se debe a que se produce una buena cantidad de aceite que proviene desde fuera del patrón.

Tabla 2. Resultados obtenidos después de la aplicación del proceso de combustión *in situ*.

Aire total inyectado	1870 MMscf
Producción total de gas	1700 MMscf
relación aire/aceite	900 Mscf/bbl
Requerimiento de aire	2,1 Mscf/bbl
Factor de recobro	85%
Velocidad promedio del frente de combustión	0,3 ft/d

⁸ Petcovici, V.: "Considerations sur les Possibilites du Controle du Front de Combustion dans un Processus de Combustion In-Situ sur Champ," Revue Inst. Fr. Fetrole (1970) 25, 1355- 1374.

⁹ Aldea, G., Petcovici, V., Dumitrescu, H., and Palada, T.: "Aplicarea Experimentală a Metodei de Exploatare Prin Combustie Subterana in Republica Socialista Romania," Petrol Gaze (1968) 19, 26-36.

1.1.2 Balaria ¹⁰

Un yacimiento que contiene el crudo pesado, Sarmatien en el campo Balaria. Fue descubierto en 1960 implementando el método de combustión *in situ* . Las principales propiedades del yacimiento se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Propiedades del campo Balaria (Rumania).

Profundidad	2625 ft
Espesor neto	10-49 ft
Temperatura	118 °F
Porosidad	0,3
Permeabilidad (absoluta), mD	500 mD
Gravedad especifica	0,94
Viscosidad	120 cp

El pronóstico para el factor de recobro de este yacimiento fue de un 10% por recuperación primaria. Un estudio realizado, mostró que las características del yacimiento eran tales que una prueba de combustión *in situ* podría ser considerada seriamente.

La intención inicial¹¹ era llevar a cabo la combustión de cuatro patrones adyacentes de cinco puntos invertidos, cada uno con una superficie de (2,5 acres). Sin embargo, como resultado de un accidente técnico debido a la infiltración de gas a partir de una capa superficial en el campo, un pozo fue destruido durante el desarrollo del proceso (después de ser reparado, se transformó en un pozo de

¹⁰ Kenneth P. Thomas, An Echoing In-Situ Combustion Oil Recovery Project in a Utah Tar Sand, Houston, 1980.

¹¹ Petcovici, V.: "The Experience of the Rumanian Petroleum Engineers With Thermal Oil Recovery." paper presented at the Congreso Panamericano de Ingenieria del Petroleo, Mexico, March 19-23, 1979.

producción), y el patrón centrado en este no se incluyó en el experimento. Posteriormente se incluyeron nuevos patrones para ampliar la zona del proceso.

Una planta de compresión de 2.200 kW fue construida para aplicar el proceso de combustión. Su capacidad de inyección es de aproximadamente (5 MMscf/D) de aire comprimido 1190 psi. La presión de inyección varió entre 550 a 940 psi durante el proceso, con (0,9-1,25 MMscf) inyectada por día y por pozo.

Se instaló el equipo de distribución y medición para aire comprimido, así como las instalaciones y equipos para la medición de los datos de producción de recolección y separación. La producción se llevó a cabo en un sistema cerrado para evitar cualquier problema de contaminación que podrían ser causados por el escape de gas, que contiene alrededor de 15 a 16% de CO₂ y de 0 a 0,1% CO. Después de la separación, el gas se descarga a la atmósfera a través de las pilas 50 a 60 m de alto (164 a 197 pies).

La evolución del proceso se controla mediante la medición en fondo de pozo y temperaturas en superficie y mediante el análisis de los fluidos producidos por los pozos, y el análisis de la composición del gas separado del aceite.

Los resultados de las pruebas se pueden resumir de la siguiente manera:

1. La mayoría de los pozos de producción mostraron que los fluidos fluyen tras el calentamiento del petróleo crudo debido a la quema uno de los frentes, con la temperatura del fluido producido a veces llegando a más de 176°F. Mientras el petróleo está frío, se emulsiona y causa problemas de taponamiento, estos fueron resueltos mediante la inyección de desemulsificantes apropiados en el revestimiento del pozo.
2. La producción aumentó a aproximadamente 630 a 750 bbl/d de crudo por día, en comparación 19 a 63 bbl/d alcanzado antes del proceso de combustión in situ.

1.1.3 Campo Bellevue¹²

El campo petrolero de Bellevue, en el noroeste de Luisiana, ha producido en cinco años 8,5 millones de barriles de 19,3 ° API de la arena Nacatoch, data del cretácico superior, a una profundidad de 300 a 400 pies. El campo se encuentra en la cúspide de un gran domo que tiene un espesor de al menos 800 pies. La acumulación del aceite está directamente asociado con una serie de fallas tensionales. En 1963, Getty Oil inició un piloto de Combustión *in situ* en un patrón invertido de 9 puntos, y debido al éxito que se tuvo, los patrones se extendieron con la perforación de pozos adicionales. Al final de 1966 el piloto produjo 145 bbl/d llegando 184000 bbl/d en 1969. Se esperaba un factor de recobro del 60%. Más tarde en el periodo de 1970-1971, la compañía Cities Service Oil (CSO) y la Corporación Bayou State Oil (BSOC), comenzaron un programa experimental de CIS. CSO trabajó con cuatro patrones contiguos. Ambas compañías operaron con un proceso de combustión húmeda y se expandieron en poco tiempo. Hasta 1982, Getty Oil produjo más de 9 Mbbbl de aceite, con una tasa diaria de 2750 bbl/d.

Estas compañías descontinuaron sus proyectos, y solamente quedó operando por Corporación Bayou State Oil (BSOC). Esta compañía, empezó con tres patrones de siete puntos en la zona inferior de la arena, el área promedio de cada patrón fue de 2.5 acres. Más tarde, en 1978 había 10 pozos inyectores de aire operando en la arena inferior. En 1983 se dio el inicio a tres patrones en la zona superior, comenzando una operación simultánea de CIS con la zona inferior. En 1986, se empezó a aplicar combustión seca. Hoy en día, hay 15 patrones de inyección activos donde 1.6 MSCF/d de aire es inyectado para la producción de 320 bbl/d de aceite, la tasa de inyección promedio por pozo es de 3000 SCF/d para un patrón de 2.5 acres. Los cortes de agua varían entre 95% y 98% en la zona inferior, y de 90% a 96% en la zona superior¹³.

¹² Palma Jorge M, Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en procesos de combustión *in situ*, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2011.

¹³ YATTE F, Seminario combustión *in situ*, Curso Recobro Mejorado, Universidad Industrial de Santander, 2009.

1.1.4 Campos Balol y Santhal¹⁴

Estos campos se encuentran ubicados en la India, y hasta la fecha ambos han mantenido constante la presión estática. Lo que confirma la presencia de un fuerte acuífero. La producción diaria es de 4400 bbl/d para Balol y 4000 bbl/d Santhal, y el recobro último esperado es de 38% y 36% respectivamente. La relación agua-aire ha estado entre 0.00018 y 0.00036 bbl/SCF, la combustión húmeda ha ayudado al mantenimiento de temperaturas moderadas en el frente de combustión, permitiendo de esta manera la reducción de sulfuro de hidrógeno en los gases de combustión¹⁵.

¹⁴ PALMA J, Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en procesos de combustión in situ, Universidad industrial de Santander, 2011.

¹⁵ PALMA J, Procedimiento para el ajuste de variables involucradas en procesos de combustión in situ, Universidad industrial de Santander, 2011

2. COMBUSTIÓN IN SITU

Un proceso de combustión *in-situ*, CIS o ISC (por sus siglas en ingles *in-situ* combustion) hace referencia a la inyección de aire en crudo pesado. La idea de utilizar la combustión in situ (ISC) en yacimientos de crudo pesado como un proceso de recuperación mejorada de petróleo ha implementado por más de medio siglo. Los beneficios potenciales de la combustión in situ son el bajo coste de la entrega de la energía térmica en el yacimiento para aumentar la temperatura del reservorio, mejorar la movilidad del petróleo, y lograr una alta recuperación¹⁶. Debido a estos potenciales, ha atraído una amplia atención de la industria del petróleo.

Los métodos de Recobro Mejorado involucran principalmente la inyección de gases o químicos y el uso de energía térmica. Estos últimos involucran el uso de vapor, agua caliente o generación de energía térmica por medio de la combustión del petróleo en el yacimiento, de manera tal que se aumente la temperatura promedio del yacimiento.

La Combustión *In Situ* es considerado el método más eficiente térmicamente a escala de laboratorio, sin embargo, fuertes críticas sobre la complejidad inherente del manejo de este tipo de proceso lo ha relevado por lo cual no se ha aplicado masivamente, prefiriendo la inyección de vapor cuando CIS podría ser factible. No obstante, esta técnica puede ser aplicada en yacimientos más profundos, delgados y puede operarse a espaciamientos mayores comparados con la inyección de vapor.

2.1 PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

El proceso de combustión *in situ*, consiste en inyectar aire o cualquier gas con contenido de oxígeno en la formación, con el fin de crear un aumento de

¹⁶ Butler, R.M., *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*, GravDrain's Blackbook, 1997, p. 416.

temperatura en el yacimiento. Al entrar en contacto el gas inyectado con el hidrocarburo, se desencadena una serie de reacciones de oxidación y pirólisis que liberan energía y propician las condiciones para generar un frente de combustión ya sea una ignición de forma natural o artificial. En las reacciones de oxidación, el aire inyectado reacciona con el aceite *in situ* para primero desencadenar las reacciones de baja temperatura (LTO, Light Temperature Oxidation) y reacciones de pirolisis, en el cual se va a producir el combustible o coque para la combustión, posteriormente a medida que aumenta la temperatura se producirán las reacciones de rompimiento o de altas temperaturas (HTO, Hight Temperature Oxidation) las cuales van a consumir el combustible generando el frente de combustión.

El proceso de combustión inicia mediante ignición en la formación. Si esto falla o el frente de combustion no se sostiene por un periodo largo de tiempo, el proyecto puede no llegar a ser exitoso. Por lo tanto la ignición es uno de los aspectos críticos del proceso de combustión. La ignición es generalmente iniciada adicionando grandes cantidades de calor, y elevando así la temperatura del yacimiento alrededor del pozo inyector hasta un valor más alto que la temperatura de ignición del crudo. Una vez esta temperatura es conseguida, en presencia de un oxidante, usualmente aire, se obtiene la ignición. Liberando la energía suficiente para crear un frente de combustión que se propaga a través de todo el yacimiento, en donde la energía es generada en superficie y transportada al yacimiento mediante un fluido (vapor o agua caliente), este se propaga por la formación productora.

En este proceso se definen una serie de zonas desarrolladas

Zona de combustión: Es la zona de generación de energía en la que el oxígeno reacciona con el hidrocarburo para producir óxidos de carbono, compuestos oxigenados y agua. En esta zona delgada se alcanzan las temperaturas más altas

en el proceso, que oscilan entre 600 y 1200 °F. Estos niveles de temperatura y la velocidad del frente de combustión para un flujo de aire dado, son determinados en gran parte por la cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de roca de yacimiento¹⁷.

Zona de coque: es la zona donde se ubica el hidrocarburo que servirá de combustible para la reacción. Para el desarrollo de la reacción una pequeña fracción del componente menos deseado del hidrocarburo se quema (alrededor del 10 %).

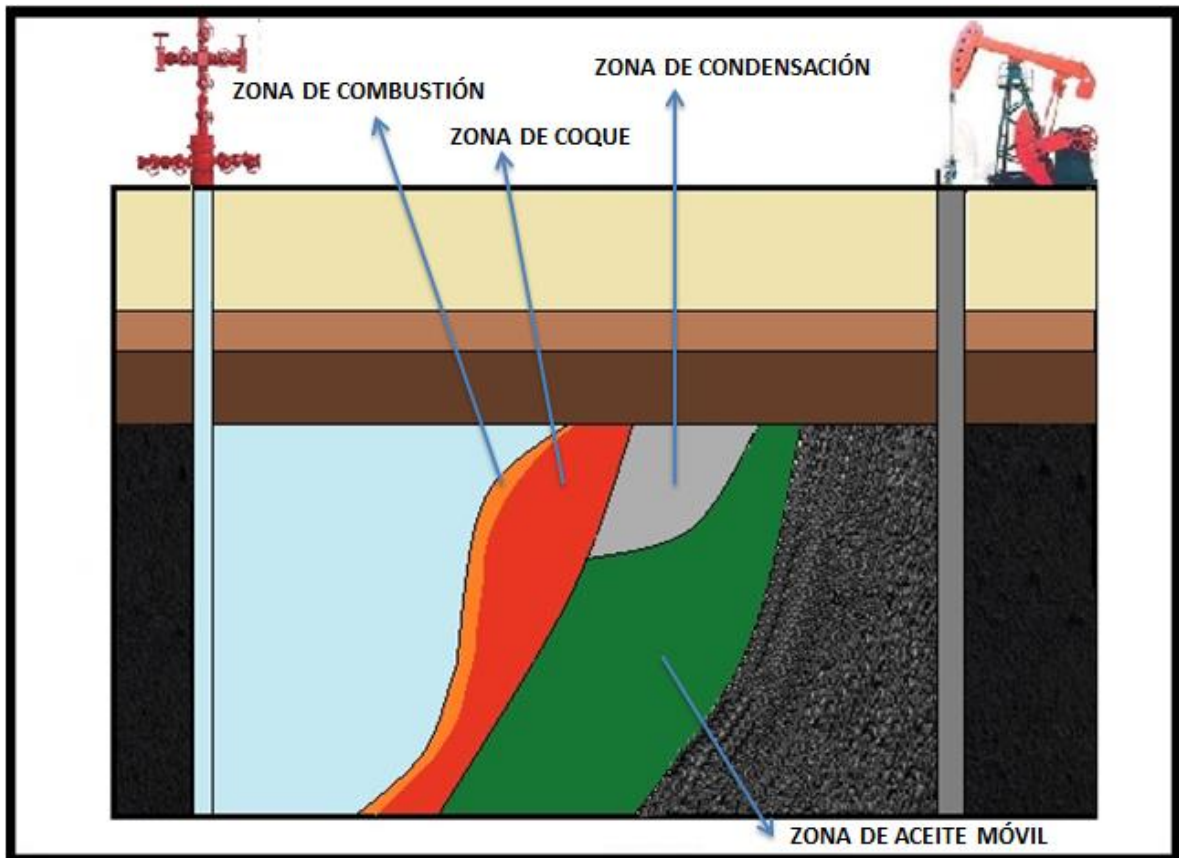
Zona de condensación: en esta sección del yacimiento definida por temperaturas casi constantes en el rango de 350 a 600 °F, se presenta la condensación del gas de hidrocarburo liberado en las zonas precedentes para reincorporarse o disolverse en el crudo a causa de los bajos gradientes de presión establecidos¹⁸. La temperatura de esta zona depende de la presión parcial del agua en la fase gaseosa.

Banco de aceite: en la zona de banco de aceite está contenida la mayor parte del aceite desplazado, incluyendo la mayor parte de los componentes livianos resultantes del craqueo térmico. Es en sí la zona de fluido móvil en el yacimiento.

¹⁷ MAMORA, Daulat D. Kinetics Of In-Situ Combustion. Mayo 1993, p 5.

¹⁸ BURGER, J. SORIEAU, P. "Thermal Methods of oil Recovery". Paris, Editions Technip 1985.

Figura 1. Zonas presentes en el proceso de combustión in situ.



2.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En el proceso se generan diferentes fenómenos que ayudan al desplazamiento del fluido, aunque tal vez parezca el más notorio la reducción de viscosidad por la liberación de calor producto de la reacción, conduciendo esto a un upgrading (mejoramiento) del crudo *in situ*. Sin embargo, como producto de la reacción también está el fraccionamiento de extensas cadenas de hidrocarburos, resultando en fluidos más móviles. La generación de gases de combustión produce desplazamiento tanto por hinchamiento como por arrastre de gases de chimenea (productos de combustión). En el yacimiento ocurre también condensación, mecanismo que contribuye a una recuperación adicional del

hidrocarburo e inclusive se puede llegar a tener desintegración catalítica. Todo esto contribuye a que el proceso de combustión in situ tenga una mayor eficiencia de desplazamiento cuando ocurre de forma correcta. Cabe aclarar que no siempre todos los mecanismos están presentes en el proceso, sin embargo en la medida que se desarrolle cada uno de ellos, mayor será el aporte en cuanto al porcentaje de hidrocarburo recuperado.

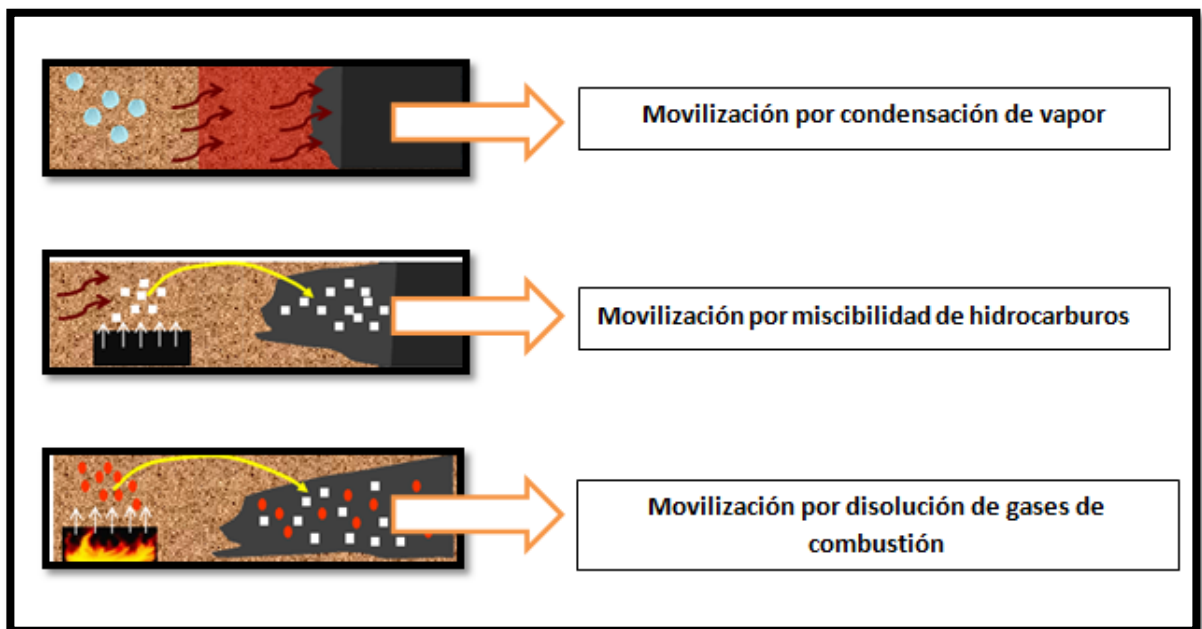
De acuerdo a las condiciones de yacimiento una fracción de los gases producidos por las reacciones de combustión y los compuestos inertes del aire se mezclarán en el crudo y tendrán un efecto favorable para la extracción del hidrocarburo. El CO₂ y el N₂ son los gases de mayor importancia para este caso.

Desplazamiento por Nitrógeno En general, cuando en un yacimiento se inyecta N₂, éste forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora —enriquecido, continúa su movimiento y va contactando crudo de manera que más volátiles son producidos enriqueciéndolo aún más. Como consecuencia, el frente de gas puede alcanzar tan alto grado de enriquecimiento que se convierte en solución o se hace miscible en el crudo de la formación formándose una mezcla entre los dos fluidos. La inyección continua de aire proveerá la fuente de Nitrógeno necesaria para el desplazamiento del frente miscible a lo largo del yacimiento.

Desplazamiento por CO₂. El dióxido de carbono en estado líquido es el agente preferido para el recobro mejorado de petróleo, pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso. El desplazamiento miscible con CO₂ es similar al empuje por gas vaporizante (N₂) pero en este caso se extraen un mayor rango de hidrocarburos. El CO₂ reduce la viscosidad (efecto muy importante en crudos pesados) y a su vez, de acuerdo a la calidad del crudo ejercerá un desplazamiento miscible. La fuente de CO₂ en un proceso de Combustión *In Situ* siempre será continua desde que el frente de combustión no sea sofocado.

Desplazamiento por efectos térmicos. Este tipo de desplazamiento está soportado por efectos complejos desencadenados por las reacciones químicas típicas de un proceso CIS. Cuando la ignición espontánea o artificial toma lugar, se desencadenan reacciones exotérmicas de combustión que de inmediato disparan el perfil de temperatura, y el crudo presente queda expuesto a diversos procesos de variación composicional. En las cercanías del frente de combustión las condiciones de temperatura generan la evaporación de los componentes livianos del crudo que fortalecen el empuje por gases. Pero el efecto más importante es el movimiento de crudo debido a la destilación provocada por el gradiente de temperatura en la zona inmediatamente aledaña al frente, que hace que el crudo caliente avance y contacte aquel aceite frío y se den procesos físicos similares a aquellos que ocurren en la inyección de disolventes calientes.

Figura 2. Mecanismos de desplazamiento.



2.3 ASPECTOS QUÍMICOS EN EL PROCESO

Durante el proceso de combustión in situ se desarrollan una serie de reacciones químicas, induciendo al calentamiento del sistema. Estas ocurren en diferentes rangos de temperaturas y se pueden describir como:

2.3.1 Reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO). Durante el desarrollo del proceso, los hidrocarburos inicialmente presentes en el yacimiento sufren dos tipos de reacciones exotérmicas al contacto con el oxígeno dependiendo de las temperaturas de la zona. Las reacciones que ocurren por debajo de 400°F son definidas como LTO (oxidación a baja temperatura) y las que ocurren por encima de esta temperatura son llamadas HTO (oxidación a alta temperatura). A diferencia de las HTO las cuales producen principalmente CO₂, CO y H₂O, las llamadas LTO son reacciones heterogéneas que producen agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes, hidroperóxidos y coque en pequeñas cantidades. Por este motivo estas reacciones también se conocen como reacciones de adición de oxígeno. Las LTO ocurren incluso a bajas temperaturas de yacimiento y son causadas por la disolución del oxígeno en el crudo.

Entre los factores que estimulan el desarrollo de estas reacciones están la baja tasa de aire que contacta el crudo producto de las heterogeneidades del yacimiento y la canalización del oxígeno. Estas reacciones son indeseables porque aumentan la viscosidad y la densidad lo cual a su vez afecta el recobro. Las reacciones LTO generalmente se describen como sigue:



2.3.2 Reacciones de pirolisis (IT). Cuando la temperatura del yacimiento se eleva, el aceite sufre un cambio químico llamado pirolisis. Las reacciones de pirolisis, son reacciones de depositación de combustible (coque, carbón pesado). Son sumamente importantes porque generalmente se les atribuye la depositación del combustible (coque) para la subsecuente combustión. Estas reacciones son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas involucran tres reacciones: deshidrogenación, craqueo y condensación. En la deshidrogenación los átomos de hidrógeno son removidos desde las moléculas de hidrocarburos mientras los átomos de carbono quedan intactos. En las reacciones de craqueo, los enlaces carbono-carbono de los hidrocarburos más pesados son rotos resultando en moléculas más pequeñas. En el caso de las reacciones de condensación, se da un aumento en el número de átomos de carbono en las moléculas incentivando la formación de hidrocarburos pesados ricos en carbono. La naturaleza de estas reacciones depende directamente de la composición del crudo en sitio.

En estudios hechos en laboratorios de combustión de la Universidad de Stanford¹⁹, se observó que la destilación del crudo a bajas temperaturas juega un papel muy importante en la forma, naturaleza y extensión de las reacciones de craqueo y formación de coque. Altas presiones de operación, generalmente lideran la formación de combustible pobre en hidrógeno.

Investigaciones realizadas en la universidad de Calgary²⁰ que han estudiado por más de veinte años la combustión in situ, describen las reacciones de pirólisis del bitumen como:

Bitumen → Máltenos

Máltenos → Asfáltenos

Asfáltenos → Coque

¹⁹ SARATHI. Op. Cit., p. 42

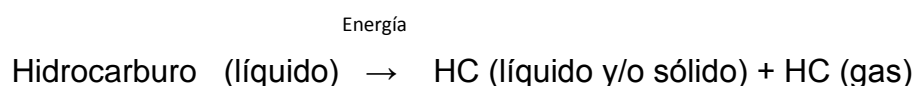
²⁰ OLUROTMI G. Op. Cit., p. 29

Asfáltenos → Gas

Los máltenos son fracciones del crudo solubles en pentano y tolueno y que pueden además ser separados en saturados, aromáticos y resinas usando cromatografía líquida. Los asfáltenos son fracciones del bitumen solubles en tolueno pero insolubles en pentano. El coque está definido como la fracción insoluble en tolueno. El craqueo térmico de asfáltenos para la formación de coque requiere un periodo largo de tiempo. Este periodo de tiempo decrece cuando las temperaturas de craqueo incrementan²¹.

Para otro tipo de compuestos como Las parafinas, ellas no sufren condensación. En un rango de 700 a 1250°F ellas sufren deshidrogenación y/o craqueo térmico dependiendo del tamaño de las moléculas. En general del metano al butano sufren deshidrogenación y las moléculas más grandes sufren craqueo. Las moléculas deshidrogenadas se recombinan a moléculas más pesadas que eventualmente conllevarán a la formación de coque. De esta manera moléculas de cadenas rectas a menudo producen coque y considerables cantidades de hidrocarburos volátiles después de un prolongado calentamiento. El coque se define como la fracción de crudo insoluble al tolueno y que generalmente contiene 80-90 % en Carbono y 3-9% en Hidrógeno. Los compuestos aromáticos sufren preferencialmente condensación en vez de reacciones de craqueo en rangos de 1200 a 3000°F. En las reacciones de condensación los débiles enlaces C-H de las moléculas cíclicas son rotos y reemplazados por un enlace C-C más estable y forma una molécula poliaromática menos hidrogenada. Cuando estas fracciones son expuestas por largos periodos a intensas temperaturas puede formar macromoléculas como el grafito.

La representación esquemática de estas reacciones se muestra a continuación:



²¹ BELGRAVE. Op. Cit., p 10

2.3.3 Oxidación a altas temperaturas (HTO). La reacción entre el oxígeno en el aire inyectado y el coque a temperaturas por encima de 650°F es a menudo referida como oxidación a alta temperatura (HTO) o reacción de combustión²². El Dióxido de carbono, monóxido de carbono y agua son los principales productos de estas reacciones. Las HTO son reacciones heterogéneas (gas-sólido y gas-líquido) y son caracterizadas en su mayoría por el consumo de todo el oxígeno en fase gaseosa. El calor generado por estas reacciones provee la energía térmica necesaria para sostener y propagar el frente de combustión y generalmente son las reacciones que se desean en proyectos de Combustión In Situ.

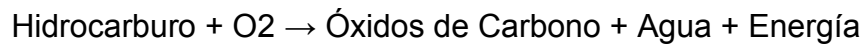
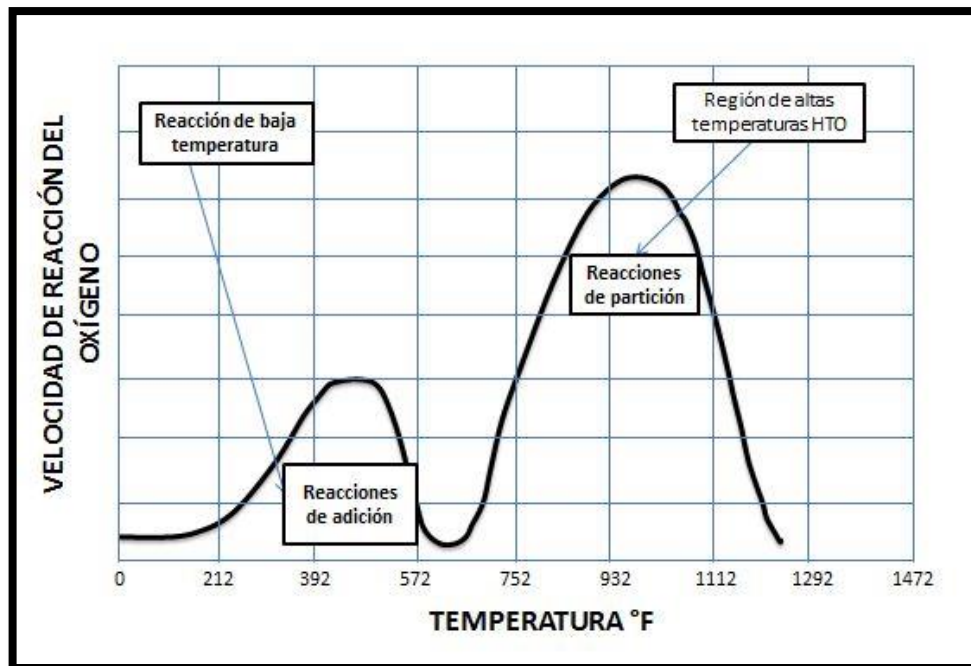


Figura 3. Perfil de temperatura de una combustión seca mostrando el efecto de la temperatura sobre la tasa de consumo de oxígeno para crudos pesados.



Fuente: Tomado y modificado de JCPT, Vol. 48, No. 4. 2009.

²² SARATHI, Op. cit., p. 42.

2.4 TIPOS DE COMBUSTION

La Combustión *in Situ* presenta dos modificaciones con respecto a la dirección de propagación del frente, *combustión frontal* y *combustión en reversa*. Además, para el caso de la combustión frontal puede categorizarse en *húmeda* o *seca* dependiendo de los fluidos que se inyectan para el sostenimiento del frente.

2.4.1 Combustión frontal

La combustión *in situ* presenta dos modificaciones con respecto a la dirección de propagación, húmeda y seca.

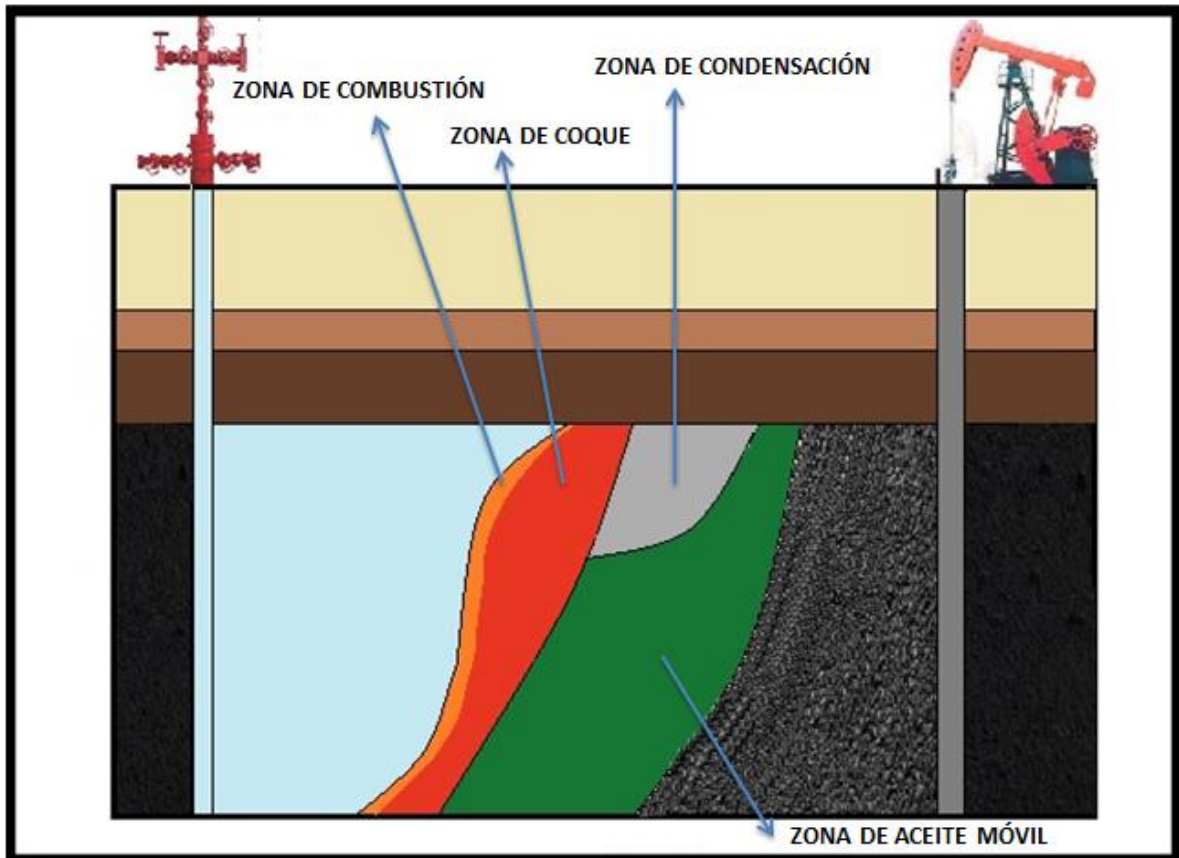
2.4.2 Combustión seca

Es el modo de combustión *in situ* más antiguo. Es llamado combustión seca debido a que la inyección es sólo de aire o gas con alto contenido de oxígeno, es frontal debido a que el proceso de ignición se realiza cerca al pozo inyector y el movimiento se mantiene en la misma dirección del fluido de inyección hasta el pozo productor.

Durante el proceso inicialmente es inyectado aire o cualquier gas con contenido de oxígeno que al hacer contacto con el hidrocarburo desencadena reacciones de oxidación liberando energía y propician las condiciones para generar un frente de combustión por medio de calentadores eléctricos, quemadores a gas o cualquier otro medio que propicie una fuente de ignición, algunas veces se logra la ignición espontánea cuando el yacimiento presenta temperaturas superiores a 180 ° F. Una vez se logra la ignición la velocidad del frente comienza y desarrolla zonas caracterizadas del yacimiento por determinados procesos físicos y químicos como transferencia de calor y materia²³.

²³ SARATHI, partha. *in situ* combustion handbook. principles and practices. Oklahoma: 1999, 25p.

Figura 4. Proceso de combustión in situ seco.



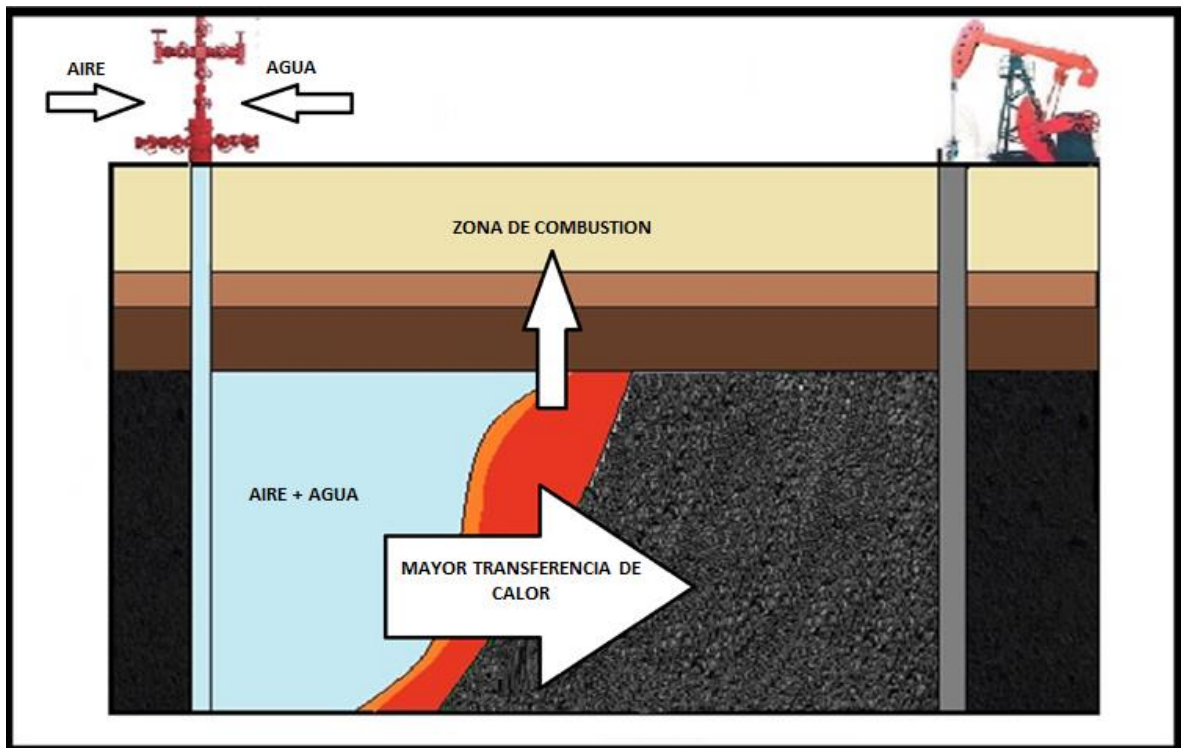
2.4.3 Combustión húmeda

En este tipo de combustión se aprovecha la capacidad calorífica y calor latente de vaporización del vapor ya que son mucho más altos que los del aire, por lo tanto se aprovechan sus propiedades para la transferencia de energía desde la roca hacia el vapor con el fin de ayudar al desplazamiento del petróleo *in situ*.

El proceso de combustión húmeda se basa en la inyección alternada o simultánea del agua con el aire para mejorar la eficiencia térmica. En esta modalidad de

combustión *in situ* la velocidad del frente de combustión y el comportamiento del desplazamiento está asociada principalmente con el agua inyectada y el aire inyectado. El agua toma el calor de la zona quemada, se vaporiza, pasa a través del frente de combustión intercambia energía con el petróleo y se condensa en la sección más fría del yacimiento²⁴.

Figura 5. Proceso combustión in situ húmeda.



2.4.4 Combustión en reversa

La combustión en reversa es una modificación de la combustión *in situ* que soluciona la posibilidad de bloqueo de líquido en los pozos productores. Problema que consiste en que el crudo pesado de poca movilidad se acumule en los alrededores del pozo e impida el desplazamiento del aceite caliente desplazado por el proceso. En la combustión en reversa ocurre el proceso de ignición cerca del pozo productor, así que el frente de combustión se mueve del pozo productor

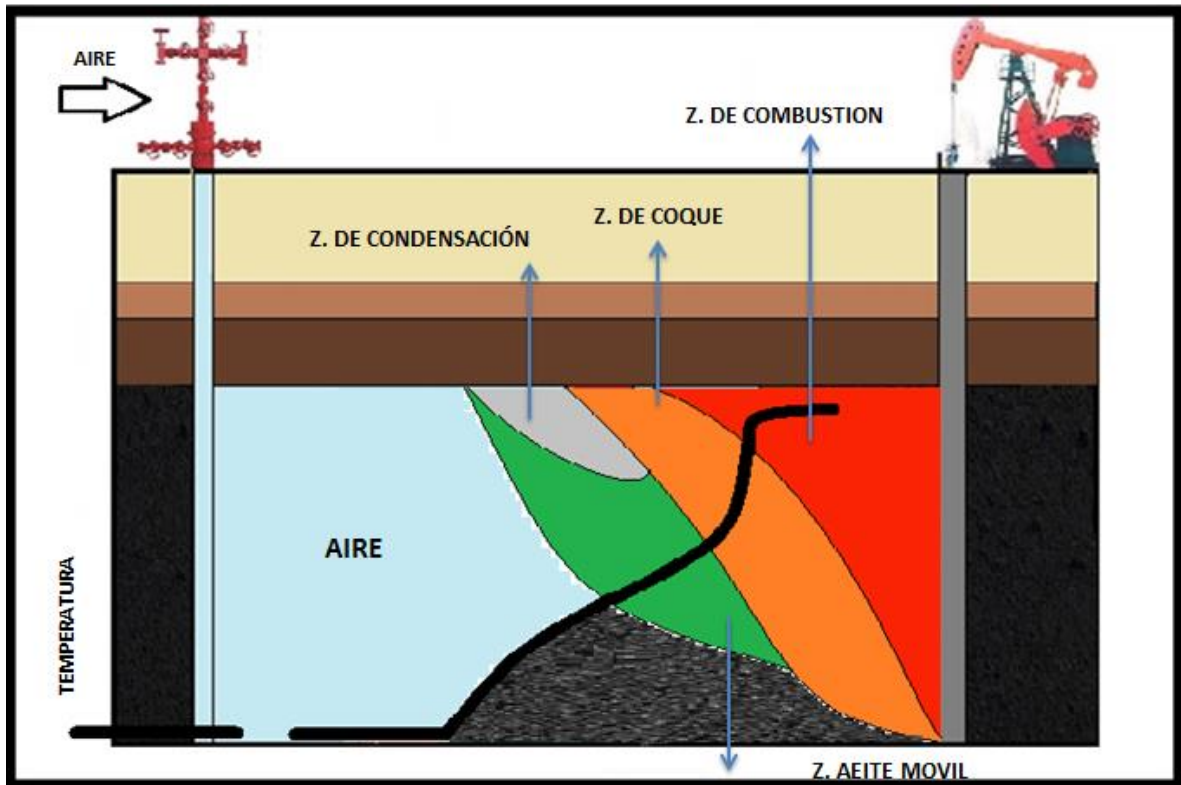
²⁴ NAVAS REYES, Yorleth. Metodología para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a un proceso de combustión in situ. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander, 2009.

hacia el inyector, mientras el aire es inyectado en la dirección opuesta moviéndose de izquierda a derecha.

Esta técnica podría ser una manera muy útil para producir crudos muy pesados con alta viscosidad sin embargo la combustión en reversa no ha sido un éxito económico por dos razones:

1. La combustión comienza en el productor por lo tanto los fluidos producidos se encuentran calientes y en algunas ocasiones contienen oxígeno que no ha reaccionado con el aceite, estas condiciones requieren revestimientos especiales de alto costo para proteger la integridad del sistema de producción con la corrosión y las altas temperaturas, además se requiere de más oxígeno para propagar el frente comparado con la combustión frontal.
2. Componentes pesados del coque sin reaccionar quedaran en la zona quemadas del yacimiento algún tiempo después del inicio del proceso, el coque empezará a quemarse con una alta tasa de generación de calor pero poca producción de aceite.

Figura 6. Proceso de combustión in situ en reversa.



2.5 PARÁMETROS OPERACIONALES INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU.

Los parámetros operacionales involucrados en el proceso de combustión *in situ* son los siguientes: Tasa de inyección, presión de inyección, contenido de combustible, espaciamiento entre pozos, requerimiento de aire, relación agua-aire. Por lo tanto este capítulo está enfocado en la recopilación de información de los principales estudios, que se encuentran reportados en la literatura acerca del proceso de combustión in situ.

2.5.1 Tasa de inyección La tasa de inyección tiene un efecto significativo sobre la cinética de la reacción, por lo cual resulta un parámetro de vital importancia que va a determinar el éxito o el fracaso técnico del proyecto. Se esperaría que una alta tasa de inyección aumente la velocidad de reacción (puesto que está afectando directamente la presión parcial del oxígeno, y genera un aumento de las colisiones efectivas), dando lugar a una rápida reacción en modo de baja temperatura LTO (Reacción de adición), pasando posteriormente a reacción de pirolisis donde se forma el coque. Este combustible depositado, junto con una gran proporción de oxígeno genera el frente de alta temperatura que desplazara el crudo hacia los pozos productores.

2.5.1.1 Importancia de la cinética de la reacción.

Es importante estudiar la cinética de la reacción por las siguientes razones:

1. Para obtener los parámetros de modelado, tales como la energía de activación, el orden de la reacción, y el factor pre-exponencial. Tales valores son necesarios para los estudios de modelamiento numérico y también pueden ser útiles para calcular los requerimientos de energía de encendido o el periodo de inducción de encendido. Para ellos se utiliza la ecuación 1, basada en la linealización de la ecuación de Arrhenius.

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

k=Constante cinética (Depende de la temperatura).

A=Factor de frecuencia, indica la frecuencia de las colisiones.

Ea=Energía de activación.

R=Constante universal de los gases.

T=Temperatura absoluta.

2. Para identificar los regímenes de la reacción. Es decir si es de baja temperatura (LTO) o de alta temperatura (HTO). LTO comienza a la temperatura de ignición del aceite y se extiende desde 300-350 °C. HTO inicia cuando termina LTO y se extiende desde 400-500°C para crudos livianos, y hasta 700°C para crudos pesados.
3. Para determinar la posibilidad de que ocurra una ignición espontánea, manteniendo el crudo en contacto con el aire a las condiciones del yacimiento.

Existen diferentes estudios los cuales sugieren que un aumento en la tasa no solo influye manera positiva en el proceso; puesto que existe la posibilidad que tenga efectos negativos, debido a la tasa de inyección determina la velocidad de la zona de combustión, la tasa de producción de fluidos y el radio de extensión de la zona de combustión.

Según estudios de laboratorio y experiencias en campo, Nelson & McNeil²⁵ proponen que la tasa de inyección de aire está regida e influenciada por tres factores:

2.5.1.2 Velocidad de avance del frente de combustión: La cual es directamente proporcional a la tasa de inyección, ya que si el frente de combustión se mueve rápidamente, se debe inyectar a una mayor tasa. La velocidad del frente de combustión debe ser equilibrada permitiendo que en el yacimiento se queme adecuadamente el combustible y por lo tanto el frente de combustión mantenga un comportamiento adecuado, permitiendo que las tasas de producción del aceite

²⁵ NELSON, T. W.; MCNEIL, Op.Cit. —How to Engineer a Combustion In Situ Project .1961

sean mayores. Este máximo está limitado por la posibilidad de manejo que tengan los pozos productores del aceite. Es decir mientras se pueda inyectar a altas tasas de flujo el impedimento que se puede tener al producir mayor cantidad de aceite será que los pozos productores tengan la capacidad de manejar la cantidad de aceite producido y además que se pueda tratar la cantidad de aceite que se produce en superficie.

Por otra parte, la velocidad del frente de avance de combustión debe ser tan baja que requiera un mínimo de aire, el cual es suficiente para mantener la combustión estable. Las experiencias de campo han mostrado que los valores de la velocidad de avance del frente de combustión están entre 0.5 y 0,125 pies por día. Cabe resaltar que estos valores se encuentran asociados a espesores de formación entre 20 y 30 pies.

2.5.1.3 Eficiencia volumétrica de barrido (Ev): Esta representa la falta de combustión en ciertas regiones. Se puede presentar que en ciertas áreas del yacimiento debido a la deficiente eficiencia de barrido, no se genere la combustión.

2.5.1.4 Condiciones operacionales: Se deben tener en cuenta para la planeación del calendario de inyección de aire del proyecto, debido a que la tasa varía a medida que transcurre el proyecto.

2.5.2 Presión de inyección: La presión de inyección es un parámetro importante involucrado en los costos de compresión de aire. En crudos pesados, la alta viscosidad del aceite presenta gran resistencia al flujo, de manera que es importante tener altos gradientes de presión entre el pozo inyector y productor para permitir el movimiento del frente de combustión, igualmente es necesario mantener dicha presión para la recuperación de fluidos, lo cual incide directamente en la presión de descarga del compresor. Cabe resaltar que la presión de inyección no debe exceder la presión de fractura de la formación, debido a que la existencia de fracturas permite la canalización del aire evitando que entre en contacto con el combustible.

Nelson y McNeil en base a varias pruebas de campo, propusieron una fórmula para determinar la presión de inyección (psia), (ecuación 3), Capaz de mover los fluidos desde el pozo inyector al pozo productor, la cual está relacionada con la temperatura del yacimiento (°F), el espesor de la formación (pies), el radio del pozo (pies), la viscosidad del aire (cP), tasa de inyección del aire (scf/d), espaciamiento entre pozos (pies), permeabilidad efectiva al aire (mD), presión del pozo productor (psia), velocidad del frente de combustión (pie/d) y tiempo para alcanzar la máxima tasa de aire (d).

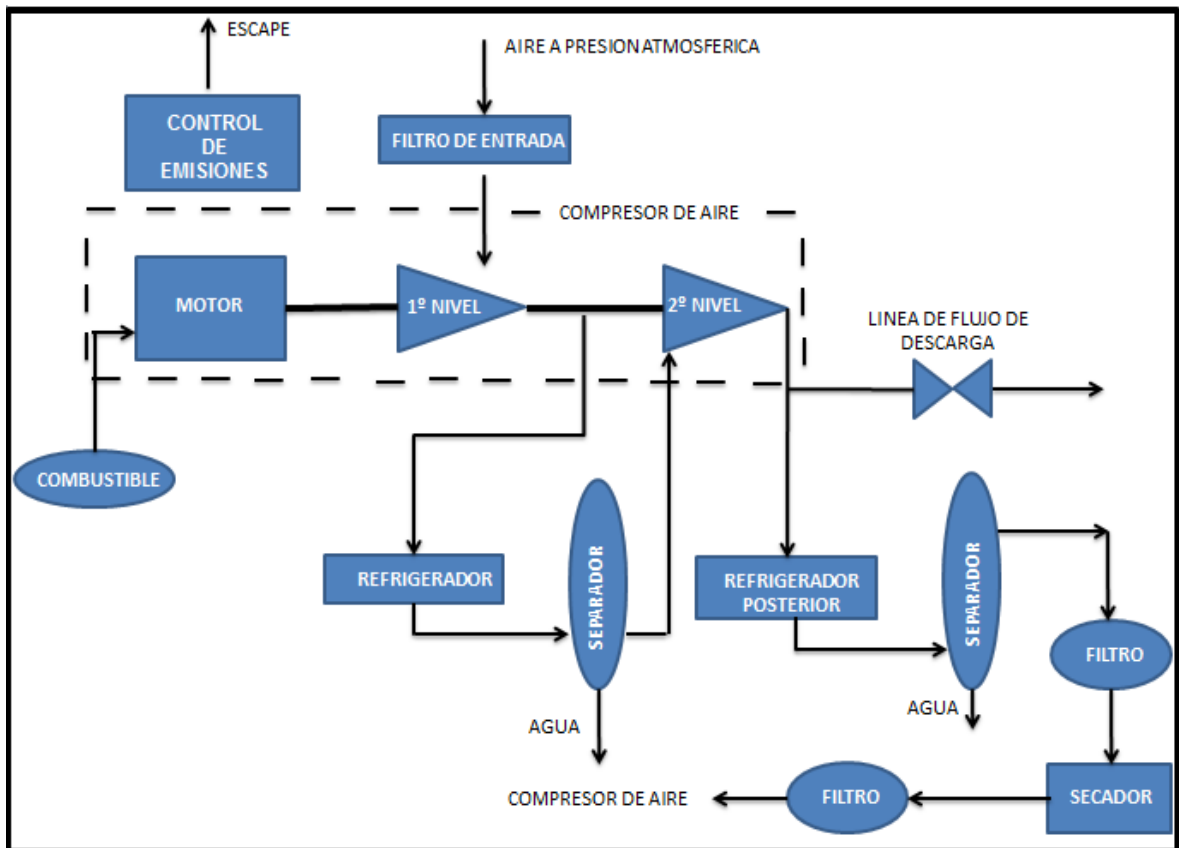
$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \frac{i_a \mu_a (T + 460)}{0.703 k_a h} \left[\ln\left(\frac{a^2}{r_w V_b t}\right) - 1.238 \right] \quad (3)$$

En crudos pesados, la alta viscosidad del aceite presenta gran resistencia al flujo, de manera que es importante tener altos gradientes de presión entre los pozos permitiendo el movimiento del frente.

De la presión de inyección dependerá el tamaño y el tipo de compresor a usar en el desarrollo de un proyecto de combustión in situ.

El papel de una planta de compresión de aire en un proyecto de CIS es proporcionar de forma económica y continua aire limpio, seco, de alta presión y a la velocidad requerida para apoyar y mantener la combustión, además debe cumplir con los requisitos ambientales y de seguridad. Una planta de compresión consiste esencialmente en uno o más compresores con una fuente de alimentación, sistema de control, filtro de aire de admisión, separadores, filtros, secadores, tanques de almacenamiento de combustible y de aceite lubricante, interconexiones de tuberías, equipos de control de emisiones de escape, y un sistema de distribución para llevar el aire a los pozos de inyección. En la figura 7 se muestra de manera esquemática una planta de compresión.

Figura 7. Planta de compresión utilizada en combustión in situ.



El compresor de aire es el corazón del sistema de aire comprimido y la selección del sistema de compresión adecuado es fundamental para un funcionamiento sin problemas. Los compresores varían ampliamente en el diseño o tipo, cada uno con un conjunto fijo de características de funcionamiento. Es deber del ingeniero de proyectos especificar cuál es el tipo de compresor que más se adapta a las necesidades del proyecto. El compresor de aire es costoso y complicado para especificar, adquirir, operar y mantener. Para lograr el rendimiento esperado, se debe tener cuidado en la selección de equipos, el trazado y la instalación correcta, y luego mantener el sistema en las condiciones óptimas de funcionamiento.

2.5.2.1 Tipos de compresores

El compresor es un dispositivo mecánico utilizado para elevar la presión de un fluido compresible, en este caso, aire. Mientras que los compresores se fabrican en una variedad de tipos, tamaños y configuraciones físicas, todos ellos utilizan uno de los dos métodos básicos para comprimir el gas:

1. Reducción del volumen. (Conocidos como compresores de flujo intermitente, también se conocen como compresores de desplazamiento positivo, de los cuales hay dos tipos distintos: alternativos y rotativos).
2. El aumento de su velocidad y posteriormente la conversión de la energía de la velocidad (cinética) en energía de presión. (Conocidos también como compresores de flujo continuo se subdividen en dos grupos básicos: dinámicas y térmicas). En la figura 8 se muestran los principales tipos de compresores. En la figura 9 se muestran los rangos típicos de operación de varios tipos de compresores.

Figura 8. Tipos de compresores.

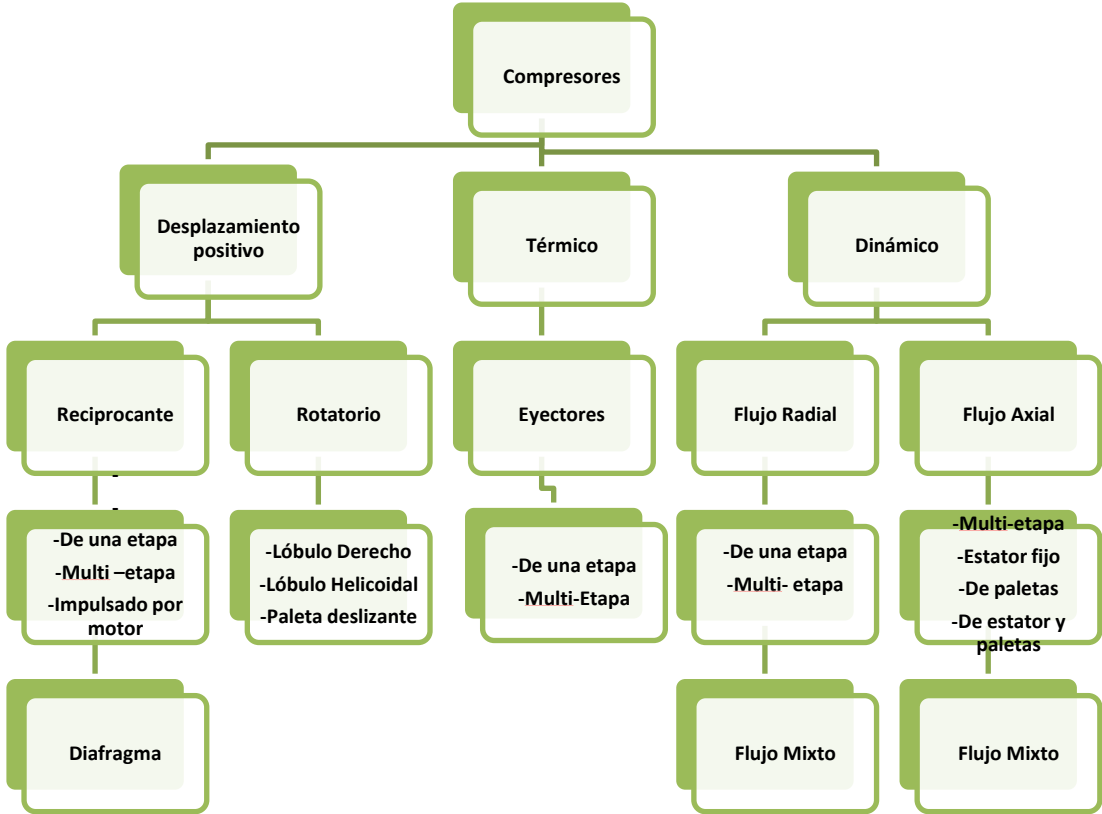
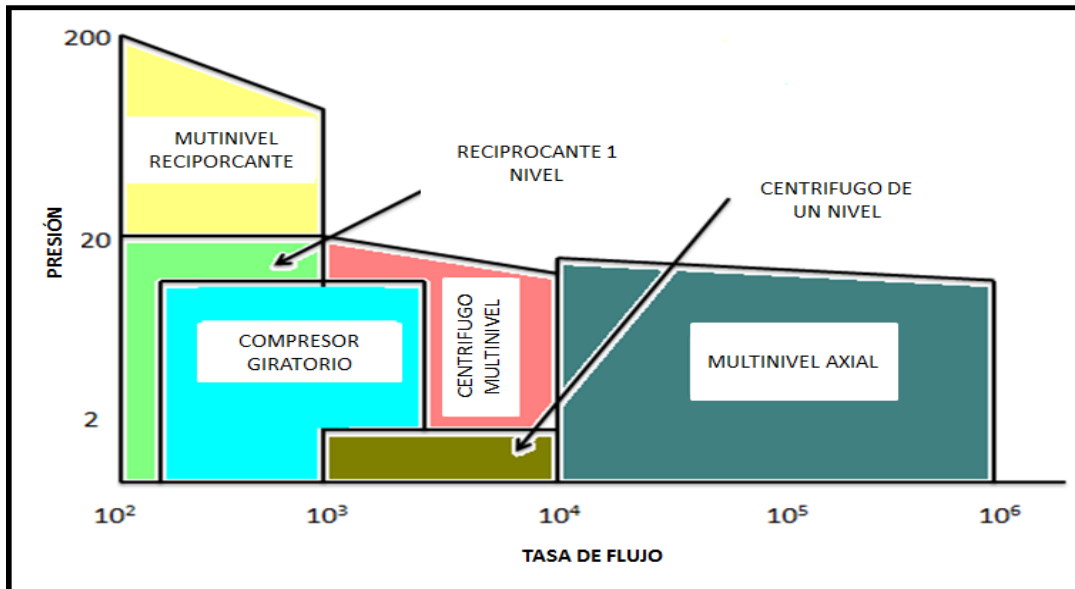


Figura 9. Rangos típicos de operación de diferentes compresores.



Fuente: Tomado de Sarathi, modificado por: Los autores.

2.5.3 Contenido de combustible: Es un factor preponderante para el desarrollo de un proceso de Combustión In Situ. Es la cantidad de coque depositado por unidad de volumen de roca (lb/pie³), el cual consiste de fracciones pesadas de hidrocarburo, dejadas como residuo carbonífero producto de la destilación y craqueo térmico. La combustión del coque es la principal fuente de energía en el proceso de combustión in situ, ya que la combustión debe ser sostenida, se debe tener en cuenta la velocidad a la que se forma el coque y la velocidad a la que se quema este. Ya que no es fácil volver a establecer el frente de combustión después de que este se apaga. Se deben estudiar los mecanismos mediante los cuales la combustión puede ser sostenida²⁶. La cinética del proceso juega un papel dominante en la determinación de si el frente de combustión puede ser auto-sostenido. Este proceso ha sido estudiado ampliamente en el laboratorio y en estudios de campo. La mayoría de los estudios de laboratorio llevados a cabo han llevado a determinar el efecto de los parámetros cinéticos generales en las

²⁶ ALEXANDER., John, MARTIN, L., DEW, John. Factors Affecting Fuel Availability and Composition during In Situ Combustion. SPE 296, 1962.

pruebas de tubo de combustión. Además se han desarrollado diferentes modelos matemáticos para predecir las características relacionadas con el proceso²⁷. Un modelo cinético significativo es necesario para poder hacer una predicción significativa de los modelos matemáticos. La literatura²⁸, indica que el modelo cinético refleja el efecto del área sobre la superficie de la arena, y sobre la presión de yacimiento parcial de oxígeno, además del efecto de la presión sobre el contenido de aceite en la matriz.

La combustión del coque es una reacción heterogénea. Se espera que la constante de velocidad de una reacción heterogénea sea función del área superficial de la matriz, de la superficie (forma) del grano, y de la presión parcial de oxígeno o el gas que fluye. Este efecto se refleja no solo en la cinética de combustión del coque, sino también, en la evaluación económica del proyecto, debido al costo que acarrea la compresión de aire.

El contenido de combustible, depende de un conjunto de propiedades roca-fluido, tales como: porosidad, permeabilidad, textura, composición, saturación de aceite y de la temperatura en la zona de combustión.

Este parámetro es muy sensible a consumo de oxígeno por reacciones de oxidación a bajas temperaturas, y solamente en el caso de altas temperaturas de combustión es un indicador de la actual cantidad de aceite el cual no es disponible para recobro. Mayor consumo de oxígeno durante las LTO produciría mayor cantidad de compuestos oxigenados, mayor cantidad de la necesaria de coque es formada gracias a la oxigenada del crudo.

La cantidad de combustible quemado por unidad de volumen de yacimiento, determina cuanto calor se genera, la cantidad de aire requerido, la velocidad de

²⁷ FASSIHI, M.R., BRIGHAM, W.E., AND RAMEY, H.J. JR. "Reaction Kinetics of In-Situ Combustion: Part I- Observations," *SPEJ* (Aug. 1984) 399-407.

²⁸ VOSSOUGH, S., BARTLETT, G.W., AND WILLHITE, G.P.: "Prediction In Situ Combustion Process Variables by Use of *TGAIDSC* Techniques and the Effect of Sand-Grain Specific Surface Area on the Process," *SPEJ* (Oct. 1985) 656-64; *Trans.*, AIME, 279.

avance del frente de combustión, e incluso estimativos del tiempo de vida del proyecto y el aceite potencialmente recuperable. La pregunta es ¿cuál debería ser el valor del contenido de combustible para lograr un buen desempeño del proceso?. No es sencillo de responder debido a que depende de una serie de factores que podrían favorecer o no la combustión; por ejemplo, si el contenido de combustible es bajo, no se generará suficiente calor en el yacimiento para que se mantenga la combustión, al contrario, si este valor es alto, el proceso no será viable económicamente debido al elevado requerimiento de aire, altos costos de compresión y baja producción de aceite.

Siguiendo el desempeño de los campos sometidos a CIS, aquellos que fueron éxitos o fracasaron, se encontró un rango de contenido de combustible depositado entre 1.5 y 2.5 lb/pie²⁹. Siendo mayor en crudos pesados y viscosos.

2.5.3.1 Los factores que afectan el contenido de combustible se describen a continuación:

- ✓ *Gravedad del crudo.* La gravedad API parece ser un indicador satisfactorio del contenido de combustible para la Combustión In Situ. Según pruebas de laboratorio y análisis de campo, su valor aumenta con la disminución en la gravedad API, disminución en la relación H/C e incremento en la viscosidad. Para procesos donde se lleva a cabo combustión húmeda, el contenido de combustible disminuye cuando la relación agua/aire aumenta.

- ✓ *Temperatura.* Para demostrar el efecto de la temperatura sobre la depositación de combustible, Continental Oil Co. llevó a cabo una serie de procedimientos experimentales, usando un crudo de 21.8 °API mezclado con arena Ottawa. Los resultados obtenidos mostraron un incremento lineal

²⁹ ALI, Farouq. Practical Heavy Oil Recovery. 1997. p 8-3.

en la disponibilidad de combustible, desde cero con temperatura de 300 °F hasta un porcentaje en peso máximo de 1.75 a 650°F, y una disminución asintótica alrededor de 1.15 a 1000 °F (Figura 6). Por consiguiente, las reacciones que ocurren en rangos de temperatura entre 650 y 1000°F, se pueden llamar reacciones de combustión pura, debido a que todo el hidrocarburo se consume sin dejar aceite residual en los granos de la roca, obteniendo como principales productos de la reacción óxidos de carbono y agua³⁰. Mientras que las reacciones por debajo de 650°F son reacciones de oxidación a baja temperatura dando como resultado hidrocarburos oxigenados, los cuales son más viscosos, menos volátiles y más densos que el crudo inicial. De esta manera, los experimentos mostraron que la cantidad de combustible es función de la oxidación a bajas temperaturas.

- ✓ El proceso de la Combustión In Situ se ve influenciado por la naturaleza y composición de la roca; afectando directamente la tasa de depositación de combustible. Hardy et al³¹. y Vossoughi et al.³² concluyeron a partir de pruebas de laboratorio, que la depositación de combustible es baja en arenas limpias, debido a un número de factores como la disminución de la adsorción de combustible en la superficie de la arena. Bousaid y Ramey³³ también notaron el efecto catalítico de las arcillas presentes (Caolinita e Illita) y observaron una reducción en la energía de activación con el aumento en el contenido de arcillas, favoreciendo de esta manera la depositación de combustible. Por su parte, Monin y Audibert³⁴ concluyeron

³⁰ ALEXANDER., John, MARTIN, L., DEW, John. Factors Affecting Fuel Availability and Composition during In Situ Combustion. SPE 296, 1962.

³¹ HARDY, W., et al. In Situ Combustion in Thin Reservoir Containing High Gravity Oil. En: JPT. Febrero, 1972, p. 199-208.

³² VOSSOUGH, S., et al. Automation of An In Situ Combustion Tube an Study of the Effect of Clay on the In Situ Combustion Process. SPE, Agosto, 1982. p. 493-502

³³ BOUSAID, I., y RAMEY, H. Oxidation of Crude Oils in Porous Media. SPE, 1968. p.138.

³⁴ MONIN, J. y AUDIBERT, A. Thermal Cracking of Heavy Oil/Mineral Matrix Systems. SPE 16269, 1987.

que la presencia de diferentes minerales en la roca tales como Pirita, Calcita, Siderita y metales pesados promueven las reacciones de craqueo sugiriendo un incremento en la actividad catalítica, lo cual favorece la tasa de formación de coque.

2.5.4 Espaciamiento entre pozos

El término “*espaciamiento de pozos*”, se refiere a la distancia entre pozos vecinos contiguos que producen fluidos de un mismo yacimiento y que forman parte de un sistema reticular. Esa distancia puede ser constante o variable y raras veces es del todo uniforme. Debe establecerse aquí, la diferencia entre el espaciamiento en la superficie y el espaciamiento en el subsuelo, ya que con frecuencia, este último es mayor que el primero, especialmente en campos con yacimientos superpuestos a distintos niveles. Por otra parte, debe mencionarse que el espaciamiento en el subsuelo es el que es objeto de discusión, análisis, investigación y reglamentación; por lo tanto, a menos que se exprese lo contrario, cuando se hable de espaciamiento de pozos, queda sobre-entendido que se refiere al espaciamiento en el subsuelo.

Otro término frecuentemente asociado con el espaciamiento es la “*densidad de perforación*”, el cual se refiere al número de pozos perforados por unidad de superficie, normalmente expresados es pozos por acre. También es común usar el número de pozos por unidad de volumen de roca productora, expresado en pozos por acre-pie. Sin embargo, sería particularmente útil establecer un término o indicador que relacione el número de pozos a perforar por cada millón de barriles de petróleo recuperable, o por cada mil millones de pies cúbicos normales de gas que se extraerán.

Recopilando información y teorías respecto al espaciamiento se pueden generar muchos con logros positivos como también algunos erróneos. Entre estas se encuentran por ejemplo:

En 1924, W.W Cutler³⁵ publicó el primer informe sobre el efecto de espaciamiento en la recuperación final. Este estudio estaba basado en las observaciones de que pozos en áreas de un mismo yacimiento desarrolladas con diferentes espaciamientos tenían recuperaciones diferentes, lo cual llevó a enunciar la siguiente regla: *“Donde existe interferencia de pozos, duplicando la distancia entre los pozos se duplica la recuperación por pozo, pero se reduce a la mitad la recuperación por acre”*.

Este enunciado se conoce como la regla de Cutler y fue generalmente aceptada, considerándose que la misma estaba basada en una ley hidráulica según la cual la energía necesaria para mover un fluido es proporcional a la distancia que éste debe recorrer (Uren 1934). El problema de espaciamiento era tan solo de índole económico, ya que no había discusión sobre criterio de que a mayor número de pozos en un yacimiento correspondía mayor recuperación final. Basados en esta regla se concluyó equivocadamente que *la recuperación final era totalmente dependiente del espaciamiento*, y en consecuencia, muchos yacimientos fueron sobre-perforados.

En 1945 Craze y Buckley³⁶ hicieron un estudio basado en el comportamiento real de 103 yacimientos de petróleo. Para este estudio se separaron los campos de acuerdo al principal mecanismo de producción, empuje por agua y empuje por gas. Ellos concluyeron que para ambos mecanismos *la distancia entre pozos es*

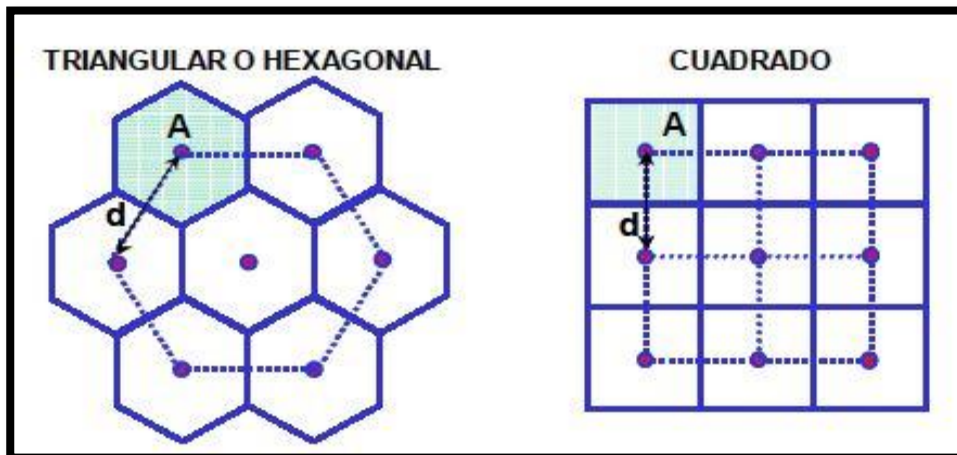
³⁵ Cutter, W.W.: “Estimation of Underground Reserves by Oil-Well Production Curves”, Boletín 228 del Buró de Minas de EE.UU. 1924

³⁶ Craze, R.C., y Buckley, S.E.: “A factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery”. API Drilling and Production practices. 1945.

independiente del recobro, sin embargo la geometría de los yacimientos y la ubicación de los pozos con respecto a esta geometría sí es un factor importante.

Respecto a la distribución en el espaciamiento los arreglos más comúnmente utilizados son el sistema rectangular y el sistema triangular o hexagonal, siendo este último el más utilizado, ya que proporciona un drenaje más efectivo debido a que su forma se asemeja a la de un círculo y a que se puede subdividir en sistemas de espaciamiento más pequeños. La figura muestra estos arreglos con su respectiva área de drenaje.

Figura 10. Tipos de arreglos geométricos para el espaciamiento de pozos.



FUENTE: Gonzalez, L, Espaciamiento óptimo de pozos mediante indicadores económicos, Universidad del Zulia, 2002.

Para la triangular:

$$Ad = 0.000214 * d^2$$

Para el cuadrado:

$$Ad = 0.000247 * d^2$$

Donde “**d**”, representa la distancia horizontal en metros entre pozos (espaciamiento) y “**Ad**”, el área de drenaje de cada pozo en acres. Las constantes numéricas permiten realizar la conversión de unidades entre el sistema inglés y el sistema internacional.

Según Muskat³⁷ el problema de espaciamento consiste en determinar la forma de las curvas de recuperación física y económica en función de densidad de perforación y en determinadas escala de la abscisa en dichos gráficos. En resumen, Muskat dice lo siguiente:

- Ninguna teoría es completamente satisfactoria para predecir la variación de la recuperación física de petróleo con la densidad de perforación.
- Las consideraciones teóricas y de campo no contemplan un mecanismo tal que permita indicar una variación substancial de la recuperación con el espaciamento de pozos.
- Por otra parte, hay suficientes evidencias de que los fluidos de un yacimiento pueden migrar a través de distancias comparables a las dimensiones de un yacimiento.
- No hay observaciones que indiquen que la eficiencia del desplazamiento de petróleo por gas o agua esté afectada por la distancia que estos fluidos deben recorrer desde su lugar de procedencia.
- Se debe esperar que las recuperaciones económicas en yacimientos por empuje de gas en solución aumenten con el incremento de la densidad de perforación, en atención a consideraciones físicas.
- La razón de estas variaciones puede ser muy baja y despreciable o de importancia práctica, según las propiedades del yacimiento y el límite económico de producción.

³⁷ Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production"; New York. 1949.

- En yacimientos con empuje de agua lateral, aun las recuperaciones económicas deberían ser substancialmente independientes de la densidad de perforación.

-La teoría indica que en yacimientos con empuje de agua basal o de fondo las recuperaciones económicas deben aumentar con el aumento de la densidad de perforación.

- En yacimientos anisotrópicos, cuando la permeabilidad horizontal aumenta, las recuperaciones aumentarán muy lentamente, en caso de que varíen, con un aumento de la densidad de perforación, dentro de los límites de variación de espaciamiento utilizados en la práctica.

- Estos efectos son causa de las variaciones en la eficiencia geométrica del desplazamiento y no de la sensibilidad de la eficiencia de desplazamiento a la separación entre pozos.

- Las observaciones de campo, resultados obtenidos en la práctica, no demuestran que la relación entre la recuperación y la densidad de perforación sea inexistente, pero si indican que las características del yacimiento en cuanto a la permeabilidad y viscosidad, las prácticas de explotación y la ubicación de los pozos en general son de mayor importancia que la densidad de perforación en la determinación de la recuperación final.

- Las pruebas negativas sólo fijan el límite superior de las combinaciones de propiedades del yacimiento y sus fluidos que determinan la transmisibilidad de las reacciones de presión.

- En cualquier caso los resultados negativos transitorios en ensayos de corta duración no implican la insuficiencia del espaciamiento en cuanto al drenaje a largo plazo y recuperación de petróleo también a largo plazo.

- El espaciamiento debe ser fijado en base de la continuidad del yacimiento y de los factores económicos que afectan al yacimiento en cuestión.

El trabajo de Muskat es una de los más completos que se hayan publicado hasta la fecha. Destaca que no hay nada determinante en lo que se refiere al espaciamiento de pozos y que además de las consideraciones técnicas, debe considerarse también el aspecto económico.

Para el yacimiento petrolífero o de gas libre cada pozo representa un punto de drenaje. Por tanto, cada pozo debe drenar por sí una cierta área que contiene un cierto volumen del petróleo o gas en sitio.

El espaciado o distancia entre pozo y pozo se selecciona en función de las características del yacimiento, de las propiedades físicas de los hidrocarburos y de aspectos económicos que involucran abrir determinado número de pozos para obtener y manejar determinados volúmenes de producción primaria comercial hasta un cierto límite económico en el tiempo, o sea años de producción.

Generalmente, los pozos quedan dispuestos en una configuración geométrica sobre el terreno. La distancia medida entre pozos indica la supuesta área de drenaje correspondiente a cada pozo. En la práctica se ha constatado que la distancia entre pozos petrolíferos puede ser de 90 a 600 metros, según las características del yacimiento y del crudo. En el caso de un yacimiento de gas la distancia es de unos 1800 metros debido a las características del gas.

Los yacimientos de gas en tierra o costa afuera plantean consideraciones que son comunes, pero los de costa afuera presentan además otros aspectos muy especiales. Por tanto, para este es necesario considerar lo siguiente:

- Profundidad de los yacimientos.
- Extensión de los yacimientos
- Magnitud de las reservas probadas y probables.

- Distancia costa afuera.
- Profundidad de las aguas
- Topografía y características del suelo marino
- Tipos de instalaciones para perforación, producción y manejo del gas costa afuera.
- Alojamiento del personal
- Condiciones de los ambientes marinos y costeros.
- Navegación y transporte de suministro y personal
- Inversiones, costo y rentabilidad.

2.5.5 Relación agua – aire

Cuando la producción del yacimiento cae por debajo de lo económicamente factible y después de haber hecho un estudio de rentabilidad del proceso en los que se incluye los equipos para presurizar e inyectar el gas así como el precio del mismo y el transporte al lugar y los equipos para el manejo del gas producido, se procede con la inyección en el yacimiento a través de un pozo inyector del gas. La tasa de inyección es variable dependiendo de la relación de movilidades de los fluidos y de la permeabilidad de la zona.

Luego de la inyección del gas se procede inmediatamente a inyectar el agua por el mismo pozo a una tasa también dependiente de la movilidad y de la permeabilidad, para permitir el ciclo alterno de gas y agua.

La relación de agua y gas puede ser uno a uno, sin embargo, el costo del gas puede hacer que esta relación cambie hasta 3:1 en algunos casos.

En las pruebas en laboratorio se reproducen los parámetros de porosidad, permeabilidad, presión y temperatura de un campo de interés y la inyección de cada fluido se hace hasta observar cambios en la distribución de fluidos o hasta que la tasa de petróleo producido no aumenta más, a partir de este punto se cambia de fluido, y se repite el ciclo obteniendo así las mejores aproximaciones de las tasas y tiempos de inyección para el yacimiento. La relación de agua y gas depende en muchos casos del costo y la disponibilidad del gas.

El éxito de la tecnología se logra mediante la reducción de la viscosidad del crudo, lo que permite mejor flujo del crudo a través del aumento de la relación de movilidad, hacia los pozos productores. La efectividad del método se basa en el incremento del recobro mediante varios puntos:

1. Reduce la saturación de petróleo residual y mejora el valor de permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}).
2. Incrementa la eficiencia del barrido de fluidos.
3. Permite la vaporización y destilación de las fracciones más livianas de hidrocarburo, que luego se convierten en condensados y pueden ser producidos.
4. Provee un mecanismo de empuje por gas debido al frente de vapor que se desplaza y lleva al crudo hacia los pozos productores.

El proceso depende de los siguientes parámetros:

1. Cambio de las propiedades, a condiciones de yacimiento, del crudo. Se observa el cambio de comportamiento de fases, densidad, viscosidad, compresibilidad, composición y propiedades PVT de los fluidos presentes.
2. Propiedades de la roca tales como permeabilidad absoluta, porosidad y compresibilidad.

3. Propiedades de la roca tales como permeabilidad absoluta, porosidad y compresibilidad.
4. Propiedades de interacción roca fluido, afectadas por el incremento de la temperatura, como tensión interfacial (disminuye), permeabilidad relativa (K_{ro} aumenta), presión capilar (disminuye para sistemas agua- petróleo), mojabilidad (el agua moja más a la roca debido el descenso entre el ángulo de contacto crudo-agua).
5. Propiedades térmicas de la formación y los fluidos que contiene como calor específico, conductividad térmica, coeficiente de expansión térmica y los cambios que se producen con el incremento de la temperatura.
6. Condiciones del yacimiento y sus alrededores, como saturación inicial de crudo, formaciones adyacentes, heterogeneidad, presión y temperatura del mismo.
7. Geometría del flujo, patrones de flujo, espaciamiento, localización y espesor inyección-producción.
8. Condiciones relacionados al programa implementado como tasa de inyección de vapor, presión y calidad del vapor, cantidad acumulada de vapor, etc.

Cuando el proceso se realiza y la energía del agua es aprovechada para el desplazamiento del hidrocarburo, en la zona de agua caliente la expansión térmica del petróleo toma lugar, haciendo que el crudo se expanda y se mueva, disminuyendo la saturación residual. Si la viscosidad del crudo disminuye con la temperatura, el influjo de agua caliente será un método eficiente de recuperación. Luego se presenta la zona de agua fría, el recobro de esta zona está determinado principalmente por las propiedades térmicas del crudo. La expansión térmica del crudo se encarga de aportar entre el 3 y 5 por ciento del recobro; el desplazamiento del crudo depende básicamente de la reducción de la saturación residual con la temperatura, esto puede traer entre 10 y 20 por ciento del recobro en las zonas no barridas por vapor, aquí también se condensa las fracciones

vaporizadas anteriormente³⁸. En la zona fría el recobro es similar al influjo de agua y la saturación residual de hidrocarburo queda entre 20 y 25%.

Debido a que el agua tiene una capacidad calorífica 100 veces mayor que la del aire, contribuye al mejoramiento del transporte de energía desde la zona quemada hacia el crudo. Esta propiedad que es indicativa de la habilidad de un material para absorber calor de los alrededores y mide el aumento de temperatura que provoca el aporte de una cantidad de calor determinada³⁹. El calor es un tipo de energía y como tal, se mide en julios en el Sistema Internacional. La temperatura es una forma de cuantificar lo “caliente” o “frío” que está un cuerpo y es la consecuencia o el efecto de comunicar energía calorífica a un cuerpo. Además este parámetro influye en la utilización de oxígeno, en la depositación de combustible y en la velocidad del frente de combustión. Utilizando la combustión húmeda la cual consiste en una combustión adelantada que fue desarrollada para aprovechar la gran cantidad de calor que de otro modo se perdería en la formación. Es también llamada Generación de vapor en sitio o una combinación de la combustión adelantada y la inyección de agua, la cual es abreviada como COFCAW (mecanismo de recuperación terciaria que consiste en la combustión y la inyección de agua).

La relación agua/aire reportada en la mayoría de los proyectos para combustión se encuentra entre 0 y 3 (Bbl/k pies³). La escogencia de este valor depende de la disponibilidad de agua, calidad del agua, inyectividad del pozo, y factores económicos⁴⁰.

2.5.6 Requerimiento de Aire

El requerimiento de aire es el volumen de aire requerido en pies cúbicos estándar para quemar el combustible depositado en un pie cúbico de roca de yacimiento.

³⁸ Prats, M.: "In-situ combustion", thermal recovery, monograph Series, SPE, Dallas, Vol. 7 (1982), 88-112

³⁹ Universidad Nacional Experimental Politécnica De la Fuerza Armada Bolivariana (UNEFA), Betijoque, Julio 2011.

⁴⁰ CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, 1982.

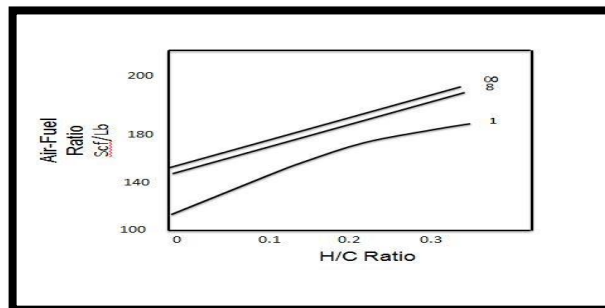
Es un parámetro esencial en un proceso CIS debido al efecto que tiene en la economía del proyecto; por ejemplo, determina la capacidad de compresión necesaria para quemar el contenido de combustible. En campo el requerimiento de aire se expresa en MPCS/acre-pie. Esta cantidad de aire está en función del porcentaje de carbonos e hidrógenos presentes en el combustible y de la relación dióxido de carbono/monóxido de carbono producidos por la combustión.

Para la mayoría de los flujos de calor un valor de 180 de combustible de aire / lb scf se utiliza a menudo cuando los datos de laboratorio no están disponibles. En base a los datos de rendimiento de campo, Chu (1982) presentó la siguiente ecuación de regresión (Ecuación 4) que los requisitos de aire concierne a las propiedades del yacimiento:

$$A = 4,72 + 0,03656h + 9,996So + 0,000691K \quad (4)$$

Donde A = el requerimiento de aire (millones scf / ac-ft.). A falta de los datos de laboratorio suficientes para calcular los requisitos de aire estequiométricos, la ecuación anterior se puede utilizar para obtener una estimación aproximada del requerimiento de aire. La ecuación no tiene en cuenta las características de combustión del crudo. Según los datos comunicados sobre, requerimiento de aire estimado en millones scf / ac-ft. Es cerca de diez veces el combustible quemado en lb/ft.3 del volumen.

Figura 11. Requerimiento de aire para combustión.

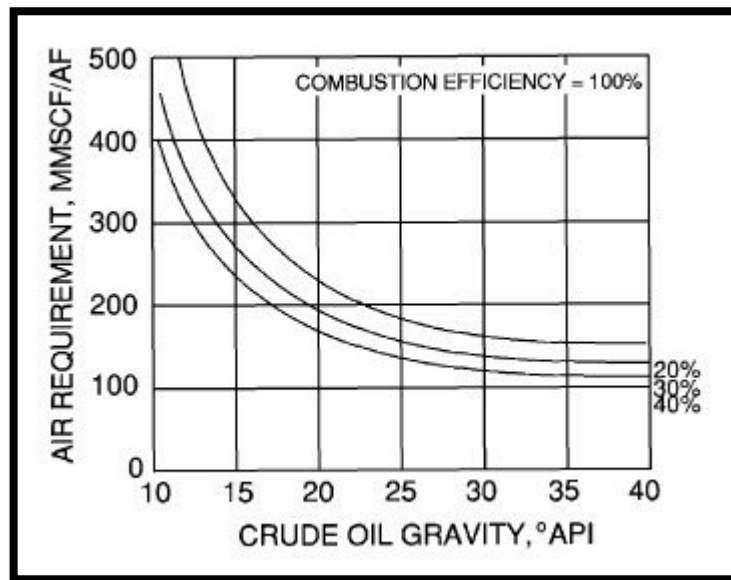


Fuente: SARATHI, partha. in situ combustion handbook. principles and practices. Oklahoma: 1999, 42p.

2.5.6.1 Factores que afectan el requerimiento de aire:

- ✓ *Gravedad API:* Resultados experimentales muestran una disminución en el requerimiento de aire con el aumento en la gravedad API.
- ✓ *Tasa de inyección de aire.* Martin, et al,⁴¹ estudió el requerimiento de aire como una función de la tasa de inyección, y concluyó que para tasas de aire dentro de los rangos usados en campo de 2-30 PCS/h por unidad de área, incrementos en la tasa disminuyen el requerimiento de aire, debido al aumento en la eficiencia de utilización de oxígeno.

Figura 12. Relación gravedad API y requerimiento de aire (Asumiendo combustión 100 %)



Fuente: SARATHI, partha. in situ combustion handbook. principles and practices. Oklahoma: 1999, 42p.

⁴¹ MARTIN, W. Process Variables of In Situ Combustion. En: AIME. 1958, vol. 213, p. 218.

3. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Un modelo conceptual de simulación permite predecir la respuesta del yacimiento que va a ser sometido a determinados esquemas de explotación como en este caso la técnica EOR (Combustión in situ).

La construcción del modelo conceptual con propiedades promedio de un yacimiento colombiano de crudo pesado, se realizó mediante el uso del simulador térmico STARS (steam thermal and advanced processes reservoir simulator), el cual modela flujo en tres fases de fluidos multi-componentes, y predice el comportamiento del proceso de recobro térmico (combustión in-situ seca) con el que se refiere en este proyecto.

Para la generación de este se utilizó y modificaron algunos pasos del tutorial Computer Modelling Group, Ltd. Builder-Stars 2011.10

3.1 INFORMACIÓN NECESARIA

Para la elaboración del modelo de simulación numérica es necesario conocer la información básica necesaria para evitar cualquier tipo de error en la implementación del proceso. Esta debe contener propiedades geológicas, petrofísicas, de los fluidos.

3.2 DEFINICIÓN DE DATOS DE ENTRADA Y SALIDA

El primer paso para la construcción del modelo de simulación es especificar una serie de parámetros útiles para analizar los resultados del experimento, además de los resultados de visualización en el grid, las siguientes como variables de control, entre las que se encuentran:

- Pressure.
- Gas saturation.
- Oil saturation.

- Temperatura.
- Component Composition in oil phase.
- Component Composition in gas phase.
- Over/underburden heat loss rate.
- Net heater rate.
- Viscosity.

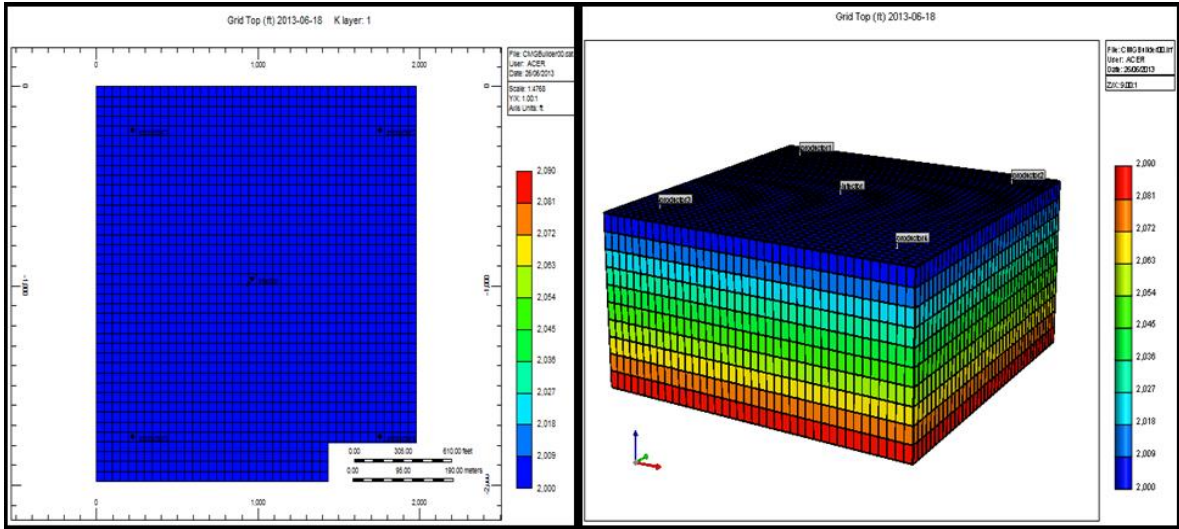
3.3 DIMENSIONES DEL GRID DE SIMULACIÓN

El siguiente paso es establecer las dimensiones del grid en el cual se llevara a cabo la simulación del proceso, además de los datos del yacimiento como profundidad, espesor, presión del yacimiento, entre otros, la construcción del modelo se crea mediante un enmallado cartesiano, el cual permitirá modelar de forma satisfactoria y cercana a la realidad el proceso térmico.

Las celdas del grid están definidas de la siguiente manera:

40i 40j 10k para un total de 16000 bloque agregados, con dimensiones de 49,5 pies en i y j para cada bloque, y 10 pies en k. generando un área de 90 acres para implementar un patrón de 5 puntos invertido por ser el más implementado en este método. La profundidad del estrato productor es de 2000 pies, y un espesor de 100 pies. La figura 13 ilustra el modelo base de la simulación construido en builder CMG. La tabla 4 muestra las condiciones iniciales tomadas para el modelo.

Figura 13. Modelo base de simulación.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Tabla 4. Condiciones iniciales del modelo.

Propiedad	valor
Temperatura (°F)	120
Saturación de aceite (%)	0.654
Saturación de agua (%)	0.178
Saturación de gas (%)	0.168
Presión de yto (psi)	900
Profundidad (pies)	2100
Espesor (pies)	100

3.4 PROPIEDADES DE LA ROCA

Estas propiedades permiten determinar la eficiencia o no en el momento de implementar el proceso de recobro mejorado. Además el conocimiento de la distribución de estas permitirá elegir un esquema de explotación apropiado. Las tablas 5 y 6 muestran las propiedades del yacimiento y las propiedades térmicas de la roca del modelo de simulación numérica.

Tabla 5. Propiedades de yacimiento.

Propiedad	Valor
Permeabilidad horizontal (mD)	750
Permeabilidad vertical (mD)	75
Porosidad (%)	0.31
Capacidad calórica (BTU/ ft ³ °F)	35.02

Tabla 6. Propiedades térmicas de la roca y el fluido.

Conductividad térmica (BTU /hr ft °F)	Valor
Roca	1
Fase aceite	0.077
Fase agua	0.36
Fase gas	0.0833

En la figura 14 se puede ver la asignación de las propiedades térmicas de la roca.

Figura 14. Asignación de las propiedades térmicas de la roca.

STARS Other Reservoir Properties

Rock Type: 1

Rock Compressibility | Dilation - Recompaction | Compaction Rebounding

Thermal Properties | Overburden Heat Loss | Variable Permeability

Rock Thermal Properties

Volumetric Heat Capacity: 35.02 Btu/(ft3°F)

T-dependent Coefficient: 0 Btu/(ft3°F)

Thermal Conductivity

Thermal Conductivity Phase Mixing

SIMPLE COMPLEX TEMPER

Reservoir Rock: 24 | Water Phase: 8.64

Oil Phase: 1.848 | Gas Phase: 1.9992

Solid Phase:

Use The Temperature Dependent Table for Thermal Conductivity

Isotropic thermal conductivities Anisotropic thermal conductivities

Set/edit table values

OK Cancel Apply Help

Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Estas propiedades son de gran importancia ya que caracterizan el fluido cuando en medio de cualquier proceso el fluido experimenta variaciones de temperatura, presión, saturaciones.

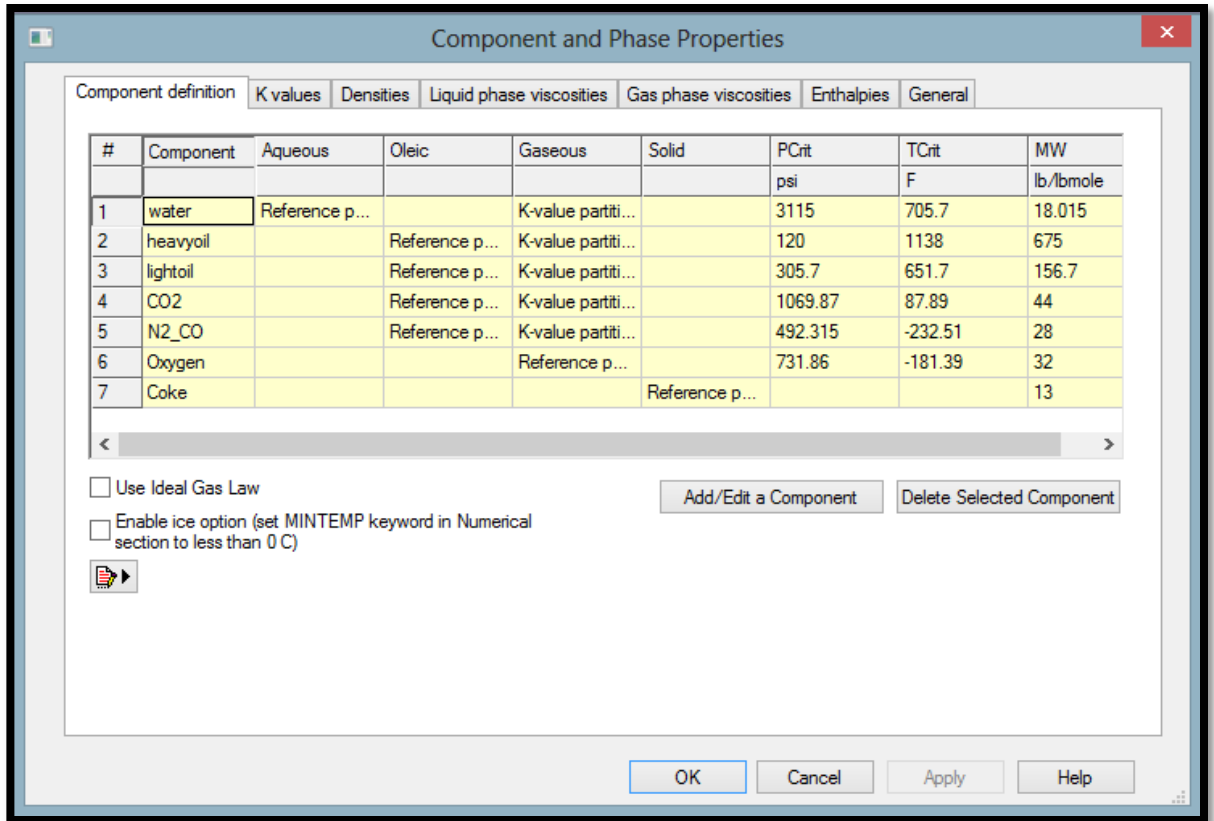
La generación del PVT se realizó mediante la especificación de las propiedades de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento

-Water, definido desde la librería con fase de referencia acuosa y particionado a través de las constantes de equilibrio a la fase gaseosa.

- **HeavyOil**, definido en la fase de referencia **Oleica**, y particionado a la fase gas.
- **LightOil**, definido en la fase de referencia **Oleica**, y particionado a la fase gas.
- **InrtGas**, definido en la fase de referencia **Gaseosa**, sin partición hacia otra fase.
- **Oxigen**, definido en la fase de referencia **Gaseosa**, sin partición hacia otra fase.
- **Coke**, definido en la fase de referencia **Sólida**, sin partición hacia otra fase.

En las figuras 15 y 16 se muestran la forma de hacer la asignación de las propiedades de los fluidos de yacimiento.

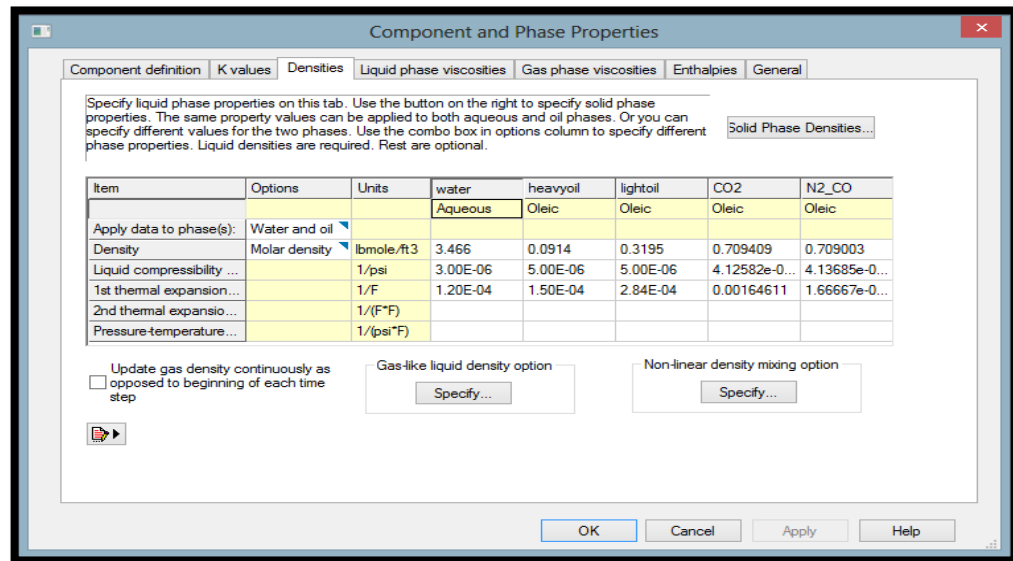
Figura 15. Propiedades de los fluidos de yacimiento.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Entre las se encuentran propiedades críticas, entalpías, densidades, entre otros para la implementación de diferentes correlaciones utilizadas por medio de STARS-CMG para generar diferentes procesos presentes en el método en diferentes condiciones.

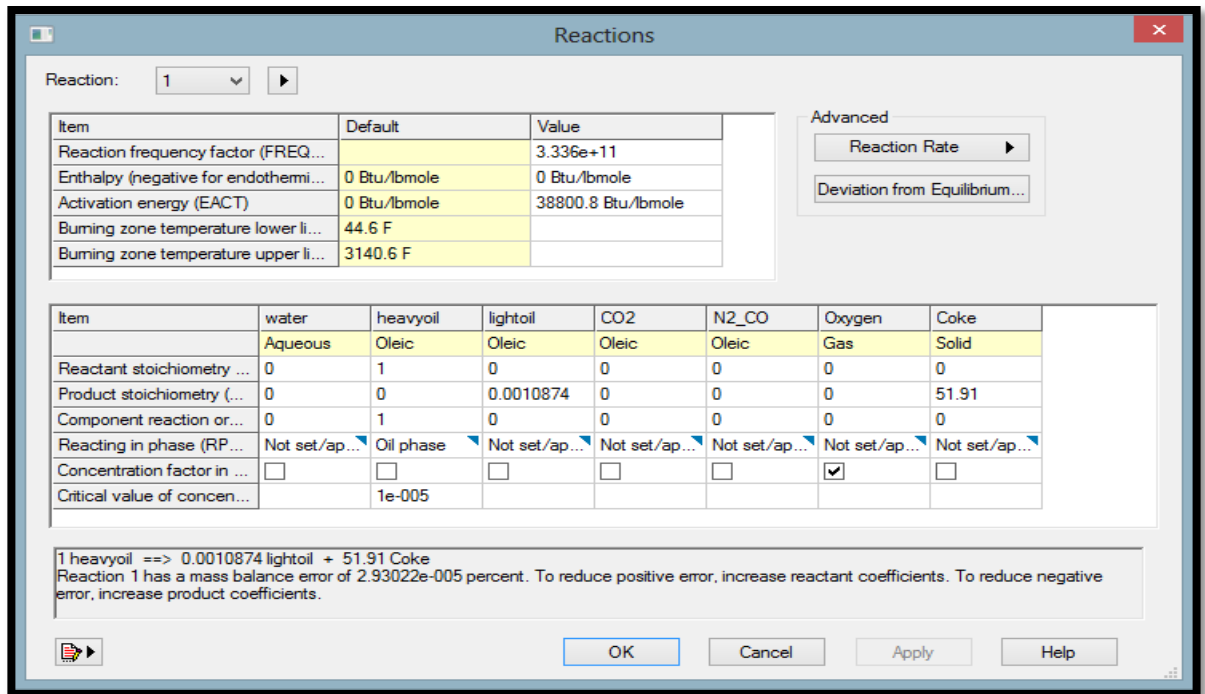
Figura 16. Propiedades de los fluidos de yacimiento.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Luego se continúa con establecer las reacciones químicas que ocurren a nivel de yacimiento en el proceso de combustión (Figura 17).

Figura 17. Reacciones químicas que ocurren en yacimiento.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

3.5 SECCIÓN DE ROCA –FLUIDOS

Una parte muy importante en el proceso es el comportamiento del fluido en el medio que se moviliza por lo tanto se analizan gráficamente con las curvas generadas son típicamente mostrados en forma de curvas, las cuales representan los valores de permeabilidad relativa contra una saturación de fluido cuyos rangos típicos se encuentran entre la saturación correspondiente a la fase mojanete la saturación residual de aceite o a la fase mojanete correspondiente a 1-Sor. Los datos de permeabilidad relativa presentados en este tipo de curvas se obtienen, en la mayoría de los casos, en pruebas de desplazamiento realizadas en laboratorio en muestras núcleos o por correlaciones como la de Hirasaki. Para ellos se asignan los valores de saturación de agua y permeabilidad relativa para la relación agua-aceite y liquido-gas. Las tablas 7 y 8 muestran los valores de saturación de líquido y las permeabilidades relativas para cada valor de saturación.

Tabla 7. Saturación de agua y permeabilidades relativas.

Sw	Krw	Krow
0.1	0	0.9
0.25	0.004	0.6
0.44	0.024	0.28
0.56	0.072	0.144
0.672	0.168	0.048
0.752	0.256	0

Tabla 8. Saturación de líquido y permeabilidades relativas.

Sl	Krg	Krog
0.21	0.784	0
0.32	0.448	0.01
0.4	0.288	0.024
0.472	0.184	0.052
0.58	0.086	0.152
0.68	0.024	0.272
0.832	0.006	0.448
0.872	0	0.9

Y asignando los valores de end

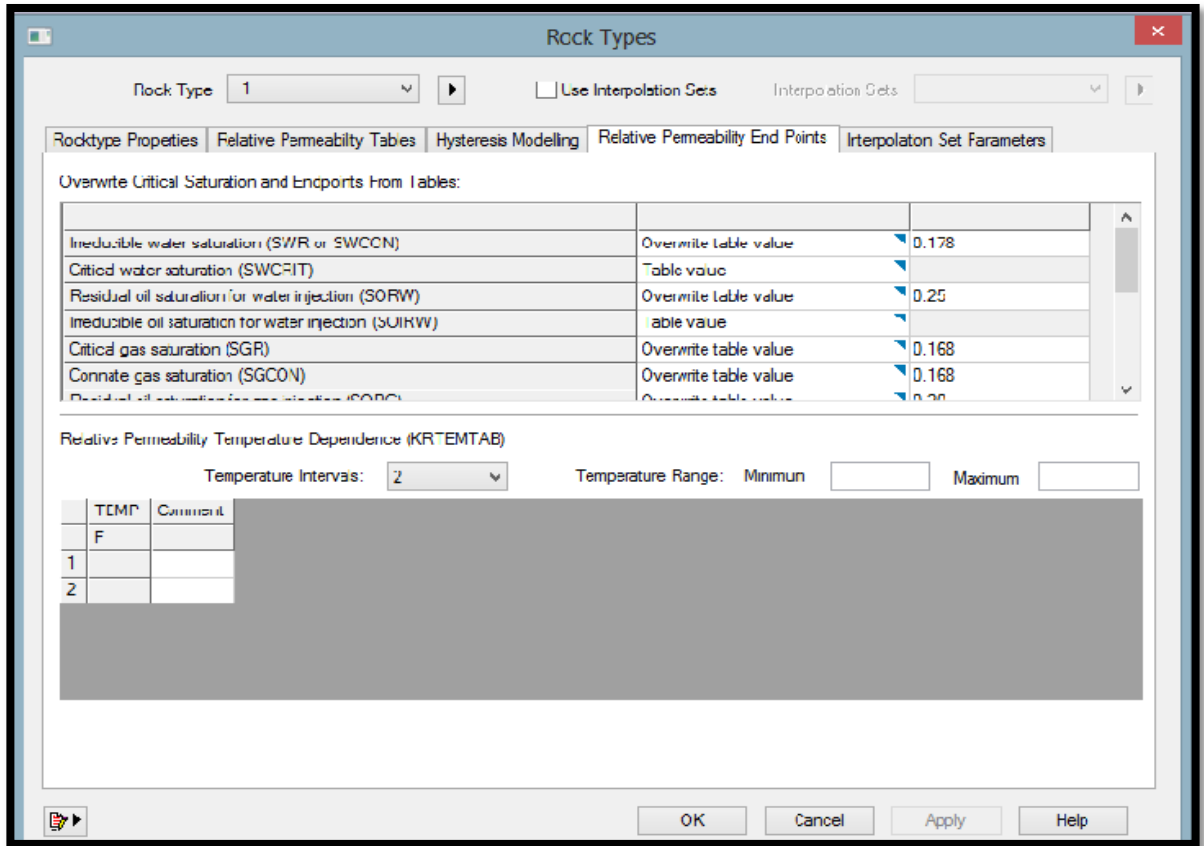
points

- o Swr 0.25
- o Sorw 0.25
- o Sgr 0.12
- o Sorg 0.2

Se deben establecer propiedades específicas para el proceso:

- Gas Mole Fraction(**InrtGas**): 0.79
- Gas Mole Fraction(**Oxigen**): 0.21
- Oil Mole Fraction(**HeavyOil**): 0.65
- Oil Mole Fraction(**LightOil**): 0.35

Figura 18. End points de las curvas de permeabilidad relativa.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

3.6 SECCIÓN DE DATOS NUMÉRICOS

Se define el paso en tiempo de cada cuanto se desea el simulador arroje los resultados y permitir con mejor detalle el comportamiento de las propiedades y el proceso, con esto se podrá lograr que los datos obtenidos sean lo más cercanos posibles a la realidad.

3.7 SECCIÓN DE POZOS

En la selección de los pozos se debe tener en cuenta el área del yacimiento en el que se efectuara el método, las condiciones y el arreglo que permita tener una mayor eficiencia de barrido para el desplazamiento del fluido teniendo en cuenta el proceso de combustión in situ al que se someterá.

Para ello se ubicó un arreglo de 5 puntos invertido ubicándolos en una distancia específica en el grid de la siguiente forma:

Pozo inyector:

Para buscar acondicionar el yacimiento para el proceso posterior como es la combustión in situ, se realiza un proceso de inyección continua de vapor por un periodo de 1 mes buscando afectar las propiedades del crudo y la formación cerca al pozo, permitiendo mejorar la movilidad del crudo.

Por lo tanto se implementa un pozo inyector de vapor con las siguientes características:

Tipo Unweight

Tasa de inyección: 1500 (bb/dia)

Temperatura: 568 °F

Presión : 1200 (Psi)

La inyección de vapor es la tecnología de recobro que mayor éxito ha tenido en el mundo para la recuperación de crudos pesados. El proceso consiste en aumentar la temperatura del yacimiento, conformado por un fluido muy viscoso que difícilmente se mueve. Al aumentar la temperatura con la inyección de vapor, se disminuye la viscosidad del fluido, lo que permite su fácil desplazamiento hacia la superficie. Es como si tuviéramos miel, que bajo la acción del calor aligerase su consistencia y fluyera mejor.

Pozo inyector:

Tipo Mobweight Explicit

- Nitrógeno 0.79
- Oxigen 0.21

Temperatura de inyección = 120°F

Ubicación: 20i 20j

Perforado desde la capa 1 hasta la 10

Cañoneado capas: 6,7,8,9,10

Constrains

STG :2800000 (ft³/dia)

Pozos productores:

Tabla 7. Ubicación de los pozos productores.

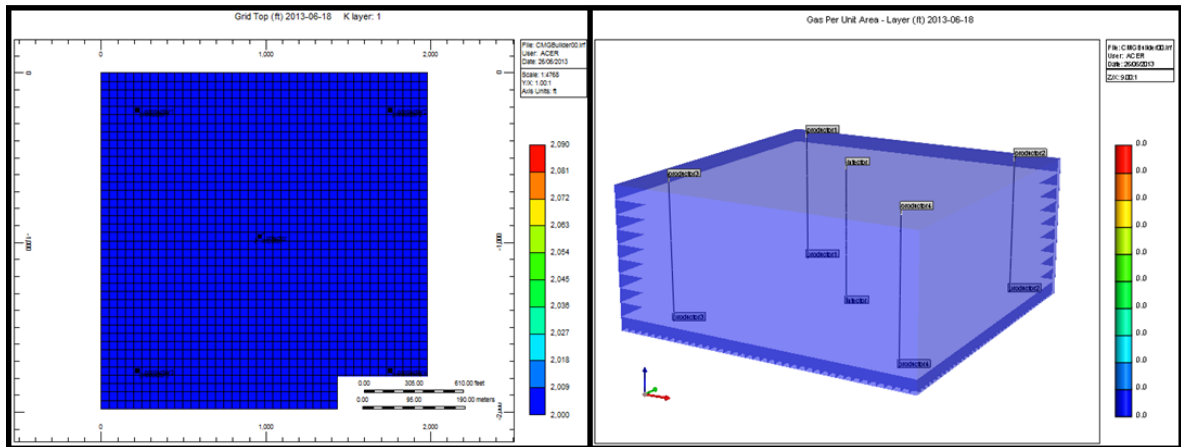
productor	ubicación
Well1	5i 5j
Well2	36i 5j
Well3	5i 36j
Well4	36i 36j

Constrains:

BHP: operate: 400 (psi)

La figura 19 muestra el arreglo de pozos en el grid.

Figura 19. Arreglo de pozos en el grid (patrón de 5 puntos invertido).



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Una vez terminada la creación del modelo conceptual en el que se efectúa el método térmico (combustión in-situ), se procede a correrlo en la herramienta STARS de CMG y tener los resultados base, para posteriormente organizar los parámetros a variar y analizar cómo es el comportamiento del modelo frente a las diferentes modificaciones y cuáles son las condiciones para un proceso óptimo.

El estudio de este proceso permitirá tener un mayor entendimiento de la conducta de la tasa de inyección de aire, la presión que esta genera, la cantidad requerida de aire, el contenido de combustible, el espaciamiento de los pozos presentes, y la relación agua-aire, para llevarlos a un ajuste que represente mejor el proceso y que nos lleve a obtener resultados coherentes y beneficiosos para realizar la aplicación del método a escala de campo.

4.1 TASA DE INYECCIÓN DE AIRE

Se realizan varias corridas modificando el valor de la tasa de inyección de aire, teniendo en cuenta los rangos operacionales de esta de acuerdo a la literatura existente. Se debe saber que a medida que la tasa aumente la capacidad que debe tener el compresor para inyectarla es mayor, por lo tanto se busca una relación que permita el buen funcionamiento para la parte operativa.

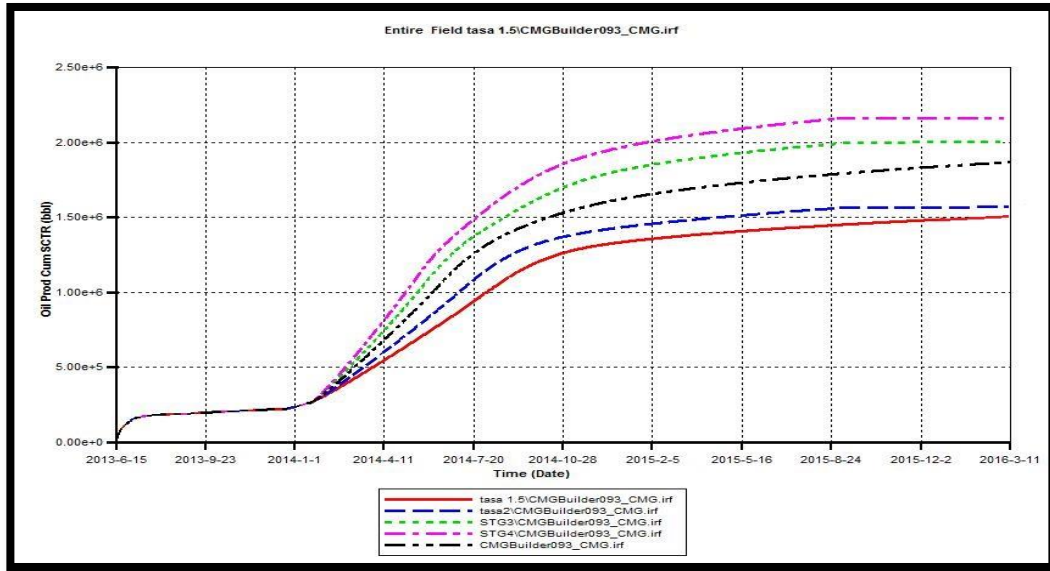
Se analizó cual es el efecto de la tasa de inyección sobre la producción de aceite y el comportamiento de esta para el proceso de la combustión y como se refleja en la fase liviana y la fase pesada del petróleo, teniendo como referencia el patrón de cinco puntos establecido en el modelo base.

Tabla 8. Resultados obtenidos de producción acumulada para diferentes valores de tasa de inyección.

Tasa de inyección (scf/d)	Producción acumulada (bbl)	Producción incremental (bbl)	% Incremental
1'500.000	1'487.600	511.480	Disminuyó
2'000.000	1'488.170	510.910	Disminuyó
3'500.000	2'172.110	173.030	Aumentó
4'300.000	1'842.110	381.020	Aumentó

Tomando como caso base una tasa de 2'800.000 con una producción acumulada de 1'999.080, se puede observar como dependiendo la tasa se genera un aumento o una disminución de la producción de petróleo.

Figura 20. Producción acumulada de aceite.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

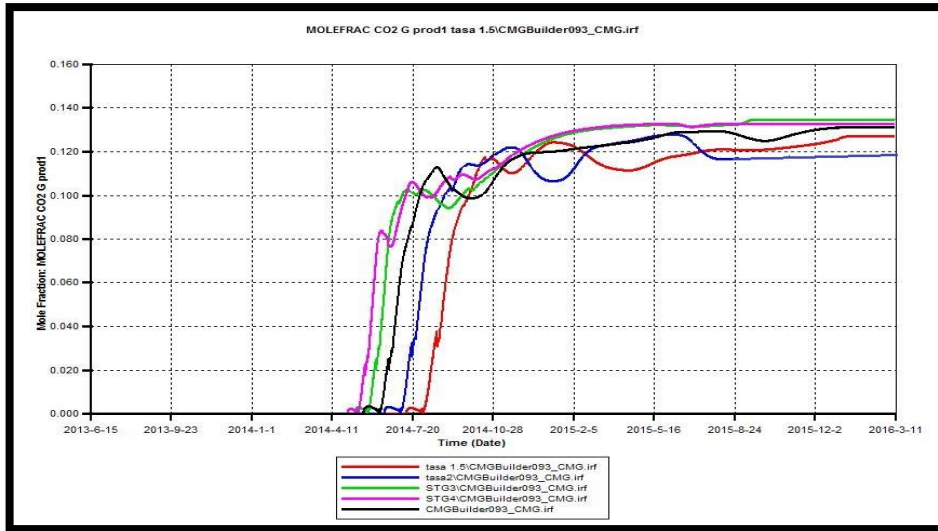
A medida que las tasas de aire aumentan la eficiencia de barrido aumenta por lo tanto el factor de recobro también aumentará, el frente de combustión se genera permitiendo que los sistemas para el desplazamiento se efectúen. Pero si no se controla con la presión de fondo, el yacimiento se depletará rápidamente ocasionando una caída en la fuerza que se ejerce para el desplazamiento del fluido, la presión de fondo manejada en el pozo productor para todos los modelos es de 400 (psia). Aunque, una mayor tasa permitiría un mejor comportamiento, la energía requerida para el compresor sería muy alta, por lo tanto se debe generar un equilibrio entre los factores y se busca una tasa considerable con una restricción en los pozos productores que mantenga un balance entre las presiones ejercidas.

Las tasas de inyección de aire permiten definir también si la ignición en el proceso se realiza a un tiempo oportuno o si por su magnitud puede no llegar a

presentarse, impidiendo de este modo generar cualquier tipo de método para un mejoramiento in situ.

Se observa como es la producción de CO₂ en el pozo productor para los diferentes tasas incrementales.

Figura 21. Producción de CO₂(mole fraction) pozo productor1



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

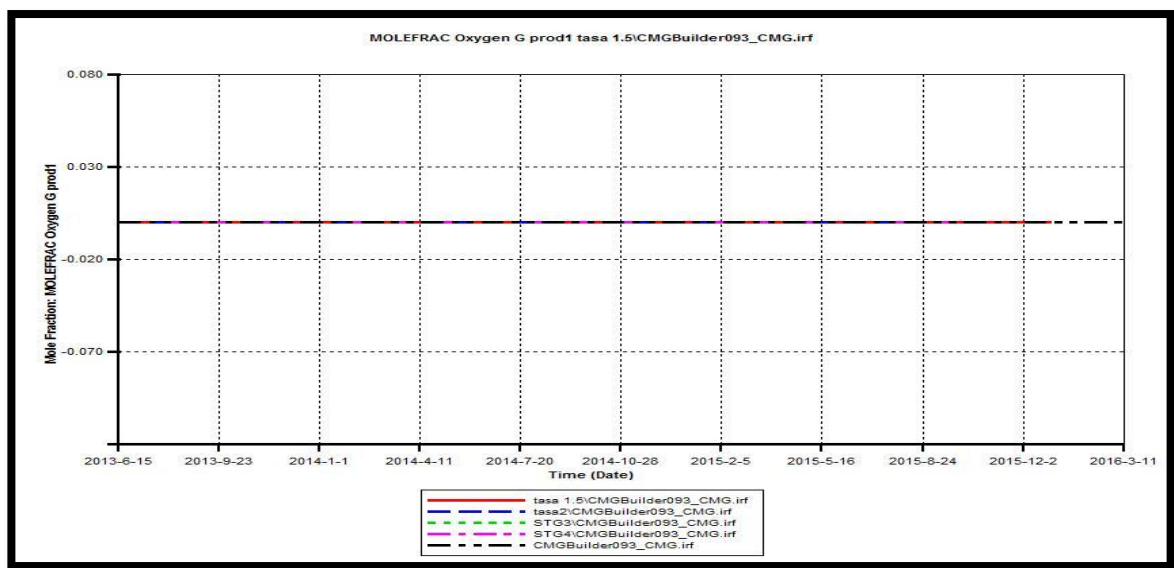
La figura 21 ilustra como las diferentes tasas de aire utilizadas implementan un proceso de combustión en el yacimiento, pero sus magnitudes también indican un alza en la producción de CO₂ y por ende inconvenientes en una alta producción de gases que afectan el sistema en el pozo productor.

Las tasas 1 y 2 con valores de 1.5 y 2 (MMscf/d) respectivamente tardan mayor tiempo en iniciar el frente de combustión y por lo tanto generar los diferentes procesos para el desarrollo del mejoramiento en el yacimiento, además el comportamiento de oscilación indica mayor tiempo para llegar a equilibrar una producción constante de CO₂ y por lo tanto un proceso consistente.

Por otro lado las tasas 3 y 4 como se encuentran en mayor magnitud permiten generar el frente de combustión más rápido pero elevando inmediatamente la

producción de CO2 a concentraciones no recomendadas. El valor que mejor tendría la producción adecuada y que permite un desarrollo del proceso más conveniente está dado por la tasa del caso base dada por el valor de 2.8 (MMscf/d), el cual efectúa la disminución de la fase pesada en el crudo presentando viscorreducción en el fluido y de esta forma aumentando el desplazamiento en el yacimiento de este.

Figura 22. Producción de oxígeno en el pozo productor1.



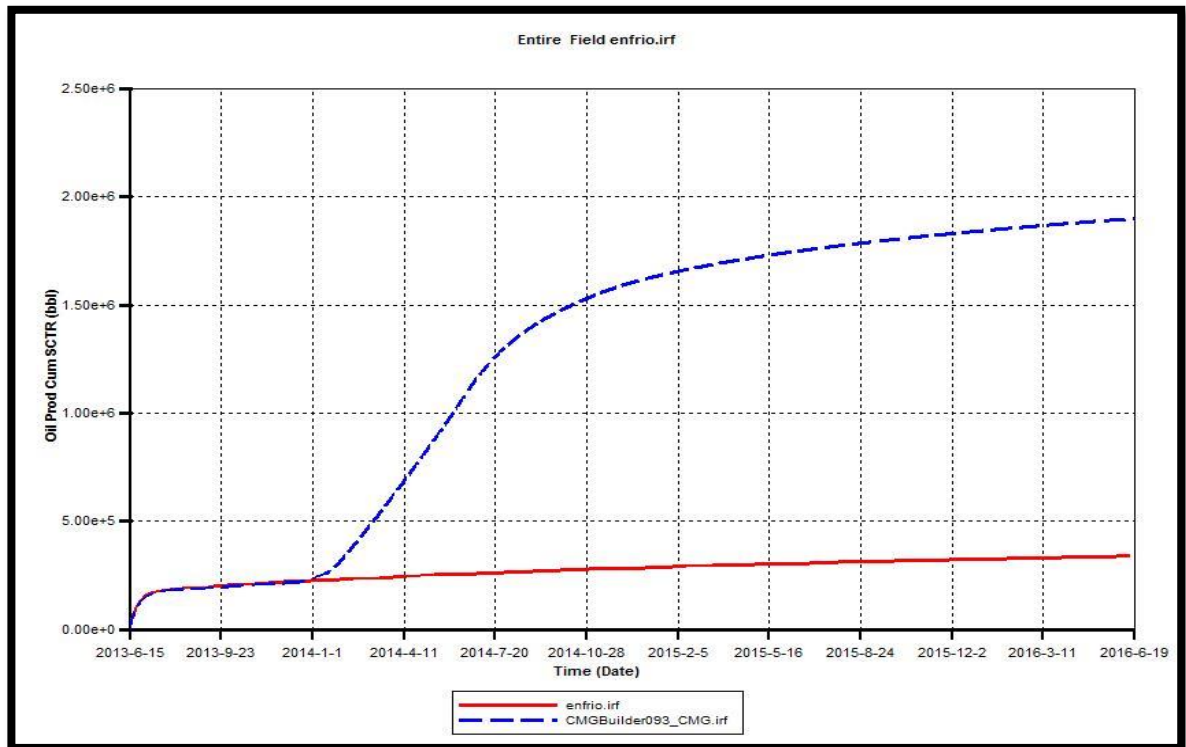
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS

La figura 22 permite comprender como el oxígeno que se encuentra en el yacimiento se consume en su totalidad para todas las tasas incrementales implementadas en el análisis.

Las tasas deben mantener un rango operacional de tal forma que si son demasiado bajas el yacimiento no tendría el complemento necesario para generar la combustión y por lo tanto el proceso no se efectuaría.

También se debe tener en cuenta si las tasas son demasiado altas entrarían con demasiada presión y se desplazarían tan rápido que la producción de oxígeno sería exactamente la misma inyectada.

Figura 23. Comparación entre caso en frío y caso base.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Al realizar una comparación entre los dos casos se determina como de un proceso en frío a un proceso de combustión in-situ se presentó un incremento de 1'658.184 (bb/d) al utilizarse el método de combustión in-situ.

En la gráfica 23 se observa como la tendencia en color roja es el caso en frío cuando no se efectúa ningún tipo de proceso en el yacimiento por el mismo tiempo que cuando se presenta el proceso de combustión in situ precedido por la inyección de vapor y este aumenta considerablemente la producción en el

yacimiento. El incremento presentado es aproximadamente en más de un millón y medio de barriles diarios generados por el mejoramiento en in situ el cual se genera debido a las variaciones en el hidrocarburo, sus propiedades físicas se alteran y permiten un mayor desplazamiento.

4.2 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS

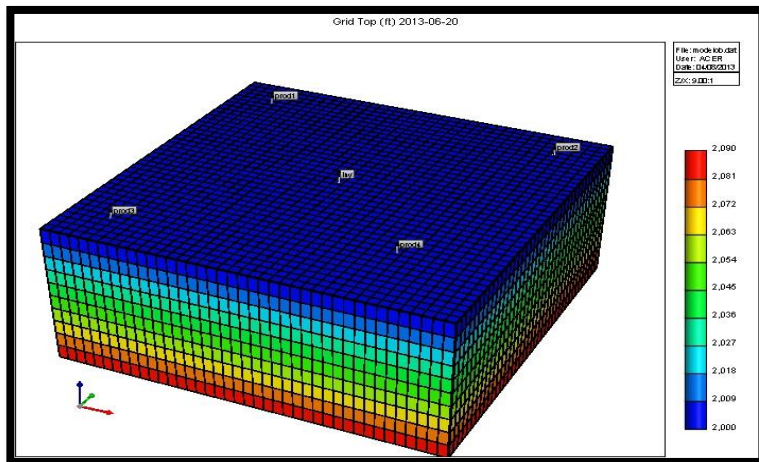
Luego de indagar y entender cuáles son los patrones o tipos de arreglos realizados para efectuar un proceso de combustión in situ, se realiza una serie de variaciones en el patrón base invertido de 5 putos buscando observar cual es el comportamiento en la tasa de producción y cómo es la eficiencia de barrido en el yacimiento.

Primer arreglo

Figura 24. Arreglo número 1.

Tabla 9. Arreglo N°1

pozo	Ubicación (X,Y)
Well1	5,5
Well2	36,5
Well3	5,36
Well4	31,31

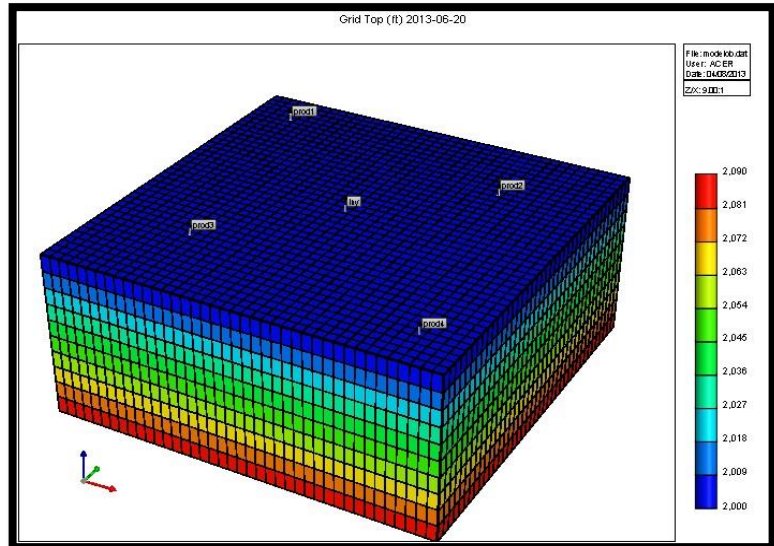


Segundo arreglo

Tabla 10. Arreglo N°2.

pozo	Ubicación (X,Y)
Well1	5,5
Well2	31,10
Well3	10,31
Well4	36,36

Figura 25. Arreglo número 2.



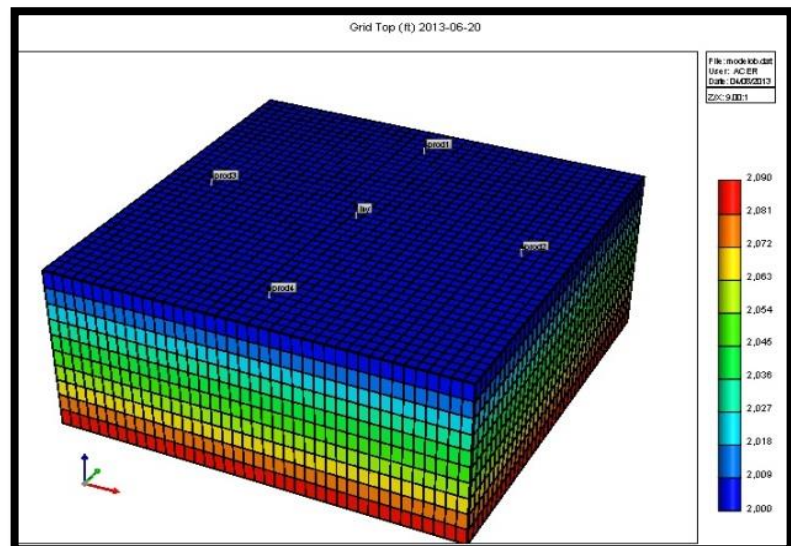
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and
Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Tercer arreglo

Tabla 11. Arreglo N°3

pozo	Ubicación (X,Y)
Well1	20,5
Well2	36,20
Well3	20,36
Well4	5,20

Figura 26. Arreglo número 3.



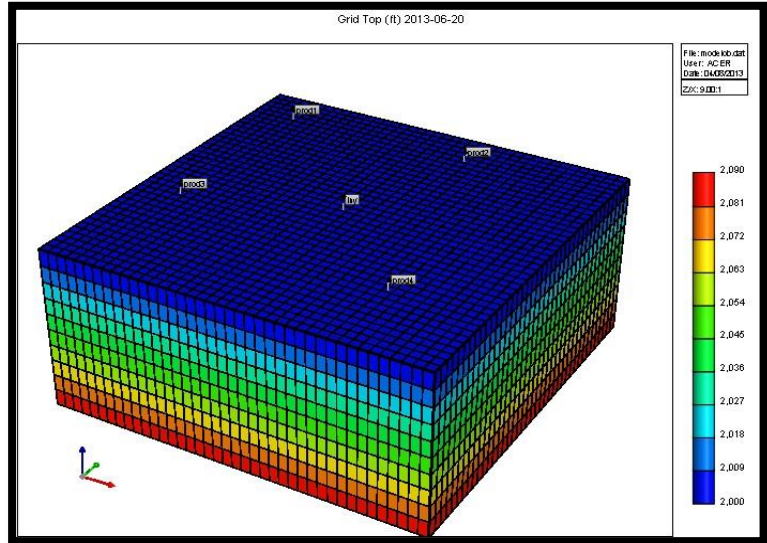
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and
Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Cuarto arreglo

Tabla 12. Arreglo N°4

pozo	Ubicación (X,Y)
Well1	5,5
Well2	25,5
Well3	5,25
Well4	31,31

Figura 27. Arreglo número 4.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal
Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

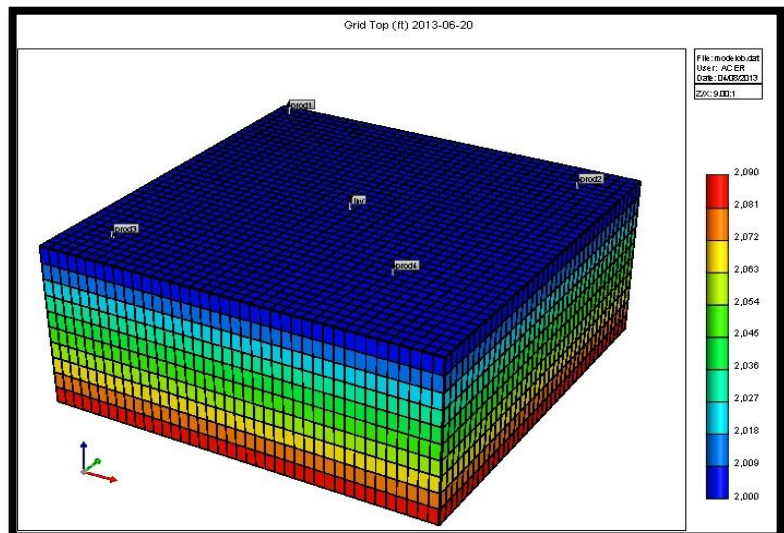
and

Quinto arreglo

Tabla 13. Arreglo N°5

pozo	Ubicación (X,Y)
Well1	2,2
Well2	36,5
Well3	5,36
Well4	30,30

Figura 28. Arreglo número 5.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal
Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

and

Al realizar un alejamiento o acercamiento entre pozos productores y de esta forma variar el área de barrido para el método térmico se observó como a medida que se acercaban más al pozo inyector y disminuían el área la producción de aceite diaria aumentaba pero el yacimiento se depletaba con mayor facilidad y se perdían espacios con almacenamiento de aceite.

En el primer arreglo se intentó variar el prod4 ya que la producción de este era la más baja y se depletaba con mayor facilidad, pero al disminuir el radio respecto al inyector el efecto fue contrario y manteniendo las condiciones de inyección de aire e iguales presiones de fondo controlando los pozos productores este arreglo disminuyó aún más la producción acumulada y la eficiencia de barrido en el yacimiento.

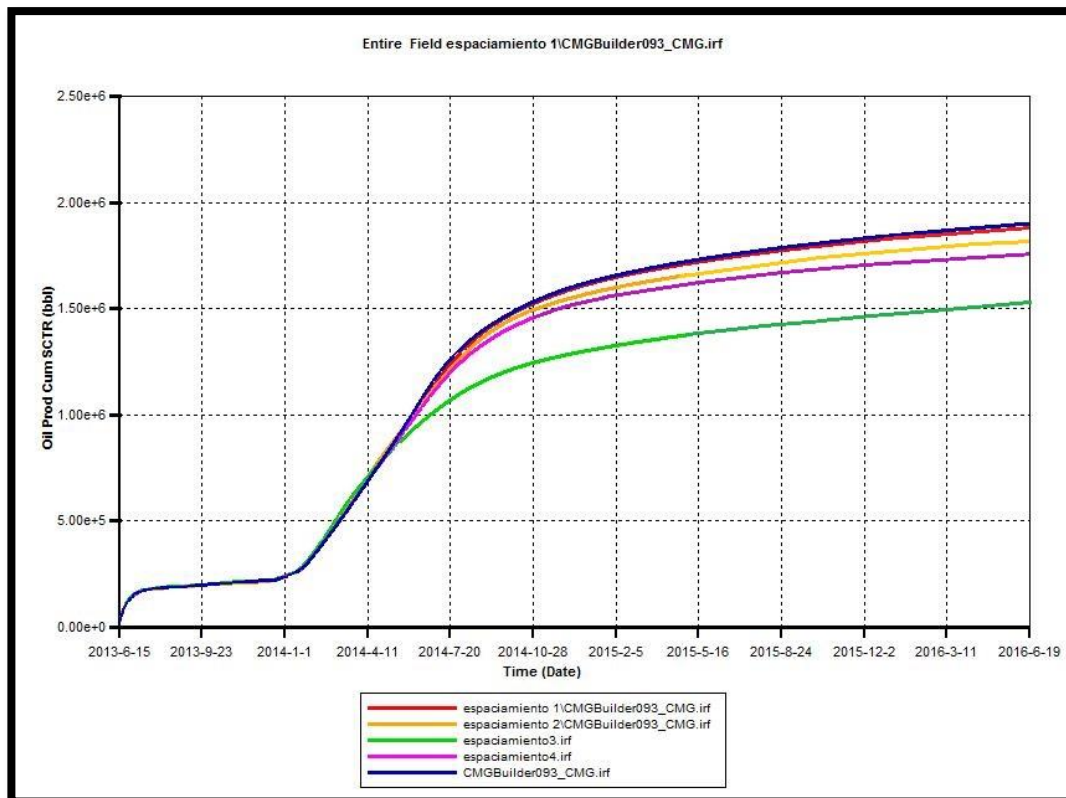
En el segundo arreglo se varió la ubicación de los cuatro pozos productores que tuvieran una geometría cuadrada, pero las áreas a desplazar el frente de combustión generan menor producción disminuyendo notablemente el factor de recobro, para ello se necesitaría aumentar la tasa de inyección lo que indicaría mayor potencia y diferentes cambios en la parte operativa del proceso. Por lo tanto para el buen funcionamiento del patrón se deberían cambiar los parámetros ya adecuados y las condiciones operacionales en equipos como las bombas y compresores, aun así no indicaría llegar a una eficiencia mayor a la obtenida con el modelo base, es decir sería una inversión y un control del proceso más delicado sin resultados muy representativo.

El tercer arreglo generó áreas más grandes para los pozos prod2 y prod3 buscando aumentar su producción y ubicar el prod1 y prod4 más cercanos al inyector pero manteniéndose cerca a sus posiciones iniciales, de esta forma el prod1 perdió mucha producción siendo esta área de barrido la que proporcionaba mayor producción de aceite, los prod2 y prod3 no aumentaron su producción el proceso no tenía mayor cantidad de aceite para desplazar en la geometría aplicada.

El cuarto y quinto arreglo aunque con posiciones diferentes en el yacimiento para los pozos productores los resultados obtenidos son muy similares entregando como resultados producciones menores en el caso del cuarto arreglo el área disminuyo notablemente pero el prod1 aportaba gran cantidad que contrarrestaba la variación en la ubicación de los otros pozos. En el quinto arreglo disminuyo el área del prod4 pero al aumentar el radio del prod1 permitió aportar mayor cantidad de aceite en la producción debido a que la acción de la combustión en esta área permitía un comportamiento mejor en comparación con los otros dimensionamientos del yacimiento.

Gráficamente el comportamiento de cada arreglo se puede observar en la figura.

Figura 29. Producción acumulada para los diferentes arreglos.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Tabla 14. Producción de aceite incremental para los diferentes arreglos.

Arreglo	Producción incremental	% incremental
1	131.520	Disminuye
2	132.380	Disminuye
3	497.080	Disminuye
4	621.280	Disminuye

Tomando como base el arreglo1 y analizando el area de drenaje,se determina aunque los 4 arreglos permiten producciones significativas de petroleo, el arreglo1 es el que genera mejores resultados y los incrementales negativos lo indican.

4.3 REQUERIMIENTO DE AIRE

De acuerdo a la tasa de inyección de aire que se suministra en el yacimiento para generar la combustión y aumentar la eficiencia in situ, se puede inferir la cantidad de aire que se necesita para el volumen poroso. Existen varias formas de saber cuál sería esta cantidad de aire requerida, ya sea observando comportamientos en graficas de acuerdo al tipo de gravedad API del fluido o con ecuaciones que relacionan diferentes propiedades del yacimiento y fluido.

En este caso se utilizó la correlación planteada en campo por Chu (1982) la cual relaciona propiedades de la formación productora (espesor, permeabilidad y saturación de aceite),para la permeabilidad se tomó la horizontal descartando la posibilidad del flujo cruzado, ésta junto con el espesor se mantuvieron constantes

mientras que la saturación de aceite se varió en periodos determinados de tiempo teniendo como base la saturación inicial de aceite (0.654) y la residual (0.21) esta permitió observar cual era la necesidad de aire por cada acre-ft del yacimiento.

La ecuación utilizada es:

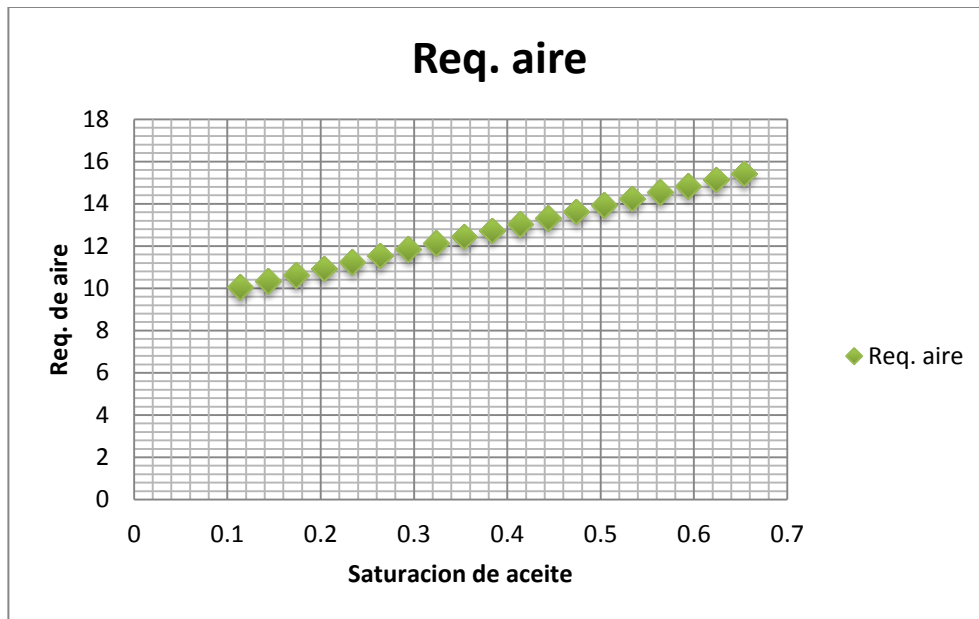
$$A = 4,72 + 0,03656h + 9,996So + 0,000691K$$

Planteada en la tabla número 17.

Tabla 15. Requerimiento de aire en función de la saturación de aceite.

So	A (MMscf/ acr*ft)
0.654	15.42
0.624	15.12
0.594	14.82
0.564	14.52
0.534	14.22
0.504	13.92
0.474	13.62
0.444	13.32
0.414	13.02
0.384	12.72
0.354	12.42
0.324	12.13
0.294	11.83
0.264	11.53
0.234	11.23
0.204	10.93
0.174	10.63

Figura 30. Requerimiento de aire en función de la saturación de aceite.

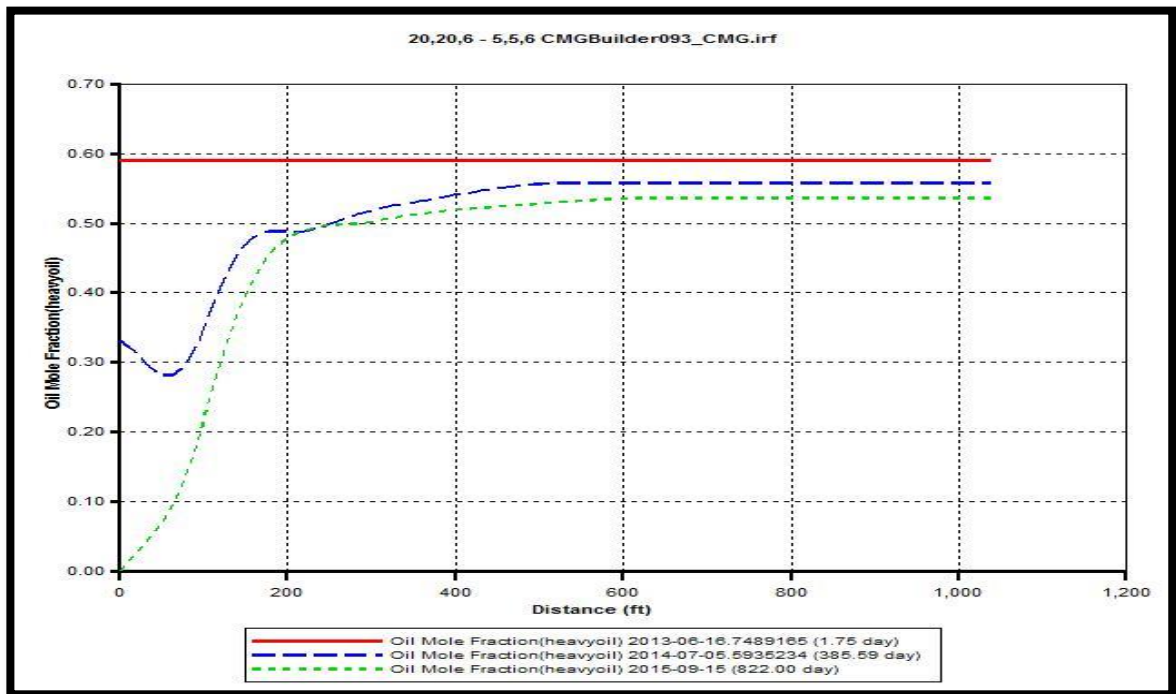


Se observan los valores necesarios de aire en millones de pies cúbicos por acre-ft a medida que la saturación de aceite disminuye la cantidad de aire actúa de igual forma, y si se relaciona con los incrementos en la tasa de inyección genera la disminución el requerimiento de aire, debido al aumento en la eficiencia de utilización de oxígeno. La necesidad de aire se expresa en la cantidad de volumen de aire que se utiliza para desplazar determinadas cantidades del fluido en el medio poroso, entonces la cantidad máxima utilizada de acuerdo con este método matemático se encuentra en aproximadamente 15.5 (MMscf/acre-ft)

El requerimiento de aire también se relaciona con la $^{\circ}$ API a medida que el aceite es más pesado se necesita mayor cantidad de aire a inyectar, sólo que esta propiedad no actúa sola, depende de la eficiencia de la combustión si las reacciones indican un nivel menos en el proceso de combustión la necesidad de aire es mayor para cada vez necesitar mayor proporción de oxígeno y de esta forma generar el combustible necesario y que el frente ejecute sus mecanismos de desplazamiento, entonces es un trabajo de procesos grupales donde diferentes

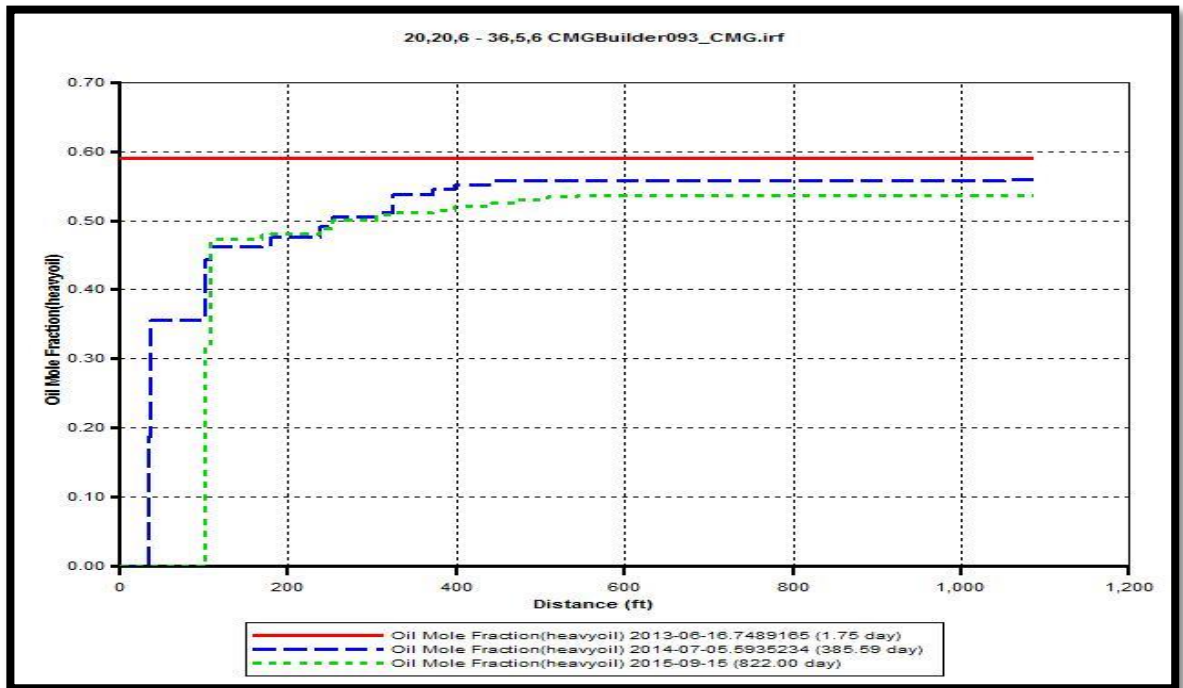
parámetros deben estar conectados entre sí para el mejor funcionamiento, por lo tanto si se busca optimizar la combustión se debe tener una tasa a una presión indicada que permita generar la combustión y permitir que el frente de este se desplace correctamente en el yacimiento porque de otra forma si la cantidad de aire es mayor a la necesaria se presentarían muchos inconvenientes en el yacimiento. Por ejemplo si el oxígeno no se consume las reacciones de partición no se presentan y el coque necesario no permitiría alimentar el frente de combustión, de esta forma no disminuyendo la fase pesada y por lo tanto la cantidad de aire seria demasiada a la necesaria.

Figura 31. Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor1.



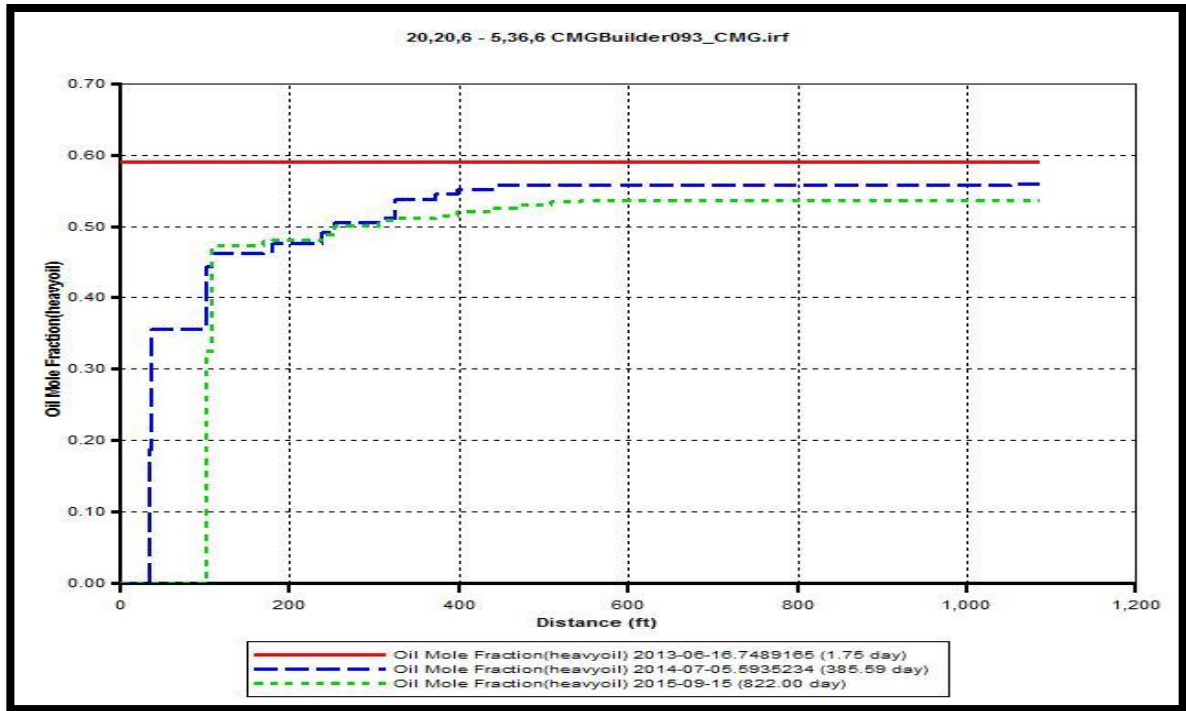
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Figura 32. Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor2.



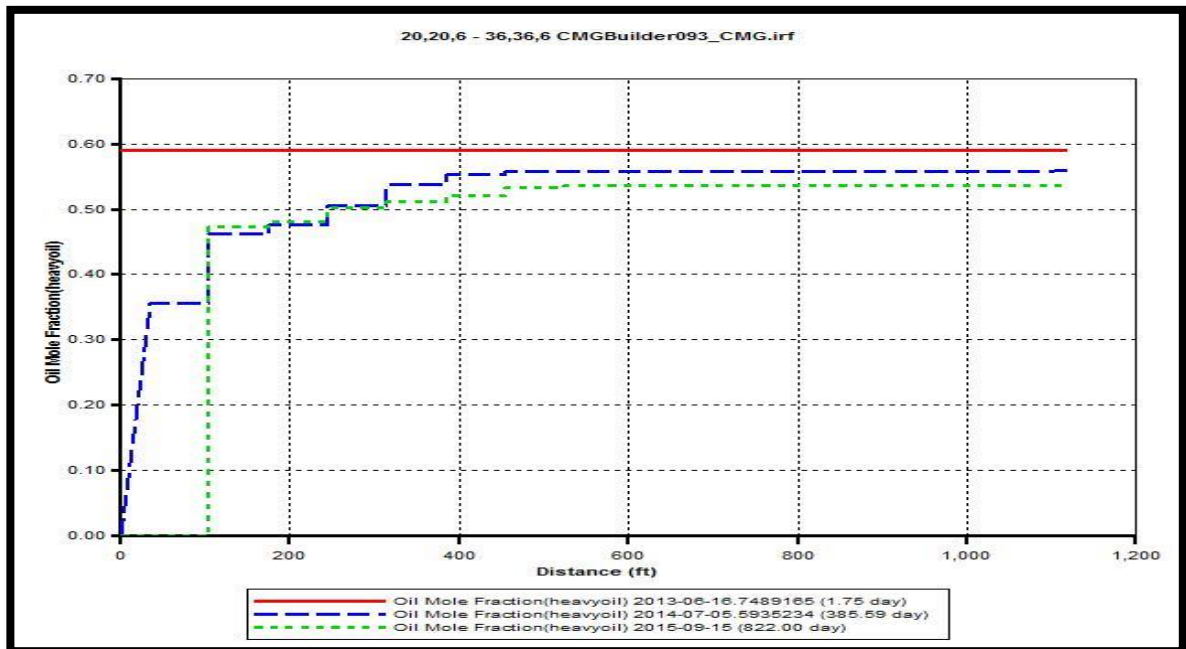
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Figura 33 Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor3.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Figura 34. Oil mole fraction (Heavy Oil) entre inyector y productor4.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

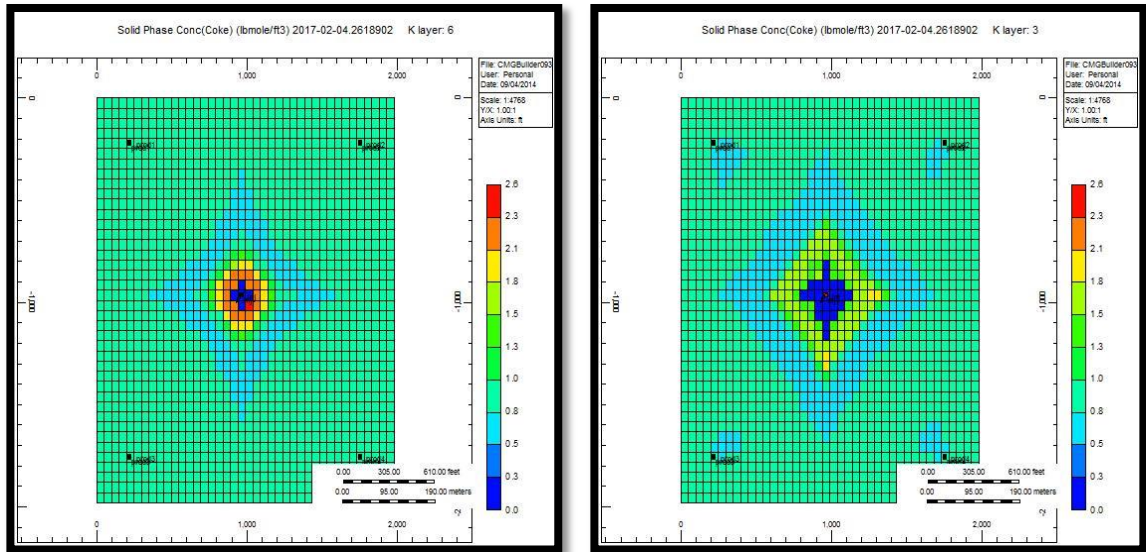
Uno de los efectos más directos por la cantidad de aire inyectada y como permite el desarrollo de los mecanismos de desplazamiento en el yacimiento están dados por cómo se realiza deshidrogenación permitiendo romper los enlaces en las cadenas de hidrocarburos y llevar el crudo pesado a uno con mayor movilidad. Las gráficas anteriores representan como en iguales tiempos uno inicial uno medio y uno cerca al final de la simulación realizada se comportan muy parecidos entre la distancia de inyector a productor.

El caso base es el que se ilustró ya que es el que presenta un mejor comportamiento y en tiempos oportunos para cada desarrollo del proceso, cerca del pozo inyector todos disminuyen notablemente la cantidad de fracción molar pesada y a medida que pasa el tiempo disminuye más hasta el punto en que el efecto de la combustión no acarrea el área.

4.4 CONTENIDO DE COMBUSTIBLE

En el momento de observar como variaba la cantidad de combustible en el yacimiento se generaron diferentes comportamientos ilustrados en las siguientes figuras (35-36).

Figura 35. Contenido de combustible en capa 5 y 3.



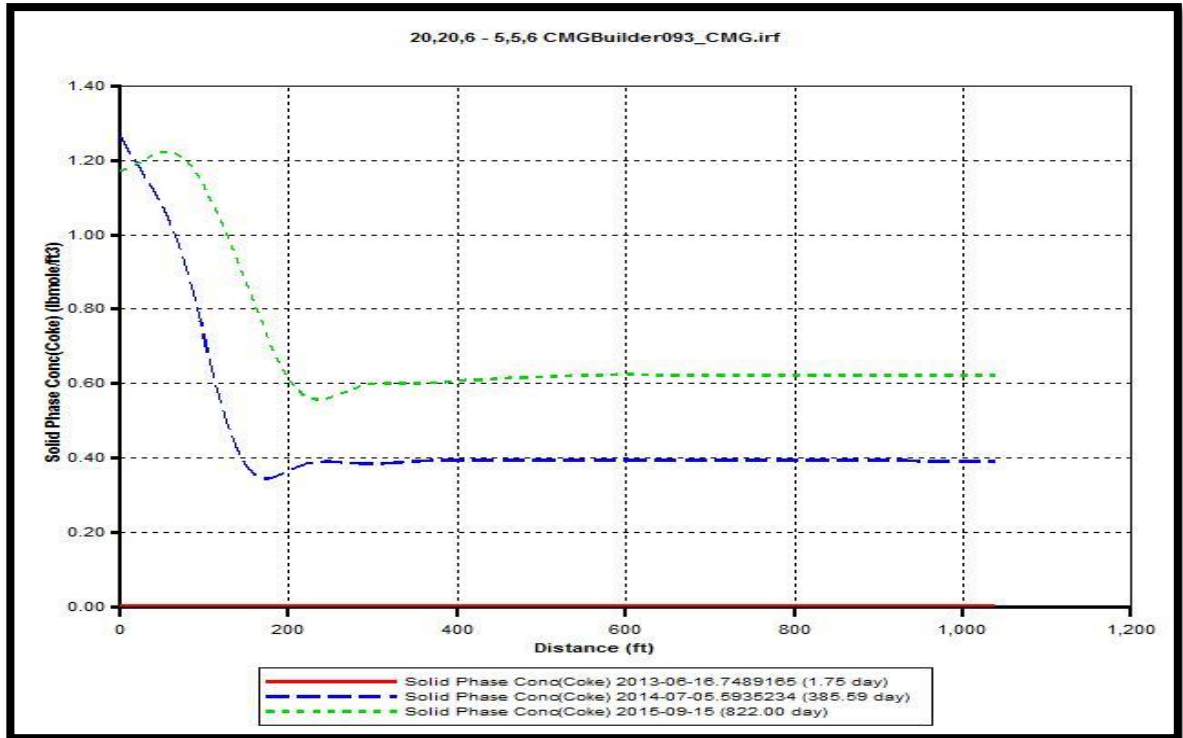
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

En estas figuras se puede observar como a medida que transcurre el tiempo la cantidad de coque depositado aumenta debido al avance del frente de combustión, si comparamos los resultados obtenidos con la tasa de inyección de aire se deduce como a medida que se inyecta más aire por la cantidad que se necesita de este para que mantenga el frente de combustión, el contenido de combustible varia incrementándose de igual forma. El aceite que actúa con el aire y la temperatura permite alimentar el proceso y permitir los diferentes mecanismos de desplazamiento que aumenten la eficiencia de barrido y por lo tanto la producción de aceite.

El contenido de combustible también conocido como coque es uno de los parámetros más importantes en el proceso, de la cantidad depositada de este depende la generación del frente de combustión aunque el coque trabaja directamente proporcional junto a otros parámetros, es decir a medida que se requiere más aire a una tasa de inyección constante o variable aumentara la cantidad del combustible que se almacenara en el volumen poroso.

En las figuras se ilustran como el coque depositado aumenta a medida del paso del tiempo y como es su comportamiento en un dimensionamiento diferente en el yacimiento desde el pozo inyector hasta los 4 pozos productores.

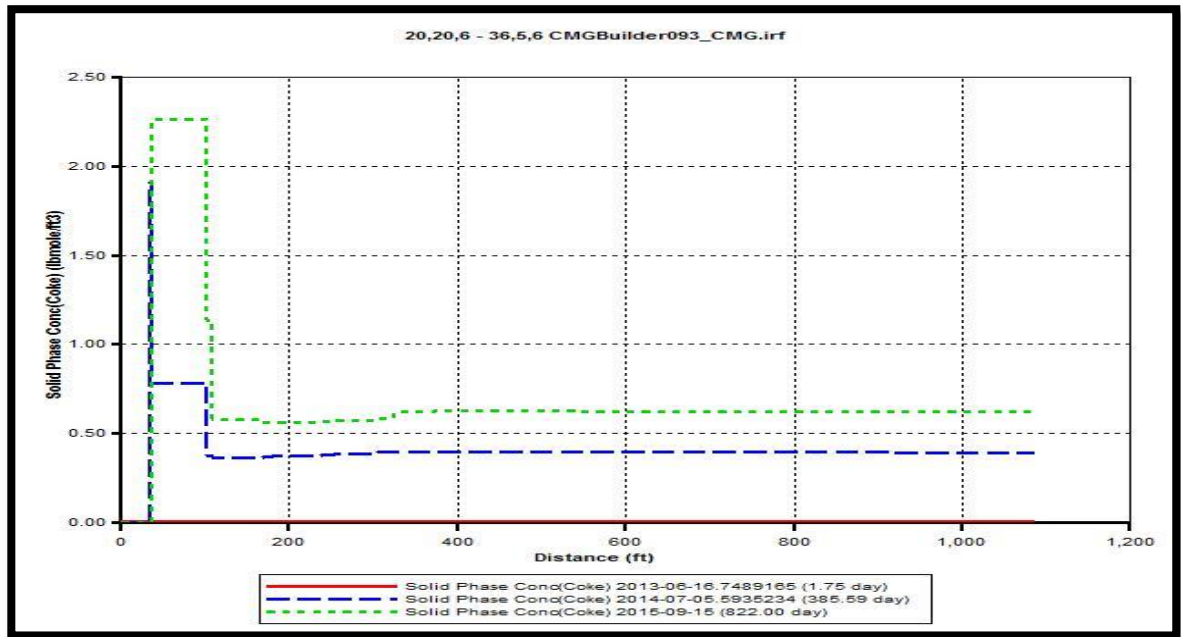
Figura 36. Variación de la cantidad de coque entre el pozo inyector y el productor 1.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

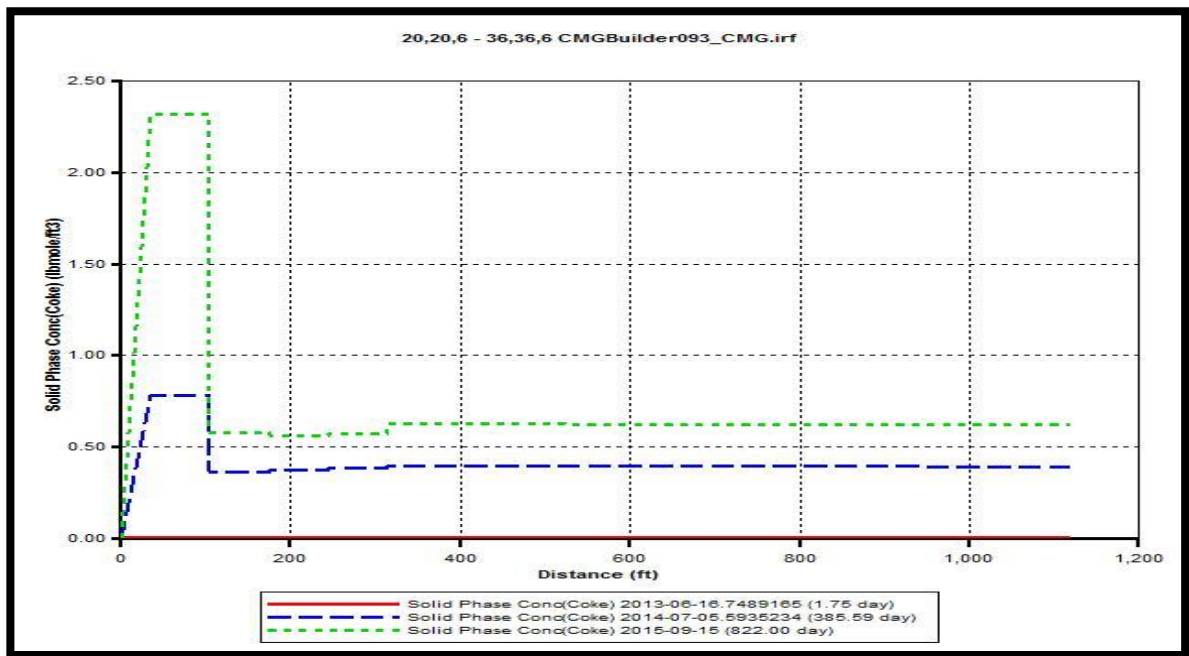
La cantidad de combustible entre el pozo inyector y well1 se manifiesta inicialmente con pocos incrementos hasta que el frente de combustión se incrementa por lo tanto la necesidad de este indica mayor cantidad de aire para poder desarrollarse.

Figura 37. Variación de la cantidad de coque entre el pozo inyector y el productor2.



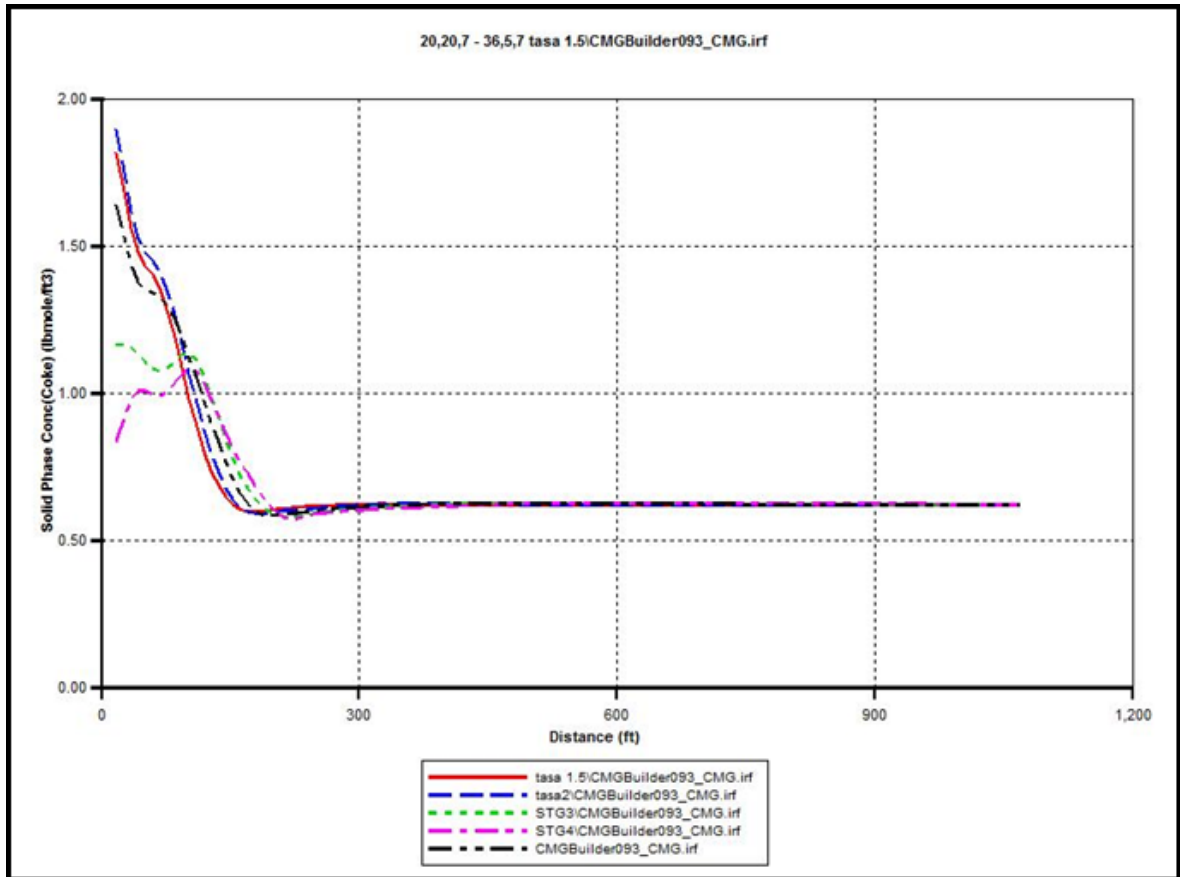
.Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Figura 38. Variación de la cantidad de coque entre el pozo inyector y el productor4.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Figura 39. Influencia de la tasa de inyección de aire en la depositación de coque.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

La figura se generó cuando el proceso se encontraba en los 822 días de iniciado, esta indica como las diferentes tasas aumentan o disminuyen la depositación del combustible, pero aunque mayores tasas indican mayor coque también se debe analizar si las tasas aumentarían la producción de oxígeno por su desplazamiento, sería más rápido en el yacimiento y muchas veces solo generan ignición pero no permiten alimentar el frente de combustión y por lo tanto que el proceso de combustión se lleve a cabo.

Por consiguiente el mejor comportamiento lo representa el caso base dado en la gráfica por la línea negra obteniendo una depositación de coque correcta y un desempeño adecuado del proceso.

En las distancias hacia el productor2 y productor3 tienen un comportamiento igual teniendo la necesidad de combustible mayor en el área iny-well1, en la distancia referente al well4 el frente avanza con mayor dificultad debido a que esta zona es la menos saturada de aceite y por lo tanto aunque se necesita mayor cantidad de aire para actuar la producción de aceite obtenida con es mayor en comparación con los otros pozos productores.

Si la necesidad de este parámetro aumenta la relación que existe de aire combustible disminuye es decir para obtener mayor cantidad de lb de coque depositadas el aire requerido es mayor.

4.5 PRESIÓN DE INYECCION

Para analizar el efecto que este parámetro genera en el método térmico se utilizó la correlación de Nelson y McNeil basada en varias pruebas de campo teniendo en cuenta propiedades del fluido, del yacimiento y el proceso de combustión in-situ.

$$P_{iw}^2 = P_w^2 + \frac{i_a \mu_a (T + 460)}{0.703 k_a h} \left[\ln\left(\frac{a^2}{r_w V_b t}\right) - 1.238 \right]$$

Tabla 16. Propiedades de yacimiento.

Ua (Cp)	0.000018
Ka (mD)	588
h (ft)	100
T (°F)	120
a (ft)	1200
rw (ft)	0.28
Vb (ft/dia)	0.42
t (dias)	478

Teniendo como variables constantes en la ecuación

Dónde:

P_w = presión pozo productor

I_w =tasa de inyección de aire

U_a =viscosidad del aire

K_a = permeabilidad efectiva del aire

h = espesor de la formación

T = temperatura del yacimiento

a =espacimientto entre pozo inyector y productor

r_w = radio del pozo

V_b = velocidad del frente de combustión

t =tiempo para alcanzar la mayor tasa de aire

Los valores se tomaron del modelo realizado aunque algunos como la permeabilidad efectiva se utilizó al grafica de permeabilidades relativas para utilizar el valor necesitado (observar figura 40). La velocidad del frente se utilizó de acuerdo a los valores en la literatura que se han determinado después de varios estudios en procesos de combustión in-situ. El tiempo para alcanzar la mayor tasa de producción de gas se observa en el comportamiento del caso base que se tiene.

Figura 40. Curvas de permeabilidad relativa.

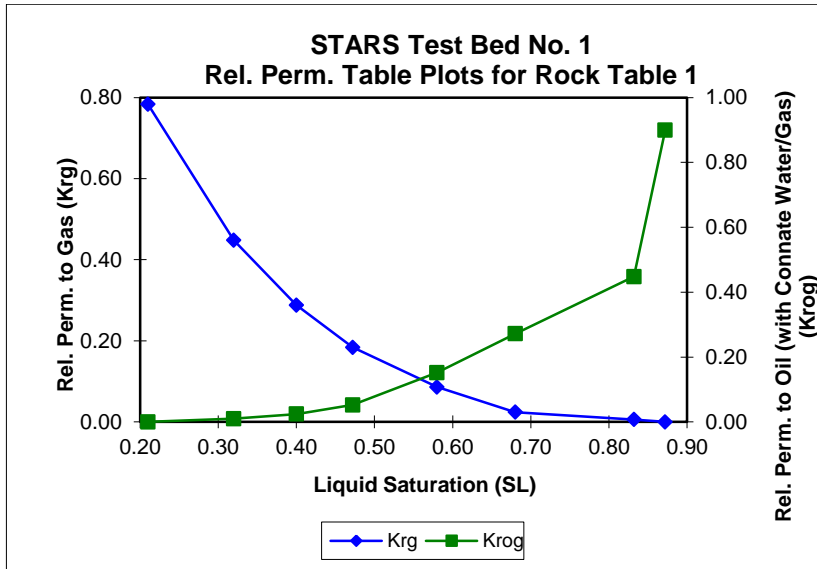


Tabla 17. Aplicación de la correlación de Nelson y McNeil.

Pw (psi)	Pw ²	la (ft ³ /d)	Pi ²	Pi (psi)
400	160000	2800000	160006.303	400
600	360000	2800000	360006.303	600
800	640000	2800000	640006.303	800
700	490000	2800000	490006.303	700
500	250000	2800000	250006.303	500
1000	1000000	2800000	1000006.3	1000

La tabla 19 indica la aplicación de la ecuación utilizando un rango operacional de presiones de fondo en los pozos productores como restricción y la tasa utilizada con mejor desarrollo después de los anteriores análisis para la respectiva operación. se debe tener en cuenta que dicha presión de descarga en el compresor no afecte la presión de fractura y por ende no se llegue a un

inconveniente en el yacimiento como sería la canalización, permitiendo pérdidas de fluido inyectado y por lo tanto en la eficiencia.

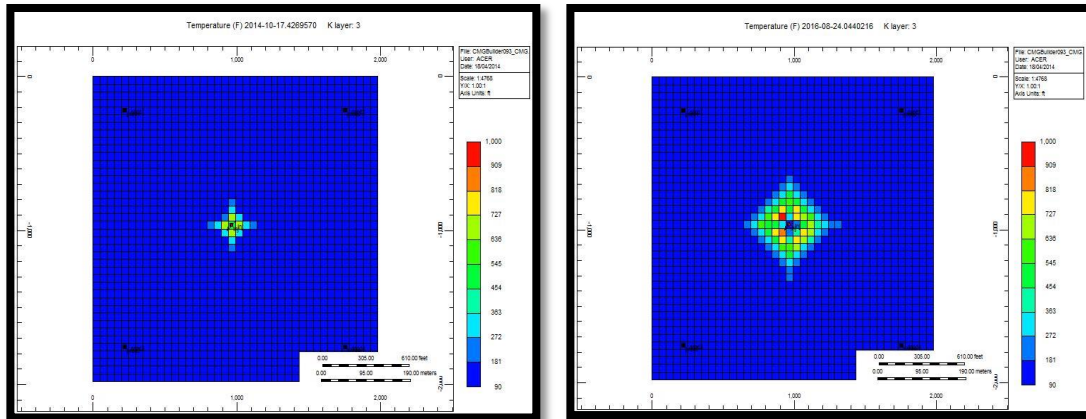
Las variaciones en este parámetro depende de muchos factores principalmente en la tasa de inyección que se le aplica al yacimiento a medida que sea mayor la presión de inyección debe aumentar para lograr alcanzar su objetivo, pero también está sujeta a la presión que se tiene en los pozos productores y como tratan de mantenerla con un sistema de levantamiento. Además se debe buscar que el gradiente de presión sea mínimo de este modo permitir un desplazamiento correcto del frente de combustión.

Cada variación permite relacionar directamente como la presión de inyección depende de la presión manejada en el pozo productor y que aunque a medida que aumente la presión también la eficiencia en la tasa pero al mismo tiempo se depleta demasiado rápido en el pozo productor, por lo tanto se debe manejar un equilibrio de presiones y analizar parámetros como el gradiente de presión que depende del diferencial de presión, ya que el diferencial de distancia y la densidad del fluido inyectado es constante, y este parámetro debe disminuir por lo ya explicado para un mejoramiento en el proceso.

Las condiciones del yacimiento son variables muy importantes en el comportamiento de la presión de inyección, debido a que a menor sea la permeabilidad de la roca mayor será la presión necesaria pero esto tendría mayores inconvenientes pues se debe no pasar la línea entre inyectar a una presión correcta sin pasar la presión de fractura.

En la figura 41 se puede ver el comportamiento de la temperatura en el yacimiento, esta varía de acuerdo a todos los parámetros operacionales que se encuentran vinculados en el método térmico, además de ilustrar las zonas generadas en este.

Figura 41. Comportamiento de la temperatura.



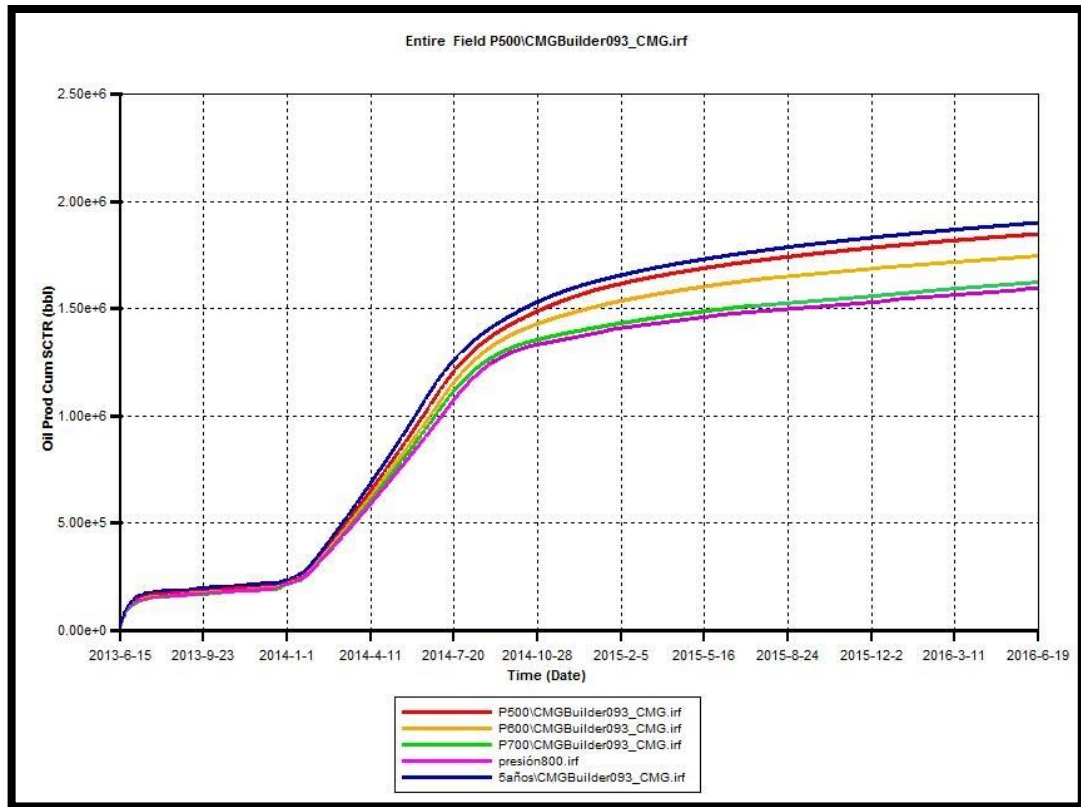
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Las zonas más cercanas al pozo inyector con diferentes tonalidades indican el encuentro del aire el aceite y la temperatura del yacimiento y como se genera el frente de combustión expandiéndose por el yacimiento. El color azul y verde claro indican unas temperaturas entre 200 y 300 F a medida que los colores se tornan más cálidos se manifiestan temperaturas más altas donde se sitúa la combustión, las zonas más lejanas al frente determinan la zona de banco de aceite que se calienta luego de que los livianos se han desprendido por procesos en las reacciones y condensado posteriormente luego de desplazarse, de esta manera ingresando al banco de aceite que se encontraba frío y permitiendo disminuir la viscosidad y generar un desplazamiento más eficiente para la producción de aceite. Las zonas de baja temperatura aunque se encuentran presentes están situadas en el banco de aceite y se ven influenciadas por los tipos de mecanismos que aportan energía y permiten aumentar el desplazamiento en todo el yacimiento.

La figura 41 permite tener una idea de cómo se manifiesta la temperatura para el inicio de la inyección de aire y cuando ya se encuentra avanzada la combustión. A

medida que el frente se alimenta de oxígeno y coque genera diferentes tipos de temperaturas generando zonas donde se presentan diferentes procesos y en cada uno diferentes efectos que ayudan al mejoramiento in situ.

Figura 42. Producción acumulada de aceite a diferentes presiones de inyección



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Tabla 18. Influencia de la presión de inyección en la producción de aceite incremental.

Presión de inyección (psia)	Producción incremental (bbl)	% incremental
800	484.380	Disminuye
700	464.310	Disminuye
600	234.380	Disminuye
500	152.410	Disminuye

Para este análisis la tasa permanece constante con la que se tomó como más eficiente en otras sensibilidades la tasa de 2'800.000 con una producción acumulada de aceite de 1'999.080 y se variaron diferentes presiones para determinar numéricamente su influencia en el incremental de producción de aceite. De acuerdo a los resultados obtenidos se deduce que ninguno de los valores planteados genera un aumento en la producción de aceite referente a la que se tiene como base, este resultado lo genera que el gradiente de presión no es lo suficiente bajo para ayudar al desplazamiento del frente de combustión y por lo tanto los mecanismos de desplazamiento no causan el mejor efecto y las producciones de aceite no supera la dada por el caso base.

Las presiones de operación generan un efecto directo no solo en las condiciones del yacimiento, sino también en cómo el frente de combustión se desplaza, es decir a medida que las presiones de fondo en el pozo productor y la de inyección del aire generan un gradiente de presión más pequeño el frente puede desplazarse correctamente y la combustión puede presentar todos los mecanismos necesarios para el mejoramiento en el yacimiento.

Por otro lado si las presiones efectuadas son demasiado altas harán que el yacimiento se deplete con mayor facilidad y aunque la combustión si puede generarse los inconvenientes que traería en las formaciones y el los pozos sería un aspecto negativo.

4.6 RELACION AGUA-AIRE

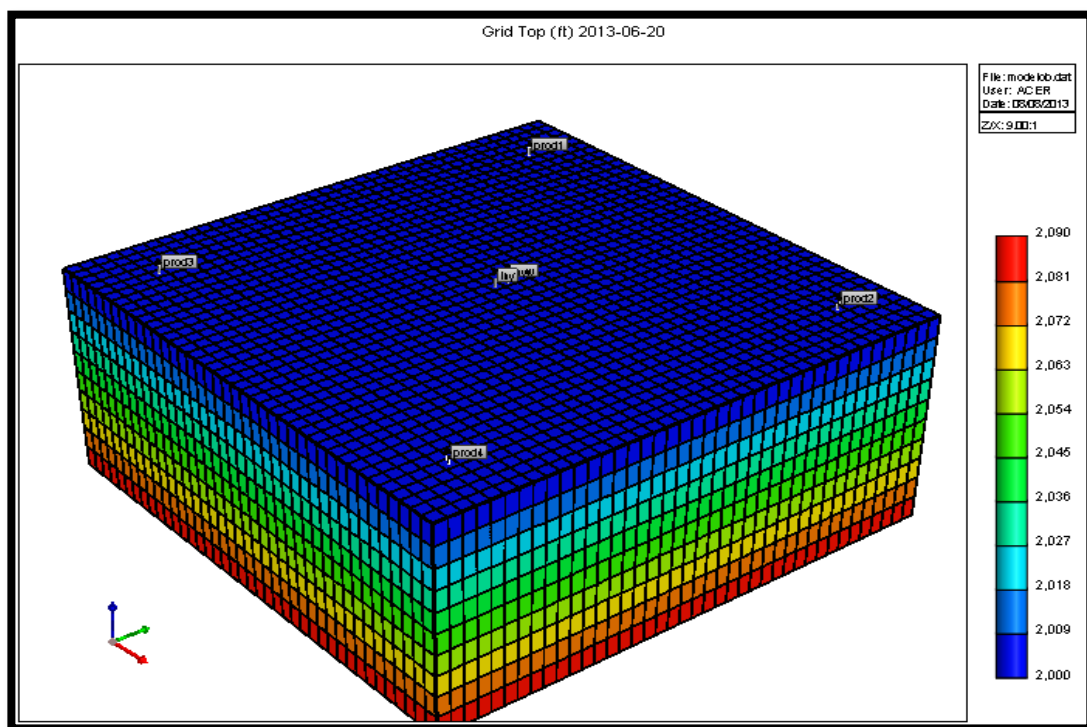
Para revisar el efecto de la relación agua-aire se realizó una combustión in situ húmeda, en la cual se procedió a inyectar aire y agua de manera alternada durante los dos años de la simulación, utilizando para ello ciclos de 3 meses y un mes de inyección (para aire y agua respectivamente).

Al realizarse este proceso modificado se creó un nuevo modelo con un pozo inyector de agua en coordenadas (20i, 20j, 1k) con una tasa de inyección constante para baches de agua de 8000 (bbl/dia). Como el desarrollo del método

térmico trabaja con las propiedades caloríficas del fluido inyectado el requerimiento de aire disminuye debido a que el yacimiento trabaja con el poder calorífico del agua que es 100 veces mayor que el del aire por lo tanto los parámetros como la tasa de inyección de aire disminuyen, en este caso se tomó una tasa de 2800000 (ft³/dia) constante durante periodos específicos y una restricción para la presión de fondo en los pozos productores de 400 (psia). La relación de agua-aire sería de 2.8 (Bbl/kft³).

En la figura 43, se observa el nuevo modelo.

Figura 43. Modelo combustión húmeda.



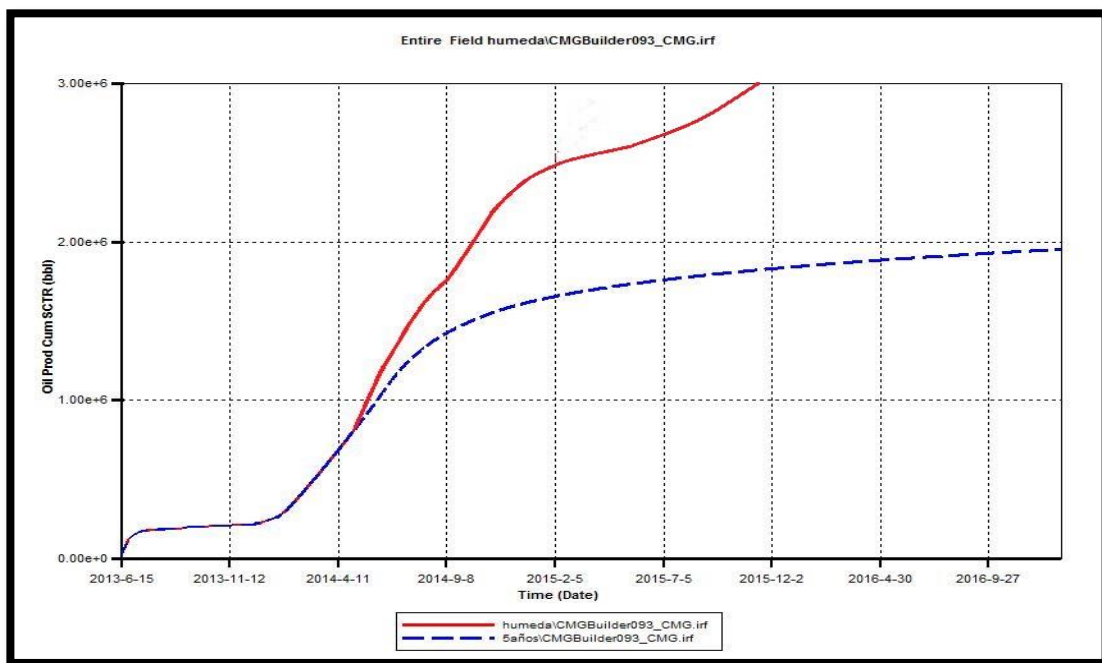
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Este mejoramiento en el proceso de combustión in-situ trae como consecuencias positivas el aumento del incremento en la eficiencia de barrido, implementando una ventaja en el transporte de energía ya que el agua al poseer un poder calorífico

100 veces mayor que el aire aumenta la facilidad alimentar el frente con oxígeno y por lo tanto el coque depositado aumenta.

En la figura 44 Se aprecia notoriamente como el cambio entre el proceso realizado con una combustión seca es inferior en el comportamiento que se obtiene referente en este caso a la producción acumulada de aceite donde la diferencia entre los dos resultados corresponde aproximadamente a los 1'181.000 (Bbl/d). El aporte generado por el agua es muy considerable pero a su vez se deben manejar criterios cuidadosamente como son la parte económica, es decir si es factible el implementar este proceso y obtener los resultados anhelados.

Figura 44. Producción acumulada, combustión húmeda Vs combustión seca.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam thermal and Advanced processes Reservoir, Simulator STARS.

Se tomaron dos valores de la producción acumulada para el proceso de la combustión seca y la combustión húmeda en una fecha determinada (12-abril-2015), obteniendo como resultados:

Combustión seca: 1'707.940 (Bb/d), identificada en la gráfica con la curva azul.

Combustión húmeda: 2'888.888 (Bb/d), identificada en la gráfica con la curva roja.

Indicando el efecto de la combustión húmeda en el yacimiento, dando un aumento aproximado de 1'181.000 (Bb/d).

4.7 ESQUEMA DE RANGOS OPERACIONALES INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN-SITU

PARÁMETRO	ANÁLISIS	VALOR OBTENIDO
Tasa de inyección	Es el parámetro sobre el que se puede ejercer mayor control desde superficie, el cual se encuentra relacionado directamente con la velocidad de la zona de combustión, ya que bajas tasas de aire producen pérdidas de energía por lo tanto se debe operar a tasas entre 1.5-4 (MMPCs/d).	2'800.000 (PCs/d)
Espaciamiento entre pozos	Amplios espaciamientos prolongan la vida del proyecto debido a que se retrasa la irrupción del frente de combustión en el pozo productor. Por lo tanto se debe manejar un rango para maximizar el recobro de aceite, éste debe estar entre 300-1900(ft).	1200 (ft)
Requerimiento de aire	Es un parámetro esencial en un proceso CIS debido al efecto que	Cantidad máxima de aire

	<p>tiene en la economía del proyecto, éste determina la capacidad de compresión necesaria para quemar el contenido de combustible. Dependiendo proporcionalmente de la saturación de aceite presente en el yacimiento .</p>	<p>15.42699 (MMscf/ acr*ft)</p> <p>Cantidad mínima de aire</p> <p>11.23116 (MMscf/ acr*ft)</p>
<p>Contenido de combustible</p>	<p>La cantidad de combustible quemado por unidad de volumen de yacimiento, determina cuanto calor se genera, la cantidad de aire requerido, la velocidad de avance del frente de combustión. Por lo tanto los valores operacionales de este parámetro son muy variables pero se han estimado aproximadamente entre 1.5 y 2.5 (lb/pie³).</p>	<p>2.3 (lb/pie³)</p>
<p>Presión de inyección</p>	<p>Esta incide directamente con la presión de descarga del compresor, suministrando sin superar la presión de fractura y evitando inconvenientes en el proceso. Para ello se necesita tener caracterizado el yacimiento y dependiendo de esto se determinará la presión de inyección.</p>	<p>400 (psia)</p>

Relación aire-agua	Este parámetro influye en la utilización de oxígeno, en la depositación de combustible y en la velocidad del frente de combustión. La escogencia de este valor depende de la disponibilidad de agua, calidad del agua, infectividad del pozo, su rango operacional se encuentra entre 0.5 y 3 (Bbl/1000pie ³).	2.8 (Bb/1000pie ³)
--------------------	---	--------------------------------

CONCLUSIONES

- La cantidad de coque depositado aumentó de forma proporcional a la cantidad de aire inyectado permitiendo una mayor eficiencia en la generación del frente de combustión, aunque al alimentar más este proceso el requerimiento de aire también se incrementa.
- La variación en el arreglo de cinco puntos establecido inicialmente en el modelo base en el estudio del modelo conceptual, indicó como a medida que se varía el espaciamiento entre los pozos este no influye directamente en la producción de aceite, sino en la energía necesaria para la inyección de aire y por lo tanto el desarrollo del método térmico.
- Implementar un proceso de combustión húmeda complementa el funcionamiento de la combustión permitiendo un mayor desarrollo en el frente y barriendo mayor cantidad de aceite aplicando una relación aire-agua de 3:1, aunque también implica mayores costos y que se deba tener un mayor conocimiento de la parte operativa para aplicar el proceso.
- Se debe ejercer control sobre la presión de inyección permitiendo una movilidad adecuada del frente de combustión pero previniendo daños en el yacimiento como fracturas además, sin que se llegue a afectar proceso, es decir que se acelere excesivamente la combustión.
- El simulador de yacimientos(CMG) utilizado permitió no solo predecir el comportamiento del proceso en un tiempo determinado sino también estimar como cada parámetro sometido a diferentes variaciones indicaba la influencia sobre el proceso de combustión in-situ.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un análisis más real basado en la geología estructural de un yacimiento real, y observar cuales serían las variaciones de los rangos operativos, teniendo en cuenta el tipo de roca de los diferentes estratos.
- ✓ Desarrollar una investigación que permita contrastar el efecto de un acuífero en el yacimiento y como este afectaría el desarrollo del proceso de combustión.
- ✓ Implementar tiempos de estudio más extensos para el análisis de este proceso, y de esta forma tener una predicción más significativa del desarrollo de esta técnica en los yacimientos del país.
- ✓ Realizar un estudio de cómo serían los rangos operativos para un proceso de combustión en reversa y compararlo con un proceso de combustión normal, de esta manera hacer un paralelo entre los dos y tener en cuenta cual sería el más factible.

BIBLIOGRAFIA

- ALEXANDER., John, MARTIN, L., DEW, John. Factors Affecting Fuel Availability and Composition during In Situ Combustion. SPE 296, 1962.
- Alexander, *I.D.*, Martin, *W.L.*, and Dew, *I.N.*: "Factors Affecting Fuel Availability and Combustion During In-Situ Combustion," *JPT'* (Oct. 1962) 1154-62; *Trans.*, AIME, 225.
- ALI,farouq. Practical heavy oil recovery. 1997.
- BOUSAID, I., y RAMEY, H. Oxidation of Crude Oils in Porous Media. SPE, 1968. p.138.
- Butler, R.M., *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*, GravDrain's Blackbook, 1997, p. 416.
- Carney, J.P. and Emanuel, A.S.: "Effect of Grid Size in the Compositional Simulation of CO₂ Injection," paper SPE 6894 presented at the 1977 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Oct. 9-12.
- CHU, Chieh. State of the Art Review of Fireflood Field Projects. SPE 9772, 1982.
- Coats, K.H., "In Situ Combustion Model", SPEJ, Vol. 20, No. 6, Dec. 1980

- Hallam, R.J. and Donnelly, J.K.: "Pressure-Up Blowdown Combustion - A hanneled Reservoir Recovery Process," presented at SPE Annual Meeting, Houston, Texas (Oct. 35,1988).

- HARDY, W., et al. In Situ Combustion in Thin Reservoir Containing High Gravity Oil. En: JPT. Febrero, 1972, p. 199-208.

- Martin, W.L., Alexander, J.D. and Dew, J.N.: "Process Variables of In Situ Combustion," Trans., AIME (1958), Vol 213,28-35.

- MARTIN, W. Process Variables of In Situ Combustion. En: AIME. 1958, vol. 213, p. 218.

- MONIN, J. y AUDIBERT, A. Thermal Cracking of Heavy Oil/Mineral Matrix Systems. SPE 16269, 1987.

- M.R. Fassihi and T.H. Gillham, "The Use of Air Injection to Improve the Double Displacement Processes", SPE Paper No. 26374 68th Annual Technical Conference of the SPE Houston Texas October, 1993.

- NAVAS REYES, Yorleth. Metodología para el monitoreo y seguimiento de yacimientos sometidos a un proceso de combustion in situ. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander, 2009.

- NELSON, T. W.; MCNEIL, Op.Cit. —How to Engineer a Combustion In Situ Projectll.1961.

- OLIVEROS GÓMEZ, Luis Roberto. Evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in-situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas (Magister en ingeniería de hidrocarburos). Universidad industrial de Santander (2013).

- OREA, Miguel. Métodos de recuperación terciaria. Combustion in situ. Junio2012.

- Pebdani, F.N., Longoria, R., Wilkerson, D.N. and Ventatesan, V.N.: "Enhanced Oil Recovery by Wet In-Situ Oxygen Combustion: Esperson Dome Field, Liberty County, Texas," SPE 18072 presented at Annual Technical Conference, Houston, Texas (Oct. 2-5, 1988)

- S. Sakthikrunar, K. Madaoui, J. Chastang, "An Investigation of the Feasibility of Air Injection into Waterflooded Light Oil Reservoirs", SPE Paper No. 29806 presented in the SPE Middle East Oil Show held in Bahrain, 11-14 March 1995.

- SARATHI, partha. in situ combustion handbook. principles and practices. Oklahoma: 1999, 25p.

- Tsang, P.W.: "Rationale for Low Injection Rates and Pressure Cycles for Firefloods in Heavy Oil Reservoirs," Paper No. 88-39-57 presented at Petroleum Society of CIM Meeting, Calgary, Alberta (June 12-16, 1988)

- VOSSOUGH, S., et al. Automation of An In Situ Combustion Tube an Study of the Effect of Clay on the In Situ Combustion Process. SPE, Agosto, 1982. p. 493-502.

- WILLIAMS, F.A., Combustion Theory; *Benjamin and Cummings Publishing Company Inc. 1985.*

- Yanni maras, D.V., Sufi, A.H., and Fassihi, M.R.: "The Case for Air Injection Into Deep Light Oil Reservoirs," *Proc .. Sixth European Symposium on IOR, Stavanger, (1991) 55.*

- YATTE GARZON, Fabián camilo. Estudio analítico para determinar la influencia de la tasa de inyección de aire sobre los perfiles de temperatura y los gases de combustión mediante la simulación numérica de una prueba de tubo (Magister en ingeniería de hidrocarburos). Universidad industrial de Santander (2011).