EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU HÚMEDA A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN

EMILIO ANDRES CAVANZO BALCAZAR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU HÚMEDA A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN

EMILIO ANDRES CAVANZO BALCAZAR

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

M.SC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

DIRECTOR

M.SC. HERNANDO BOTTÍA RAMÍREZ

CO – DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza para continuar en los momentos adversos, por llenar mi vida de paz, amor y sabiduría para tomar las mejores decisiones, por ser mi maestro y consejero y especialmente por darme la oportunidad de pasar los mejores momentos de mi vida con mis seres queridos. Toda la gloria para el señor.

A mi papá, quien ha sido mi mejor amigo a lo largo de toda mi vida. Gracias a ti me he formado como un buen hombre y fundamentalmente, como un buen ser humano. Tú me has enseñado el valor del respeto, la ética, la disciplina, la responsabilidad y la perseverancia. Gracias papá por los sacrificios que has hecho por mí y por hacer de mí lo que soy ahora.

A mi mamá, por darme la vida, por enseñarme a ser un hombre comprometido y a luchar por los objetivos que me propongo. Mamá, tú has sido la fuerza motriz que impulsa cada una de mis acciones, me has corregido cuando ha sido necesario y gracias a eso he aprendido de mis errores. Te amo.

A mis hermanos, por su amor y cariño diario. Gracias hermanos, porque ustedes han sido un gran motivo de felicidad y alegría en mi vida, por ustedes me esfuerzo por ser un mejor hombre y progresar como ser humano y profesional. Quiero ser el mejor ejemplo para sus vidas y vean en mí un espejo para su futuro.

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Samuel Muñoz, por sus consejos, dirección y apoyo a lo largo del desarrollo de este proyecto de investigación.

Al ingeniero Hernando Bottia, por sus ideas, sugerencias y recomendaciones para finalizar de manera exitosa este proyecto.

A mis compañeros de la maestría, por el mutuo apoyo, sus valiosos consejos y por los buenos momentos vividos. Gracias amigos.

A ECOPETROL – ICP, por la información y ser la empresa que me ha dado la oportunidad de crecer como profesional.

A la Universidad Industrial de Santander, por ser mi alma máter y la institución que me ha formado como un profesional ético y responsable.

A Alvaro Villar, por ser mi amigo, mi consejero y especialmente por confiar en mi y darme la oportunidad de iniciar mi vida profesional en el Instituto Colombiano del Petróleo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 15
1. COMBUSTION IN SITU HUMEDA 18
1.1.FUNDAMENTOS DE LA COMBUSTION IN SITU 18
1.1.1.Zonas presentes en el yacimiento. 19
1.1.2.Mecanismos de desplazamiento. 20
1.1.3.Reacciones químicas. 21
1.1.4.Cinética de la combustión In Situ. 23
1.2.CLASIFICACIÓN DEL PROCESO 25
1.2.1.Combustión húmeda. 25
1.3.ESTUDIO DE LA TECNICA A NIVEL DE LABORATORIO 29
1.3.1.Prueba de tubo de combustión. 29
1.4.ANTECEDENTES PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN HÚMEDA 33
2. PRUEBA EXPERIMENTAL 40
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA EXPERIMENTAL 40
2.1.1. Metodología experimental. 41
2.2. RESULTADOS EXPERIMENTALES 44
3. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA 48
3.1. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE LA PRUEBA DE TUBO 48
3.1.1. *Grid* de simulación. 49
3.1.2. Modelo de fluidos. 50
3.1.3. Modelo cinético. 53
3.1.4. Interacción roca – fluido. 57
3.1.5. Condiciones iniciales. 58

3.1.6. Pozos y eventos 59
3.2. VARIABLES DE SALIDA 61
4. RESULTADOS Y AJUSTE HISTÓRICO 62
4.1. PERFILES DE TEMPERATURA 62
4.2. COMPOSICIÓN GASES PRODUCIDOS 65
4.3. VELOCIDAD DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN 67
4.4. PRODUCCION ACUMULADA DE LÍQUIDO 68
4.5. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE 69
4.6. CONCENTRACIÓN DE COQUE 69
5. EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO 71
5.1. EFECTO DEL AGUA SOBRE LA VELOCIDAD DEL FRENTE DE COMBUSITÓN 71
5.2. EFECTO DEL AGUA SOBRE EL REQUERIMIENTO DE AIRE 72
5.3. EFECTO DEL AGUA SOBRE EL COMBUSTIBLE CONSUMIDO Y EL REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE 74
5.4. EFECTO DEL AGUA SOBRE LA RELACIÓN AIRE / COMBUSTIBLE Y OXÍGENO / COMBUSTIBLE 76
5.5. EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PERFILES DE TEMPERATURA 77
5.6. EFECTO DEL AGUA SOBRE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE 79
6. CONCLUSIONES 81
7. RECOMENDACIONES 83
BIBLIOGRAFÍA 84
ANEXOS 89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas presentes en el yacimiento durante el proceso de combustión in situ. 20
Figura 2. Perfil de temperatura y saturación de fluidos típico de un proceso de combustión in situ húmeda incompleta. 27
Figura 3. Perfil de temperatura y saturación de fluidos típico de un proceso de combustión in situ húmeda completa. 28
Figura 4. Perfil de temperatura y saturación de fluidos típico de un proceso de combustión in situ súper húmeda. 28
Figura 5. Pruebas de laboratorio de un proceso de combustión in situ. 29
Figura 6. Diagrama de bloques tubo de combustión. 41
Figura 7. Partes del sistema de inyección de aire. 42
Figura 8. Distribución de tamaño de grano de la arena sintética. 43
Figura 9. Perfiles de temperatura prueba experimental. 45
Figura 10. Composición de gases producidos prueba experimental. 46
Figura 11. Diagrama entrada - salida tubo de combustión. 46
Figura 12. Producción acumulada de líquido. 47
Figura 13. Velocidad del frente de combustión prueba experimental. 47
Figura 14. Propiedades petrofísicas del *grid* de simulación. 50
Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa. 58
Figura 16. Cronograma de inyección modelo de simulación. 59
Figura 17. Ubicación de las termocuplas en el modelo de simulación. 61
Figura 18. Perfiles de temperatura modelo de simulación numérica. 62
Figura 19. Ajuste histórico perfiles de temperatura zonas 1 – 5. 63
Figura 20. Ajuste histórico perfiles de temperatura zonas 6 - 10. 64
Figura 21. Ajuste histórico perfiles de temperatura zonas 11 –15. 64
Figura 22. Composición gases producidos modelo de simulación numérica. 65
Figura 23. Ajuste composición gases producidos. 66
Figura 24. Ajuste velocidad del frente de combustión. 67
Figura 25. Ajuste producción acumulada de líquido. 68
Figura 26. Producción acumulada de aceite modelo numérico. 69
Figura 27. Concentración de coque generado modelo numérico. 70
Figura 28. Efecto del agua sobre la velocidad del frente de combustión. 71

Figura 29. Efecto del agua sobre el requerimiento de aire. 73
Figura 30. Efecto del agua sobre el combustible consumido. 74
Figura 31. Efecto del agua sobre el requerimiento de combustible. 75
Figura 32. Efecto del agua sobre la relación aire / combustible. 76
Figura 33. Efecto del agua sobre la relación aire / combustible. 77
Figura 34. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,153 kg/m^3. 78
Figura 35. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,307 kg/m^3. 78
Figura 36. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,384 kg/m^3. 78
Figura 37. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,538 kg/m^3. 78
Figura 38. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,769 kg/m^3. 79
Figura 39. Efecto del agua sobre la producción acumulada de aceite..... 80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Antecedentes pruebas de tubo de combustión húmeda. 33
Tabla 2. Saturación de fluidos en el reactor antes del inicio de la inyección de aire.... 43
Tabla 3. Condiciones de operación para la prueba de tubo de combustión húmeda... 44
Tabla 4. Propiedades del grid de simulación. 49
Tabla 5. Dimensiones del tubo de combustión y propiedades petrofísicas de la muestra. 49
Tabla 6. Propiedades térmicas del sistema roca – fluido y el tubo. 50
Tabla 7. Composición crudo colombiano. 51
Tabla 8. Propiedades del crudo colombiano. 52
Tabla 9. Agrupación por pseudocomponentes del crudo colombiano. 53
Tabla 10. Coeficientes estequiométricos modelo de reacciones LTO. 54
Tabla 11. Coeficientes estequiométricos reacción ITO. 55
Tabla 12. Coeficientes estequiométricos reacción HTO. 56
Tabla 13. Parámetros cinéticos modelo de simulación numérica. 57
Tabla 14. End points curvas de permeabilidad relativa. 57
Tabla 15. Condiciones iniciales modelo de simulación. 58
Tabla 16. Parámetros operacionales pozos inyector y productor. 60
Tabla 17. Factor de recobro y producción acumulada de aceite para diferentes RAA. 80

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Parámetros de desempeño para cada relación de inyección agua / aire..... 89

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU HÚMEDA A PARTIR DE PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN[*].

AUTOR: EMILIO ANDRES CAVANZO BALCAZAR[**].

PALABRAS CLAVES: Recobro mejorado del petróleo, combustión in situ húmeda, prueba de tubo de combustión, modelo de simulación numérica, ajuste histórico, modelo de reacciones, parámetros de desempeño, perfiles de temperatura.

Durante la aplicación de la técnica de recobro mejorado del petróleo denominada combustión in situ, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena calcinada detrás del frente de combustión y no se utiliza para el desplazamiento del aceite. La capacidad calorífica del aire seco es baja y el aire inyectado no puede transferir calor desde la matriz de la arena tan rápidamente como se genera. El agua por otra parte puede absorber y transportar el calor mucho más eficientemente que el aire. Si el aire se inyecta junto con el agua, el calor almacenado en la arena quemada puede ser recuperado y transportado hacia adelante. La combustión húmeda surge como un posible método de recobro para aumentar la productividad de los yacimientos colombianos.

Para el presente estudio, inicialmente se realizó un análisis de los resultados de una prueba de tubo de combustión húmeda realizada a un crudo colombiano. Se desarrolló el modelo base de simulación numérica de la prueba de tubo mediante el *Builder* y el simulador STARS de la compañía CMG. Para el desarrollo del mismo, se planteó un modelo cinético que describe el comportamiento oxidativo del crudo de estudio, a partir de los resultados experimentales y el balance másico de la prueba.

Posteriormente, se realizó el ajuste histórico del modelo de simulación y se compararon los resultados numéricos con los resultados del modelo físico. Finalizado el modelo de simulación, se procedió a evaluar el efecto del agua sobre los parámetros de desempeño del modelo de la prueba de tubo de combustión húmeda, para lo cual se realizó un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de agua y se analizó su impacto sobre cada uno de los parámetros de desempeño, además se estudió su efecto sobre los perfiles de temperatura y la producción acumulada de aceite.

[*] Trabajo de investigación.

[**] Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co – director: M.Sc. Hernando Bottía Ramírez.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE EFFECT OF WATER ON THE PERFORMANCE PARAMETERS OF A WET IN SITU COMBUSTION PROCESS BY COMBUSTION TUBE TESTS[*].

AUTHOR: EMILIO ANDRES CAVANZO BALCAZAR[**].

KEY WORDS: Enhanced oil recovery, wet in situ combustion, combustion tube test, numerical simulation model, history matching, reactions model, performance parameters, temperature profiles.

During the application of the enhanced oil recovery technique called in situ combustion, a great amount of the heat generated during combustion is stored in the burned sand behind the combustion front and is not used for oil displacement. The air heat capacity is low and the injected air can't transfer heat from the sand matrix as rapidly as is generated. Water, on the other hand, can absorb and transport heat much more efficiently than air. If air is injected with water, the heat stored in the burned sand can be recovered and transported forward. Wet combustion arises as a possible recovery method for increasing the productivity in the Colombian reservoirs.

For the present research, initially it was performed an analysis to the results of a wet combustion tube test made to a Colombian crude. It was developed the numerical simulation model of the tube test by the Builder and the STARS simulator of the CMG company. For the development of the model, it was proposed a kinetic model that describes the oxidative behavior of the studied crude, from the experimental results and the mass balance of the test.

Subsequently, it was made the history matching of the simulation model and were compared the numerical results with the results of the physical model. Finalized the simulation model, it was evaluated the effect of water on the performance parameters of the tube test model of wet combustion, for which it was made a sensitivity analysis to the water injection rate and it was analyzed its impact on each performance parameter, also was studied its effect on the temperature profiles and the cumulative oil production.

[*] Research work.

[**] Faculty of physico chemical engineering. Petroleum engineering school.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co – director: M.Sc. Hernando Bottía Ramírez.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial los yacimientos no convencionales, en especial los de crudo pesado, se están convirtiendo en la fuente principal de hidrocarburos. En Colombia el factor de recobro promedio es de aproximadamente el 19%; alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (cerca del 88% de la producción proviene de producción primaria, el 11% de la producción secundaría y menos del 1% de métodos de recobro mejorado), muchos de ellos con alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento[1]. Por lo anterior se hace necesaria la implementación de métodos EOR (*Enhanced Oil Recovery*) como tecnología para aumentar la producción de crudo en el país, con el fin de incrementar el factor de recobro de los campos colombianos.

Una de las técnicas más antiguas y eficientes en el recobro de crudo pesado es la combustión in situ (CIS). A diferencia de una inyección convencional de gas, en un proceso CIS, el calor es usado para mejorar el recobro del aceite. El calor es generado en el yacimiento (in-situ) a partir de la quema de un material residual sólido de baja volatilidad, generado a partir del craqueo térmico del aceite, denominado coque[2]. El aceite es desplazado al pozo productor gracias al empuje de los gases de combustión, el agua producto de la combustión y la recondensación del agua de formación.

El origen de esta técnica data del año de 1911 (Lewis, 1916). *Cumberland Oil Company* en el Sureste de Ohio, realizó inyección de aire húmedo al yacimiento con el fin de mitigar los problemas de deposición de parafinas[3]. De acuerdo al análisis de los gases producidos (bajo contenido de oxígeno y presencia de gases de combustión como dióxido de carbono) se concluyó la ocurrencia de la reacción de combustión en el yacimiento.

A partir de 1950, se han llevado a cabo más de 162 proyectos piloto de combustión in situ (CIS). En abril de 1992 la producción incremental diaria de aceite a partir de procesos CIS fue aproximadamente de 4700 BOPD (8 proyectos) en USA, 8000 BOPD (10 proyectos) en la unión soviética; 7300 BOPD (3 proyectos) en Canadá y

[1] R. CASTRO, G. MAYA, M. TRUJILLO, H. PEREZ, C. SOTO, D. MERCADO, A. LOBO, A. ORDOÑEZ, J.E. SANDOVAL. *Enhanced Oil Recovery (EOR) Status – Colombia.* SPE 139199. 2011.
[2] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 1998. Pg 25.
[3] BOUSAID, 1.S. AND RAMEY, H.J. JR. *Oxidation of Crude Oils in Porous media*. SPE. 1937. 1968.

12000 BOPD (5 proyectos) en Rumania. Actualmente solo 4 proyectos son comercialmente activos en el mundo.

A pesar de su alta eficiencia térmica, esta técnica no ha tenido gran auge debido al excesivo número de fallas del proceso, principalmente al ineficiente control del mismo y al desconocimiento de los fenómenos que ocurren durante la aplicación de la técnica.

Las características de depositación de coque en un yacimiento son los parámetros básicos para el diseño en la aplicación del proceso de combustión in situ. El coque, es el combustible que sostiene el frente de combustión, el cual resulta a partir del craqueo térmico y la destilación del crudo próximo a la zona de combustión. La cantidad de coque depositado es función de la gravedad API, saturación y movilidad del crudo, la presión y mineralogía del yacimiento, siendo mayor en crudos pesados, poco móviles, a alta presión[4]. La depositación de coque determina la cantidad de aire que se requiere para el avance del frente de combustión, si el coque depositado es excesivo, lo cual es frecuente en el caso de los crudos pesados, se necesita una gran cantidad de aire para quemarlo en su totalidad reduciendo la viabilidad económica del proceso y limitando la aplicabilidad del mismo a yacimientos de crudo pesado.

Una estrategia para superar estas desventajas es por medio del proceso de combustión in situ húmeda. En el proceso de combustión in situ frontal seco, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena calcinada detrás del frente y no se utiliza para el desplazamiento del aceite[5]. La capacidad calorífica del aire seco es baja y el aire inyectado no puede transferir calor desde la matriz de la arena tan rápidamente como se genera.

El agua por otra parte puede absorber y transportar el calor mucho más eficientemente que lo que puede el aire. Si el aire se inyecta junto con el agua, el calor almacenado en la arena quemada puede ser recuperado y transportado hacia adelante. La combustión húmeda surge como un posible método de recobro para aumentar la productividad de los yacimientos colombianos.

En este proceso, el mecanismo de formación de coque, y por tanto el requerimiento de aire se reducen por medio de la mejora de la movilidad del crudo a través del calor

[4] HAYASHITANI, M. *Thermal Cracking of Athabasca Bitument*. Ph.D. Thesis, the University of Calgary, Alberta. 1978.
[5] D.N DIETZ, J. WEIJDEMA. *Wet and Partially Quenched Combustion*. SPE 1899. 1968.

transferido por el vapor y la interacción química entre el vapor y el crudo. Esto reduce la cantidad de coque y por lo tanto el consumo de oxígeno necesario para su combustión.

Una de las pruebas más utilizadas para evaluar la viabilidad técnico – económica de implementar un proceso de combustión in situ, es la prueba de tubo de combustión. A partir de los resultados de la prueba experimental, se determinan los parámetros de desempeño del ensayo, como por ejemplo el requerimiento de aire y de combustible, los cuales son fundamentales para evaluar el éxito de la aplicación de un proyecto a escala piloto o escala de campo.

Para la presente investigación, se cuenta con los resultados de una prueba de tubo de combustión húmeda realizada a un crudo colombiano. Se desarrolló el modelo base de simulación numérica de la prueba de tubo mediante el simulador STARS de la compañía CMG (*Computer Modelling Group*). Para la construcción del mismo, se planteó un modelo de reacciones químicas que describe el comportamiento oxidativo del crudo de estudio, a partir de los resultados experimentales y el balance másico de la prueba.

Se realizó el ajuste histórico del modelo de simulación y se compararon los resultados numéricos con los resultados del modelo físico. Finalizado el modelo de simulación, se procedió a evaluar el efecto del agua sobre los parámetros de desempeño del modelo de la prueba de tubo de combustión húmeda, para lo cual se realizó un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de agua y se analizó su impacto sobre cada uno de los parámetros de desempeño, además se estudió su efecto sobre los perfiles de temperatura y la producción acumulada de aceite.

1. COMBUSTION IN SITU HUMEDA

En el presente capítulo se dan a conocer los fundamentos de la combustión in situ, enfocándose en una de sus variantes de aplicación denominada combustión in situ húmeda, la cual es objeto de análisis en la presente investigación. Se dará a conocer la revisión del estado del arte de los resultados de pruebas de tubo de combustión húmeda llevados a cabo en los principales laboratorios de inyección de aire alrededor del mundo y el modelamiento analítico que los diferentes autores le han dado a estas pruebas para representar el fenómeno físico que ocurre durante la aplicación de la técnica.

1.1. FUNDAMENTOS DE LA COMBUSTION IN SITU

La combustión in situ es un método de recobro mejorado en el cual se inyecta oxígeno contenido en un gas al yacimiento, donde reacciona con el aceite crudo para crear un frente de combustión de alta temperatura[6]. En muchos casos, el gas inyectado es aire sin embargo, se han reportado casos en los que se inyecta únicamente oxígeno. A diferencia de una inyección convencional de gas, en un proceso de combustión in situ, el calor es usado para mejorar el recobro del aceite. El calor es generado en el yacimiento quemando una porción del crudo[7]. El aceite es desplazado al pozo productor gracias al empuje de los gases de combustión, el agua producto de la combustión y la recondensación del agua de formación. El calor generado en la zona de combustión es conducido al sistema roca-fluido a través de los gases generados. Una determinada cantidad de calor (alrededor del 30%) se transmite a las formaciones supra y subyacentes y se considera perdido para cualquier propósito práctico. Entonces, la tasa de generación de calor en la zona de combustión (la cual es proporcional a su velocidad) debe ser tal que se mantenga una temperatura por encima de la temperatura mínima de ignición del crudo[8], de lo contrario el frente de combustión se extinguirá.

[6] GREEN. D.W, WILLHITE, G.P. *Enhanced Oil Recovery*. 1998. Pg 376.
[7] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 1998. Pg 25.
[8] FAROUQ ALI. S.M, JONES J.A. MELDAU R.F. *Practical Heavy Oil Recovery*. 1997. Pg. 51.

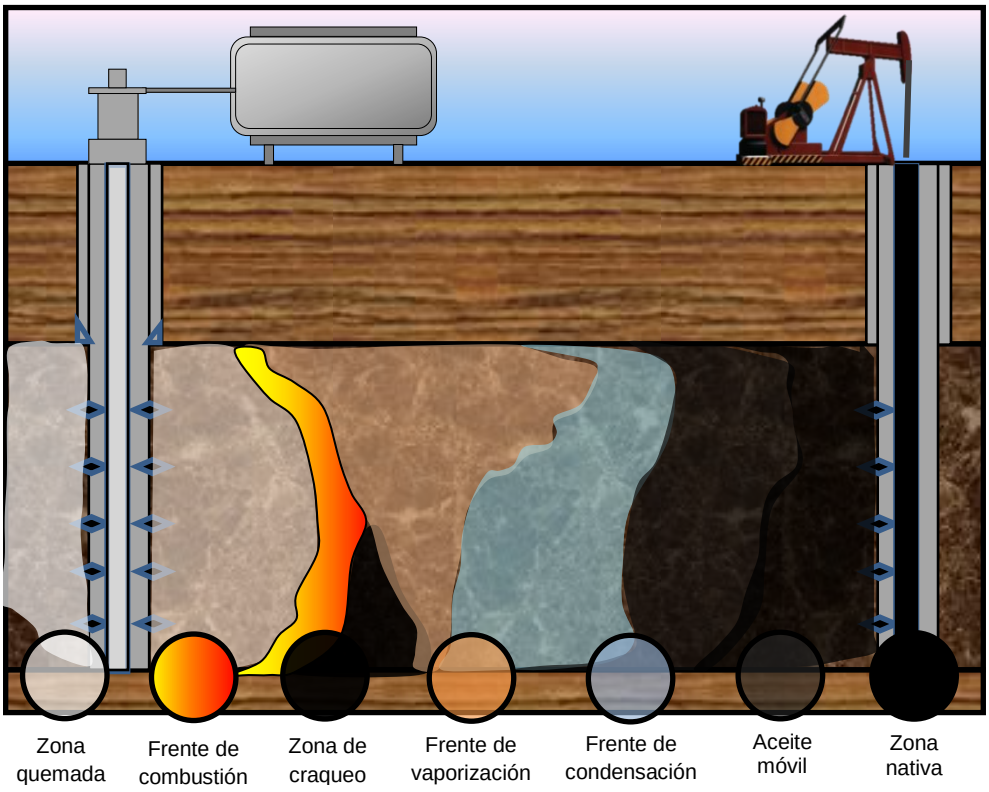
1.1.1. Zonas presentes en el yacimiento.

Una vez se inicia la ignición en el yacimiento, se generan una serie de zonas, las cuales son descritas a continuación[9] (ver figura 1):

1) **Zona quemada:** En dicha zona la combustión ya ha tenido lugar. A menos de que la combustión sea completa, la zona quemada contendrá material residual orgánico, al cual se le denomina coque. Debido al continuo flujo de aire, la temperatura en esta zona se incrementa hasta alcanzar la temperatura de combustión.
2) **Zona de combustión:** Esta es una zona muy delgada, por el orden de las pulgadas de espesor. Es aquí donde todo el combustible depositado reacciona con el oxígeno, generando calor[10]. La temperatura que se alcanza en esta zona depende esencialmente de la naturaleza y cantidad del combustible consumido por unidad volumétrica de roca.
3) **Zona de craqueo y vaporización:** La alta temperatura en la zona de combustión causa que en la zona de craqueo y vaporización se liberen los componentes livianos del crudo y se produzca craqueo térmico en los más pesados (pirólisis). Los livianos vaporizados son transportados por los gases de combustión y son condensados y mezclados con el crudo nativo. La pirólisis de los pesados resulta en la producción de óxidos de carbono, hidrocarburos, gases orgánicos y coque.
4) **Frente de condensación:** En la zona de condensación el gradiente de presión es usualmente bajo, la temperatura es baja (150 – 300 ºC)[11] y depende de la presión parcial del agua y la fase vapor. Una parte del hidrocarburo que entra en esta zona se condensa y se disuelve en el crudo. Además, el aceite sufre un leve proceso denominado *visbreaking*, en el cual baja la viscosidad del mismo. Esta región contiene aceite vaporizado, agua y gases de combustión.
5) **Zona de aceite móvil:** En esta zona se encuentra el banco de aceite móvil, esta zona contiene todo el aceite que ha sido desplazado de las zonas anteriores.
6) **Zona nativa:** Corresponde a la zona inalterada o zona virgen.

[9] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 1998. Pg 27.
[10] RAMEY, H.J. *In Situ Combustion*. Stanford University, Stanford, California, U.S.A. 1974. Pg 254.
[11] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 1998. Pg. 28.

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



Fuente: Tomado y modificado de Sarathi, 1998.

1.1.2. Mecanismos de desplazamiento.

En el proceso se ven involucrados una serie de fenómenos, como son: termodinámica, cambios de fases, reacciones químicas, intercambio de masa y energía, difusión, dispersión, entre otros. Es por esto que se hace extremadamente complejo modelar el proceso.

La reacción entre el oxígeno y el combustible en un proceso de combustión in situ es heterogénea. El aire inyectado sostiene y propaga el frente de combustión[12]. En el frente, pueden ocurrir cuatro mecanismos de transporte en el siguiente orden:

- ✓ Difusión del oxígeno del gas de inyección en la interface del combustible.
- ✓ Absorción y reacción del oxígeno con el combustible.
- ✓ Desorción de los productos de la combustión.
- ✓ Los productos se transfieren a la corriente de gas.

[12] BURGER, J.G. AND SAHUQUET, B.C. *Chemical Aspects of In-situ Combustion--Heat of Combustion and Kinetics,* Soc. Pet. Eng. J. Trans.,Ale, Vol. 253. 1972. Pg 410-422.

Si alguno de estos mecanismos en más lento que los demás, la tasa o velocidad de reacción será dominada por el mecanismo más lento. También, la tasa de cada una de estas etapas debe ser la misma en condiciones estables. Sin embargo, no existen correlaciones realmente confiables para determinar la absorción y desorción del oxígeno en el medio poroso. La consideración de todos los fenómenos involucrados, conlleva a un problema altamente no lineal.

A través de una gran cantidad de experimentos, se ha demostrado que la reacción química del oxígeno con el combustible es el fenómeno predominante[13], pues es el que se da más lentamente.

1.1.3. Reacciones químicas.

Una gran cantidad de estudios, como los de *Hayashitani (1978)[14], Burger y Sahuquet (1972)[15]* y *Bousaid y Ramey (1968)[16]* han reportado la existencia de tres tipos de reacciones en el proceso de combustión in situ, de acuerdo al rango de temperatura en el cual se dan; reacciones de oxidación a baja temperatura[17] (LTO), temperatura media o reacciones de craqueo térmico (ITO) y las reacciones de rompimiento a alta temperatura (HTO).

- ✓ **Reacciones de oxidación a baja temperatura.**

Inicialmente el aire se difunde en el medio poroso cerca a la cara del pozo, produciendo reacciones de oxidación a bajas temperaturas LTO[18] (por sus siglas en inglés *Low Temperature Oxidation*) o también conocidas como reacciones de adición.

Alexander et al (1962)[19], concluye que de todas las variables involucradas en el proceso, la reacción LTO, antes que la HTO, tiene el mayor efecto en la cantidad de

[13] M. R. FASSIHI, W. E. BRIGHAM, H. J. RAMEY. *Reaction kinetics of in situ combustion: part 1 – observations.* Stanford University. 1984.

[14] HAYASHITANI, M. *Thermal Cracking of Athabasca Bitumen*. Ph.D. Thesis, The University of Calgary, Alberta. 1978.
[15] BURGER, J.G. AND SAHUQUET, B.C. *Chemical Aspects of In-situ Combustion--Heat of Combustion and Kinetics*, Soc. Pet. Eng. J ;Trans., Ale, Vol. 253. 1972. Pg 410-422
[16] BOUSAID, 1.S. AND RAMEY, H.J. JR.: *Oxidation of Crude Oils in Porous media*, Sot. Pet. Eng. J. 1968. Pg 137 – 148.
[17] Y. REN, N.P. FREITAG, N. MAHINPEY. *A simple kinetic model for coke combustion during an in situ combustion (ISC) process*. University of Regina. Paper JPTC.
[18] MOORE R.G., MEHTA, S.A., URSENBACH, M.G., LAURESHEN, C.J. *Strategies For Successful Air Injection-Based IOR Processes*. Paper No. 135, October 27-30, 1998. Pg 1-6

combustible disponible. *Poettmann et al (1976)*[20], estimó que esta reacción puede incrementar el combustible depositado hasta un 100%.

Este régimen de reacción se da a temperaturas por debajo de 200 ºC, se produce agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados como ácidos carboxílicos, aldehídos, alcoholes e hidroperóxidos[21]. Esta reacción es causada por la disolución del oxígeno en el crudo a temperatura de yacimiento. Los crudos livianos son mucho más susceptibles a este tipo de reacción. Se ha encontrado que en este régimen aumenta el contenido de asfaltenos del aceite, disminuye el de aromáticos y resinas, aumenta la viscosidad del aceite, el rango de ebullición y la densidad.

Ha sido demostrado a nivel de laboratorio, que el recobro del aceite disminuye considerablemente cuando las reacciones LTO predominan, comprometiendo el éxito del proceso. En general, los simuladores numéricos excluyen este tipo de reacciones y únicamente toman las reacciones a alta temperatura, en las cuales se representa la depositación del coque debido al craqueo térmico y la combustión del mismo[22], resultando en predicciones poco realistas.

Reacciones LTO (T < 200 °C):

$$Hidrocarburo + O_2 \longrightarrow Compuestos\ oxigenados$$

$$Asfaltenos + O_2 \longrightarrow Coque + Energía$$

- ✓ **Reacciones de oxidación a temperatura intermedia.**

A medida que aumenta la cantidad de aire en el yacimiento y una vez que se da un considerable aumento de temperatura, el cual va a depender de factores como la temperatura inicial del yacimiento y la composición del crudo, se inician las reacciones endotérmicas de pirolisis o craqueo térmico (200 – 320 ºC), son responsables de la

[19] ALEXANDER, J.D., MARTIN, W.L., AND DEW, J.N. *Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In-Situ Combustion*, J. Pet. Tech. Trans., AIME. 1962. Pg 1154 – 1164.

[20] POETTMAN, F,H, CHILSON, R,E, and SURLAKO, H. *Philosophy and Technology of In-Situ Combustion in Light Oil Reservoirs,* Proc., Seventh World Pet, Cong., Mexico City VOL3, 1976. Pg 487.

[21] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 1998. Pg. 38.

[22] B. SEQUERA, R.G. MOORE, S.A. METHA, M.G. URSENBACH. *Numerical simulation of In Situ Combustion experiments operated under low temperature conditions*. University of Calgary. Paper JPTC.

depositación del coque en la matriz de la roca[23]. El coque se define como la fracción no soluble en tolueno del aceite y generalmente contiene entre 80 y 90% de carbono y entre 3 y 4% de hidrógeno[24], es el combustible necesario para generar y sostener la reacción de combustión (HTO).

Reacción ITO (200 °C < T < 320 °C):

Hidrocarburo (líquido) $\longrightarrow$ *Hidrocarburos (líquido y/o sólido) + Hidrocarburo (gas)*

- ✓ **Reacciones de oxidación a alta temperatura.**

Las reacciones a alta temperatura se caracterizan por el rompimiento de enlaces *Bond Scission* y la producción de óxidos de carbono, agua, energía. *Moore et al (2001)*[25] afirma que a nivel de laboratorio se dan a temperaturas por encima de 320 ºC. Estas son reacciones exotérmicas, de ellas se genera la energía necesaria para sostener y propagar el frente de combustión y a su vez disminuir la viscosidad del aceite.

Reacciones HTO (T > 320 °C):

$$Combustible\ (Coque) + O_2 \longrightarrow CO_2 + CO + H_20$$

1.1.4. Cinética de la combustión In Situ.

La cinética puede definirse como el estudio de la tasa y la duración a la cual se da la conversión química de reactivos a productos[26]. El estudio de la cinética en el proceso de la combustión in situ se da principalmente para:

- Obtener parámetros de modelamiento, como son la energía de activación, el orden de reacción y el factor pre-exponencial. Estos parámetros son necesarios para realizar estudios de modelamiento numérico y para calcular el requerimiento mínimo de energía para iniciar la ignición.

[23] YATTE F.C. 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. Tesis de maestría. UIS. 2011. Pg. 28-29.
[24] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. 1998. Pg. 41.
[25] R.G. MOORE, M.G. URSENBACH, C.J. LAURESHEN, J.D.M. BELGRAVE, S.A. MEHTA. *Ramped Temperature Oxidation Analysis of Athabasca Oil Sands Bitumen*. University of Calgary. Paper JPTC.
[26] M.R. FASSIHI, W.E. BRIGHAM, H.J. RAMEY. *Reaction Kinetics of In Situ Combustion: Part 1 – Observations.* SPE Journal. 1984.

- Identificar los regímenes de reacción de un crudo en particular.
- Definir la reactividad del crudo de estudio.

La tasa de oxidación del aceite en el medio poroso, R_c, puede expresarse así[27]:

$$R_c = -\frac{dC_f}{dt} = kP_{O2}{}^a C_f{}^b \qquad \text{Ec (1)}$$

Dónde:

C_f = Concentración de combustible.

K = Constante de reacción.

P_{O2} = Presión parcial de oxígeno.

A, b, = Órdenes de reacción.

La tasa de reacción, k, está en función de la temperatura y se describe por la ley de Arrhenius:

$$K = Ae^{-\frac{E}{RT}} \qquad \text{Ec (2)}$$

Dónde:

A = Factor de frecuencia.

E = Energía de activación, J/lbmol.

R = Constante universal de los gases, J/mol-ºC

Reemplazando la ecuación 2 en la 1, se obtiene:

$$R_c = AP_{O2}{}^a C_f{}^b e^{-\frac{E}{RT}} \qquad \text{Ec (3)}$$

Utilizando la ecuación 3, los parámetros A, E, a y b pueden ser obtenidos de datos experimentales. Una gran cantidad de estudios han demostrado que el avance del frente de combustión y el requerimiento de aire están gobernados por la cinética y las reacciones químicas[28] [29]. La velocidad a la que se lleva a cabo una reacción está determinada por la cinética.

Un modelo cinético está conformado por el conjunto de las reacciones químicas representativas que describan adecuadamente los cambios composicionales y el

[27] D.D. MAMORA. *Kinetics of In-Situ Combustion*. Ph.D. Thesis. Stanford University. 1993. Pg 137 – 138.
[28] I.Y. AKKUTLU, Y.C. YORTSOS. *The dynamics of combustion fronts in porous media*. University of Southern California. Paper SPE. 2007.
[29] A.A. MAILYBAEV, J. BRUNING, D. MARCHESIN. *Analytical formulas for in situ combustion*. Paper SPE 129904. 2011.

comportamiento oxidativo del proceso y los parámetros cinéticos asociados a cada reacción, dicho modelo debe validarse mediante un simulador numérico. Autores como *Belgrave (1994)*[30] han desarrollado modelos cinéticos que consideran los regímenes de reacción de baja, media y alta temperatura.

1.2. CLASIFICACIÓN DEL PROCESO

Con base en la dirección del frente de combustión en relación al flujo de aire, el proceso se puede clasificar en combustión frontal o en reversa. En la combustión frontal, el frente avanza en la misma dirección del flujo de aire, mientras que en la combustión en reversa, el frente se desplaza en dirección opuesta al flujo de aire. Únicamente la combustión frontal se practica actualmente a nivel de campo.

La combustión frontal se puede clasificar en:

- ✓ Combustión frontal seca: En este proceso únicamente el aire es inyectado en el yacimiento para mantener la combustión.

- ✓ Combustión frontal húmeda: Se inyecta aire y agua conjuntamente en la formación a través del pozo inyector.

La combustión frontal seca es la que mayormente se ha aplicado a nivel mundial. Al entrar en contacto el aire con el hidrocarburo, es posible que se genere la ignición espontanea (generalmente cuando el yacimiento presenta temperaturas superiores a 180ºC y los fluidos presentes son suficientemente reactivos[31]), de lo contrario será necesario el uso de calentadores eléctricos o quemadores a gas.

1.2.1. Combustión húmeda.

En el proceso de combustión in situ (CIS) hacia adelante seco, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena calcinada detrás del frente y

[30] J.D.M. BELGRAVE, R.G. MOORE, M.G. URSENBACH, D.W.BENNION. *A comprehensive approach to in situ combustion modeling*. University of Calgary. SPE 20250. 1994.
[31] YANNIMARAS D.V, TIFFIN D.L. *Screening of oils for in situ combustion at reservoir conditions by accelerating-rate calorymetry*. SPE 27791. 1995.

no se utiliza para el desplazamiento del aceite. La capacidad calorífica del aire seco es baja y el aire inyectado no puede transferir calor desde la matriz de la arena tan rápidamente como se genera.

El agua por otra parte puede absorber y transportar el calor mucho más eficientemente que lo que puede el aire. Si el aire se inyecta junto con el agua, el calor almacenado en la arena quemada puede ser recuperado y transportado hacia adelante. La inyección de agua simultanea o intermitente con el aire se conoce como combustión húmeda. La relación de la tasa de agua inyectada en relación a la tasa de aire inyectada influye en la velocidad de avance de la combustión.

El agua evaporada debido al calor recuperado de la arena calcinada, se condensa aguas abajo del frente de combustión y ayuda en el desplazamiento del aceite. A tasas de agua suficientemente altas, el agua no evaporada es obligada a entrar en la zona de combustión, pues se requiere más calor para la evaporación del que se dispone en la arena caliente, una gran cantidad de experimentos han mostrado que incluso a estas condiciones la combustión se mantiene[32], sin embargo en la mayoría de los casos el agua apaga parcialmente la zona de combustión, reduciendo la temperatura máxima al nivel de la meseta de vapor, y el calor es transferido a través del frente de combustión como vapor saturado.

A tasas bajas de inyección de agua, el calor es transportado a través de la zona de combustión por el vapor sobrecalentado, el cual puede ser utilizado para precalentar el yacimiento. El alto costo de compresión del aire en los proyectos de combustión in situ es uno de los factores más influyentes en la economía. Grandes cantidades de aire son requeridas por unidad volumétrica de yacimiento barrida, especialmente para crudos pesados; esta es una de las razones por las cuales es útil implementar la combustión húmeda, pues reduce el requerimiento de aire[33], esto debido a que la cantidad de hidrocarburo depositado en la matriz es menor y no es necesariamente consumido.

Dietz y Weijdema (1968)[34] estudiaron el proceso en sus inicios en su forma más simple: flujo unidimensional sin pérdidas de calor a los alrededores y se considera despreciable la conducción de calor en la dirección del flujo. Bajo estas condiciones la

[32] H.L. BECKERS, G.L. HARMSEN. *The Effect of Water Injection on Sustained Combustion in a Porous Medium*. SPE 2465. 1969.
[33] A.M GARON, R.J WYGAL JR. A Laboratory Investigation of Fire-Water Flooding. SPE 4762. 1974.
[34] D.N DIETZ, J. WEIJDEMA. *Wet and Partially Quenched Combustion*. SPE 1899. 1968.

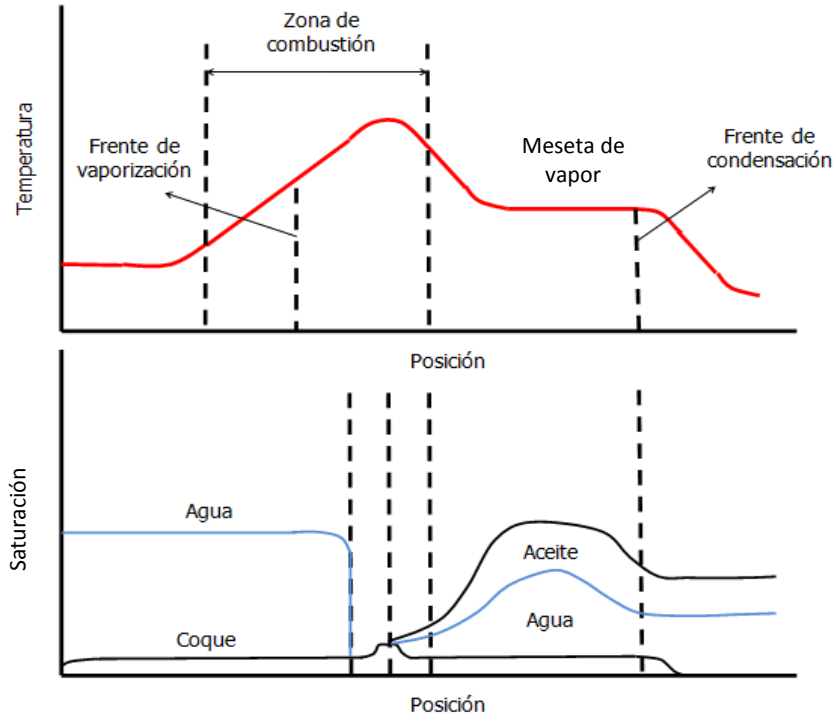
combustión seca genera muy altas temperaturas, el combustible disponible en la matriz de la roca determina el requerimiento de aire y la temperatura de la combustión.

Clasificación de la combustión húmeda.

Dependiendo de la relación de inyección agua/aire (RAA), el proceso de la combustión húmeda se clasifica en:

Combustión húmeda incompleta: Se da al inyectar a bajas tasas de agua, esta se evapora antes de alcanzar el frente de combustión, por lo cual el calor almacenado en la arena calcinada detrás del frente no es completamente aprovechado por el agua en fase vapor. En la figura 1 se puede observar un perfil de temperatura y de saturación típico de un proceso de combustión in situ húmeda incompleta.

Figura 2. Perfil de temperatura y saturación de fluidos típico de un proceso de combustión in situ húmeda incompleta.

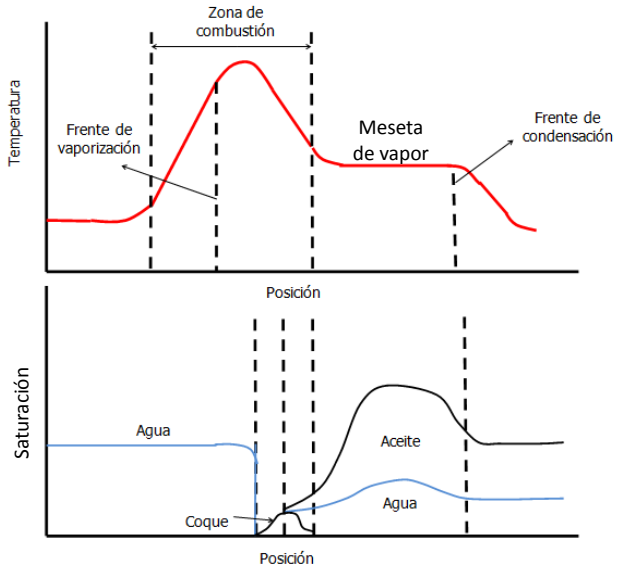


Fuente: Tomando y modificado de Sarathi, 1998.

Combustión húmeda normal: A tasas intermedias, una gran parte del calor almacenado es aprovechado y transportado eficientemente delante del frente de

combustión por el vapor de agua, este tipo de combustión se conoce como combustión húmeda completa (ver figura 3).

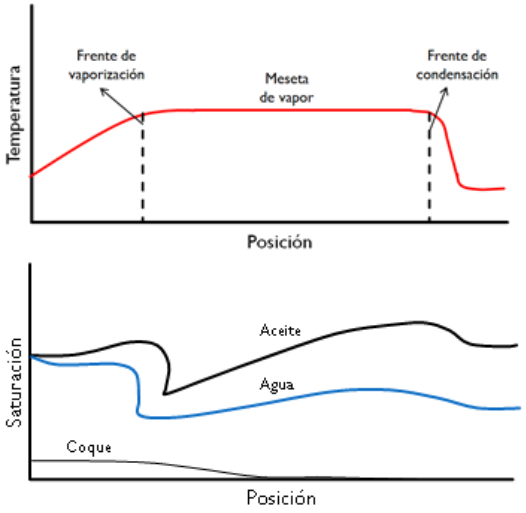
Figura 3. Perfil de temperatura y saturación de fluidos típico de un proceso de combustión in situ húmeda completa.



Fuente: Tomando y modificado de Sarathi, 1998.

Combustión súper húmeda: A tasas altas, el agua inyectada genera que la temperatura del frente disminuya y se extinga parcialmente (ver figura 4).

Figura 4. Perfil de temperatura y saturación de fluidos típico de un proceso de combustión in situ súper húmeda.



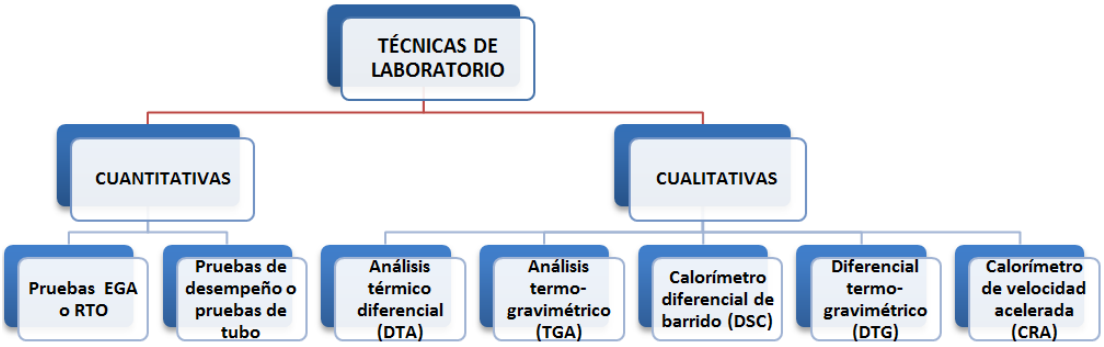
Fuente: Tomando y modificado de Sarathi, 1998.

Estudios a nivel de campo y laboratorio han demostrado que el agua con ayuda de la combustión reduce la cantidad de petróleo quemado como combustible, esto aumenta la cantidad de petróleo desplazado y aún más importante, disminuye la cantidad de aire necesario para quemar un volumen específico de yacimiento. Se cree que la causa de la disminución del aceite depositado es la mayor disponibilidad de hidrógeno en la zona de combustión, esto y el menor requerimiento de aire pueden aumentar el factor de recobro en un 25%[35]. La combustión súper húmeda intenta disminuir el requerimiento de aire al máximo, el proceso no aumenta el factor de recobro, pero si la velocidad del frente y reduce los costos de compresión. El agua es inyectada a tasas más altas que la combustión húmeda normal, el aumento del calor transportado por el vapor a medida que pasa por el frente disminuye la temperatura de la combustión.

1.3. ESTUDIO DE LA TECNICA A NIVEL DE LABORATORIO

Antes de aplicar la técnica a nivel de campo, usualmente se realizan experimentos en laboratorio. Existen pruebas cualitativas y cuantitativas (ver figura 5).

Figura 5. Pruebas de laboratorio de un proceso de combustión in situ.



Fuente: Tomando y modificado de Sarathi, 1998.

1.3.1. Prueba de tubo de combustión.

Según *Ursenbach (1998)*[36], estas pruebas consisten en una muestra representativa de yacimiento la cual es empaquetada en un tubo de acero, se inyecta aire y se genera ignición de principio a fin del tubo, produciendo y midiendo los gases y líquidos

[35] S. BAGCI, M.B. KOK. *In Situ Combustion Laboratory Studies of Turkish Heavy Oil Reservoirs*. ELSEVIER, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering: Middle East Technical University, Turkey. 2001.
[36] URSENBACH M.G. *An overview of laboratory in situ combustion Behavior of Athabasca oil sands*. MSc. Thesis. University of Calgary. 1998.

recolectados. Otra definición propuesta por *Sarathi (1999)*[37], denomina a los tubos de combustión como simuladores físicos los cuales permiten la observación directa de la propagación del frente de combustión, bajo condiciones las cuales se aproximan al yacimiento y constituyen el primer paso para el diseño de este tipo de procesos.

Están desarrollados para crudos con gravedades que varían entre 6 y 45 ºAPI en un rango de presiones desde 1 a 6000 Psi. La mayoría de los tubos de combustión involucran composiciones de aire normal (21% Oxígeno, 79 % Nitrógeno), sin embargo es posible realizar pruebas con mayores concentraciones de oxígeno. La combustión seca es el proceso más común que se realiza en este tipo de pruebas, pero también es posible llevar a cabo pruebas de combustión húmeda y súper húmeda.

La principal desventaja de las pruebas de tubo es que no son experimentos escalables, sin embargo es posible obtener tendencias del comportamiento que se esperaría a escala de campo, además se pueden realizar cálculos aproximados de diseño de un proyecto. Esta prueba de una idea de los parámetros que afectan el proceso, como son: el requerimiento de aire, la depositación de combustible[38], la velocidad del frente, entre otros.

El estudio de la cinética de las reacciones involucradas en la prueba de tubo es complejo debido a la existencia del desplazamiento de una onda de calor afectada por aspectos operacionales de la prueba, además de la interacción entre los mecanismos de transporte, el comportamiento de fases y las reacciones químicas.

Con base en el requerimiento de aire calculado de la prueba, y la selección del patrón de inyección es posible estimar el requerimiento en la compresión del aire a escala de campo. Sin embargo, *Moore et al (1984)*[39] afirma que una gran cantidad de proyectos de combustión in situ han fracasado debido a un sobredimensionamiento de los compresores. Si la técnica fracasa a escala de campo, cuando fue exitosa a escala de laboratorio, la heterogeneidad del yacimiento y los problemas operacionales son los principales factores incidentes.

A pesar que los modelos escalados de procesos de combustión no son considerados factibles debido a la dificultad en el escalamiento de la cinética de reacción, se ha

[37] SARATHI S. *In situ combustion Handbook - Principles and Practices*.1999. Pg 90.
[38] A.L. BENHAM, F.H. POETMANN. *The thermal recovery process – An analysis of laboratory combustion data.* AIME Technical note. 1958.
[39] MOORE R,G. MILLOUR J,P. BENNION D,W. BEST D,A. *Comparison Of Laboratory And Field Performance Of In Situ Combustion* Proceedings of the 5th Annual Advances in Petroleum Recovery & Upgrading Technology Conference, Calgary, Alberta, June 14-15 1984.

reconocido que la composición de gases producidos, propiedades de los líquidos, tales como contenido de asfáltenos del aceite producido, sulfato y pH del agua producida, ofrecen cierto ajuste con datos de campo. Por lo tanto las composiciones de los gases y las propiedades de los líquidos producidos pueden ser usadas junto con termómetros y termocuplas como indicadores del modo y eficiencia de quema durante la operación del proceso en campo.

1.3.2. Parámetros de desempeño.

Los parámetros de desempeño son los datos iníciales que sirven para: alimentar los métodos de predicción de las condiciones operacionales del proceso a escala de campo, permiten realizar una evaluación económica preliminar de la viabilidad del proyecto, evaluar técnicamente la viabilidad del proceso y además permiten tener puntos de referencia en el monitoreo de las operaciones en campo.

Los parámetros de desempeño normalmente se calculan para todo el ensayo y para el intervalo de tiempo donde la velocidad del frente de combustión se mantuvo estable. El cálculo de los parámetros de desempeño para todo el ensayo está basado en la producción total acumulada de CO, CO_2 y O_2. Los parámetros de desempeño en régimen estable se determinan usando el valor promedio de la composición de los gases efluentes y el flux de inyección de aire, mientras el frente de combustión se mantiene estable y a velocidad constante.

Sarathi (1999)[40] describe las expresiones básicas para el cálculo de los parámetros de desempeño:

Cantidad de carbono quemado: Es el carbono que se quemó durante el ensayo.

$$Moles\ C = Moles\ CO_2 + Moles\ CO \qquad \text{Ec (4)}$$

Dónde:

$$Moles\ CO_2 = \frac{Volume\ total\ CO_2\ producido}{23{,}6445}\,[Kmol] \qquad \text{Ec (5)}$$

[40] SARATHI S. *In situ combustion Handbook - Principles and Practices*.1999. Pg 113-117.

$$Moles\ CO = \frac{Volumen\ total\ CO\ producido}{23{,}6445}\ [Kmol] \qquad \text{Ec (6)}$$

$$Masa\ carbono\ consumida = Moles\ C\ x\ 12\ [kg] \qquad \text{Ec (7)}$$

Cantidad de oxígeno consumida: Es la cantidad de oxígeno consumida en las reacciones.

$$Moles\ O_2 consumido = Moles\ O_2 inyectado - Moles\ O_2\ producido \qquad \text{Ec (8)}$$

Consumo de hidrogeno: Es la cantidad de hidrogeno consumido en las reacciones. Sí se tiene en cuenta que dos moles de H_2 reaccionan con un mol de O_2 para formar H_2O, se tiene:

$$Moles\ H_{2\ reaccionó} = 2\ x\ \left(Moles\ O_{2\ consumido} - Moles\ CO_2 - \frac{Moles\ CO}{2}\right)[Kmol] \qquad \text{Ec (9)}$$

$$Masa\ H_{2\ reaccionó} = Moles\ H_{2\ reaccionó}\ x\ 2\ [kg] \qquad \text{Ec (10)}$$

Masa de H_2O formada: Es la masa de agua que se formó durante las reacciones del ensayo.

$$H_2O_{formado} = Moles\ H_{2\ reaccionó}\ x\ 18\ [kg] \qquad \text{Ec (11)}$$

Combustible total consumido: Es el combustible total que reaccionó durante el ensayo.

$$Combustible\ total\ consumido = Masa\ carbono + Masa\ hidrógeno \qquad \text{Ec (12)}$$

Relación atómica aparente de hidrogeno y carbono: Es la relación de átomos de hidrógeno a átomos de carbono del combustible consumido.

$$\frac{H}{C} = \frac{Moles\ H_{2\ reaccionó}\ x\ \frac{2\ Katomos}{Kmol}}{Moles\ C\ x\ \frac{1\ Katomo}{Kmol}} \qquad \text{Ec (13)}$$

Requerimiento de combustible: Es teóricamente la masa de hidrocarburo que es consumido para el proceso de combustión

$$Req.comb = \frac{Combustible\ total\ consumido}{Volumen\ barrido\ del\ reactor}\left[\frac{kg}{m^3}\right] \quad \text{Ec (14)}$$

Requerimiento de aire: Es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de volumen de yacimiento, se calcula de la siguiente forma:

$$Req.aire = \frac{Flujo\ de\ aire}{Velocidad\ frente\ combustión}\left[\frac{m^3(SC)}{m^3}\right] \quad \text{Ec (15)}$$

Relación aire / combustible: Es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de masa del combustible, está en función de la cantidad de carbón e hidrógeno del combustible y la relación de nitrógeno-oxigeno del gas de inyección.

$$\frac{Aire}{Comb} = \frac{Req.Aire}{Req.Comb}\left[\frac{m^3(SC)}{kg}\right] \quad \text{Ec (16)}$$

Relación oxigeno / combustible: Es el mínimo volumen de oxigeno requerido para quemar una unidad de masa de combustible, la cual tiene una relación atómica H/C.

$$\frac{O_2}{Comb} = \frac{Req.aire\ x\ Concentración\ molar\ O_{2\ entrada}}{Req.comb}\left[\frac{m^3(SC)}{kg}\right] \quad \text{Ec (17)}$$

1.4. ANTECEDENTES PRUEBAS DE TUBO DE COMBUSTIÓN HÚMEDA

Los trabajos reportados en la literatura sobre el desarrollo e interpretación de pruebas de tubo de combustión húmeda y el efecto del agua en parámetros de desempeño se muestra a continuación (ver tabla 1):

Tabla 1. Antecedentes pruebas de tubo de combustión húmeda.

Autor	Año	Título	Síntesis
J.C. BURGUER, B.C. SAHUQUET.	1973	*Laboratory research on wet combustion.*	Encontró experimentalmente que la velocidad del frente de combustión es mayor en el caso de la combustión húmeda, incluso a relaciones agua / aire (RAA) bajos. Propone una ecuación analítica para el cálculo del valor máximo y mínimo del RAA.

			Utiliza el concepto del banco en estado estable; las saturaciones en el banco son uniformes. Cuando el agua es inyectada en conjunto con el aire en el sistema roca – fluido, un banco con una saturación de agua Swu es creado.
A.M. GARON, R.J. WYGAL.	1974	*A laboratory investigation of fire water flooding.*	Estudia el efecto de los siguientes parámetros en el desempeño de la combustión húmeda a partir de 131 pruebas de tubo de combustión realizadas: relación agua/aire (RAA), flux aire inyectado, presión, propiedades del crudo, saturación de fluidos y las propiedades de la arena. Las conclusiones más importantes a las que llega son: El requerimiento de aire por unidad de volumen de yacimiento es menor para la combustión húmeda para todos los RAA, la temperatura máxima de combustión no se ve afectada por el agua a bajos RAA, la relación entre el requerimiento de aire por unidad de yacimiento y el RAA es similar para varios crudos a diferentes presiones, y por último la utilización de oxígeno generalmente es independiente del RAA, sin embargo puede ser menor para crudos livianos o altos flux de aire.
VERMA et al	1978	*A Theoretical Investigation of Forward Combustion in a One-Dimension System.*	A partir de pruebas de tubo de combustión concluye que el agua disminuye el volumen de coque depositado, aumenta la velocidad del frente de combustión y el recobro del aceite.
G.J. EJIOGU D.W BENNION R.G MOORE J.K DONNELLY	1979	*Wet combustion – A tertiary recovery process for Pembina Cardium reservoir*	A través de una prueba de tubo de combustión seca y cuatro pruebas húmedas (varios RAA), para un crudo de alta gravedad API, se estudia la viabilidad de la aplicación de la CIS húmeda. La CIS húmeda reduce los costos de compresión; al ser menor el volumen de coque depositado, reduciendo el requerimiento de aire y distribuyendo el calor de mejor manera. Los resultados muestran que las corridas húmedas

			tienen picos de temperatura más altos que las secas. En la mayoría de las corridas húmedas se registró un exceso en la producción de CO_2, el requerimiento de aire, consumo de combustible, y la relación aire – combustible disminuyo con el incremento del RAA, mientras que la velocidad del frente y la utilización de oxígeno aumentaron. El recobro del aceite aumenta hasta un determinado límite máximo, luego comienza a disminuir.
GUNTERMANN ET AL.	1982	*Mathermatical Modelling of the in situ coal gasification process*	Propone un modelo de reacciones en equilibrio para la formación de CO, metano e hidrógeno. Plantea las siguientes reacciones de generación de hidrógeno: $Coque(CH_{1.13}) + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$ $CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$ $Coque(CH_{1.13}) + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$
L. E. HAJDO, R. J. HALLAM, L.D.L. VORNDRAN	1985	*Hydrogen Generation During In-Situ Combustion*	Estudia las reacciones que pueden generar hidrógeno durante un proceso CIS: Acuatermólisis: Reacción química entre el vapor y el aceite a temperaturas entre 200 y 300°C; se da la producción de CO_2, CH_4, H_2 y H_2S. Craqueo térmico: El calentamiento del aceite en ausencia de oxígeno craquea térmicamente los componentes pesados, promoviendo la producción de metano, etano, propano, hidrógeno, óxidos de carbono y sulfuro de hidrógeno. Intercambio agua – gas: $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ Gasificación del coque: $C + H_2O(vapor) \rightarrow CO + H_2$ $C + CO_2 \rightarrow 2CO$ Concluye que la acuatermólisis y la reacción de intercambio agua – gas son las que contribuyen en mayor medida a la generación de hidrógeno.

HYNE ET AL.	1986	*Aquathermolysis: a synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation*	Demuestra la existencia de dos regímenes de reacción en el craqueo térmico del bitumen de Athabasca: acuatermólisis y termólisis. Presenta el concepto de la ventana de la acuatermólisis, la cual se da a temperaturas menores a 300ºC, por encima de este valor, las reacciones de craqueo térmico predominan en el proceso. Reduce el mecanismo de reacción de la acuatermolisis y propone la siguiente reacción general para el bitumen de Athabasca: $$\boldsymbol{Bitumen} \xrightarrow[\boldsymbol{minerales})]{\boldsymbol{Vapor\ (200-300^{o}C,}} \boldsymbol{CH_4 + HC + H_2S + CO_2 + CO + H_2}$$
A.S. BAGCI, E. OKANDAN	1988	*Dry and wet combustion studies of different API gravity crude oils from Turkish oil fields.*	Desarrollo de pruebas de tubo de combustión seca y húmeda (cuatro pruebas secas y cuatro húmedas) para tres crudos diferentes (10.3, 12,4 y 28,4 °API). En las pruebas húmedas, la tasa de reacción de combustión, y por tanto la tasa de generación de calor disminuyó con una caída en los picos de temperatura; esto se explica por el efecto de enfriamiento del agua, causando la oxidación a bajas temperaturas y poca o nula combustión. La velocidad del frente de combustión, condensación y vaporización aumentaron con el incremento de la tasa de inyección de agua. En las corridas húmedas se registró un exceso en la producción de CO_2, el cual se puede deber a la conversión del CO a CO_2 en presencia de vapor a temperaturas elevadas o a la reacción entre el vapor y el coque en presencia de los minerales de la matriz los cuales pueden tener efectos catalíticos.
V.N. VANKATESAN, K. SAMPATH, J.B. OTTO	1990	*Oxygen fireflooding: determination of maximum water/oxygen ratio for normal wet combustion*	Presenta el efecto del RAO (relación agua – oxígeno inyectado), entre 0 y 10 bbl/MSCF, en la depositación de coque, el requerimiento de oxígeno, velocidades de avance del frente de combustión y de vapor, a partir de una serie de pruebas de tubo de un crudo del campo *Esperson Dome* en Texas, de gravedad media.

			A medida que aumenta el RAO, el consumo de combustible es menor (el requerimiento de aire es menor). A RAO altos (CIS súper húmeda) el porcentaje de aceite residual detrás del frente de combustión aumenta. La producción se acelera con el RAO debido a un mejor aprovechamiento del calor, un frente de combustión más rápido y mayor volumen de fluido inyectado.
J.D.M. BELGRAVE, R.G. MOORE, M.G. URSENBACH	1994	*Comprehensive Kinetic Models for the Aquathermolysis of Heavy Oils*	Desarrolla modelos de craqueo térmico capaces de describir los cambios composicionales de las fases gas y líquido, incluyendo el agua como parte de las reacciones químicas. Presenta los coeficientes estequiométricos del modelo y determina los parámetros cinéticos usando un híbrido del método de Gauss – Newton. Plantea la siguiente agrupación por pseudocomponentes: fracción sólida (coque) y líquida, asfaltenos, crudo pesado (HO), crudo liviano (LO), componentes gaseosos (H_2, CH_4, C_2H_6, CO, CO_2, H_2S, C_{3+}).
S.BAGCI, M.V. KOK	2001	*In situ combustion laboratory studies of Turkish heavy oils*	Realiza un estudio completo a través de pruebas de tubo, analizando principalmente el efecto del agua a RAA bajos y altos, en ciertos parámetros de desempeño del proceso de la combustión para crudos de diferente gravedad API. El requerimiento de aire y el consumo de combustible disminuyen con un aumento en la RAA, mientras que la relación aire – aceite inicialmente disminuye, pero tiende a un punto crítico a medida que continua aumentando el RAA. La tasa de consumo de combustible fue mayor para el caso seco, a medida que aumenta la gravedad API del crudo. Por otra parte, el factor de recobro aumenta con un incremento de la RAA hasta un pico máximo (hasta un 84% del aceite original aproximadamente) y luego disminuye.

S.BAGCI	2006	*Reaction Kinetics of Wet Combustion of Crude Oils.*	Estudia la cinética de la combustión húmeda a partir de pruebas de calentamiento. Concluye que en presencia de agua aumenta la producción de CO_2 a costa de la generación de CO. Las energías de activación y los órdenes de reacción son modificados en comparación a las pruebas secas.
A. LAPENE, L.M. CASTANIER, G. DEBENEST, M. QUINTARD, A.M. KAMP, B. CORRE	2008	*Effects of Steam on Heavy Oil Combustion*	A partir de pruebas cinéticas, concluye que: el agua actúa en las reacciones LTO, reduciendo drásticamente el consumo de oxígeno. Esta reducción tiene un efecto indirecto en las reacciones HTO, aumentando el rango de temperatura durante el cual el oxígeno es consumido. Se evidenció un aumento en la producción de CO_2 y una disminución en la producción de CO, causada por la combustión del coque. El mejoramiento del crudo durante la combustión húmeda puede explicarse por el debilitamiento del régimen LTO causado por el vapor.
A. LAPENE, L.M. CASTANIER, G. DEBENEST, M. QUINTARD, A.M. KAMP, B. CORRE	2009	*Effects of water on kinetics of wet in situ combustion*	Realiza dos pruebas de tubo secas y tres pruebas húmedas. En las corridas de tubo húmedas, se observó un aumento en la velocidad del frente de combustión y del recobro del aceite, además de un exceso en la producción de CO_2. Los autores recomiendan que el agua debe ser incluida en el mecanismo de reacción durante el modelamiento porque puede afectar en gran medida la combustión e indirectamente otros mecanismos como el transporte.
P.R. KAPADIA, M.S. KALLOS, I.D. GATES, C. LESKIW	2009	*Potential for hydrogen generation during in situ combustion of Bitumen*	Propone un modelo de reacciones con el objetivo de modelar la producción de hidrógeno durante un proceso de combustión in situ seca; incluye los regímenes de reacción de baja, media, alta temperatura, generación y consumo de hidrógeno y combustión del CO. Adicionalmente incluye la reacción de intercambio gas – agua (reacción de acuatermolisis). Determina los parámetros cinéticos en el simulador numérico de yacimientos. Sensibiliza la presión y la temperatura sobre la producción de hidrógeno mediante simulación numérica.

P.R. KAPADIA, M.S. KALLOS, I.D. GATES	2013	*A new reaction model of aquathermolysis for Athabasca bitumen.*	Propone un modelo cinético de craqueo térmico del bitumen de Athabasca en el cual tiene en cuenta la reacción WGS y el modelo de reacciones presentado por *Hyne.* Determina los parámetros cinéticos mediante ajuste en el simulador numérico. El modelo predice adecuadamente la producción de gases no hidrocarburos y obtiene un buen ajuste con los resultados experimentales.

2. PRUEBA EXPERIMENTAL

A continuación se realiza una descripción detallada de la prueba experimental de tubo de combustión húmeda realizada a un crudo colombiano, desde la caracterización del tubo y las variables operacionales de la prueba; hasta las propiedades del sistema roca – fluido. Esta descripción es fundamental para el desarrollo del modelo de simulación numérica el cual se describirá en el capítulo 3.

Los resultados experimentales (perfiles de temperatura, velocidad del frente de combustión, producción acumulada de líquido y composición de los gases producidos) dan una idea del fenómeno físico – químico que está ocurriendo y permiten el modelamiento químico de la prueba, a partir de la identificación y el planteamiento de las reacciones de oxidación vistas en el capítulo 1.

2.1. DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA EXPERIMENTAL

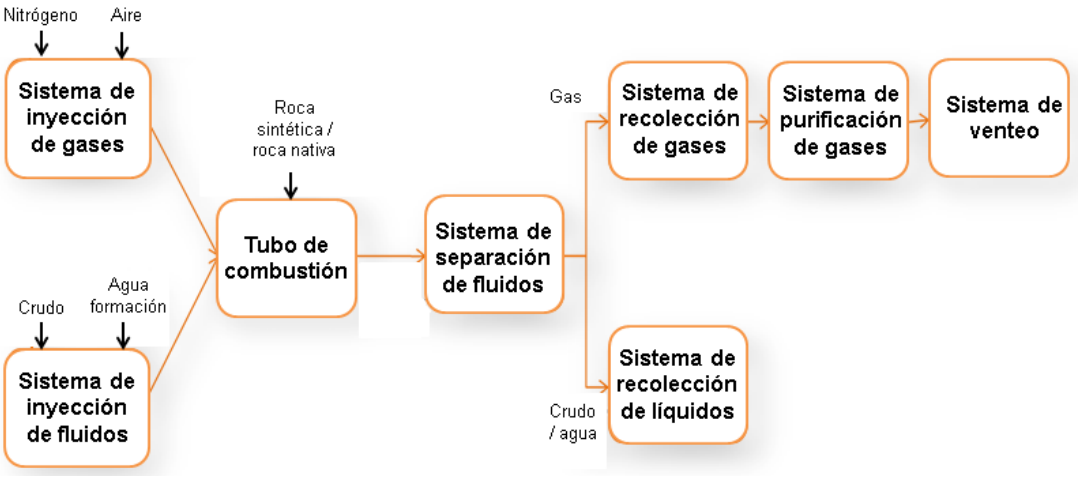
El tubo de combustión implementado, es un simulador físico elemental que permite la observación directa de la propagación del frente de combustión; y sus reacciones a condiciones que se aproximan a las del yacimiento. El equipo está diseñado para trabajar a condiciones máximas de presión de 4500 psi y temperatura de 815ºC. En la figura 6 se muestra un diagrama de bloques del procedimiento experimental del tubo de combustión. A continuación se mencionan algunas características de diseño del equipo:

- El equipo cuenta con un control de temperatura cercanamente adiabático que tiene como objetivo llevar al mínimo las pérdidas de calor. Este control de temperatura está compuesto por 15 zonas de calentamiento independientes a lo largo del reactor.

- El reactor se encuentra concéntricamente ensamblado dentro de una chaqueta de presión.

- El espacio anular entre la chaqueta y el reactor es llenado con un material aislante micro-poroso con el fin de evitar las pérdidas de calor por convección. Para mantener el delta de presión entre la chaqueta y el reactor, el espacio anular se presuriza con nitrógeno o helio, ya que ayuda a mantener el comportamiento cercanamente adiabático por sus características de capacidad calorífica.

Figura 6. Diagrama de bloques tubo de combustión.



Fuente: ECOPETROL – ICP.

2.1.1. Metodología experimental.

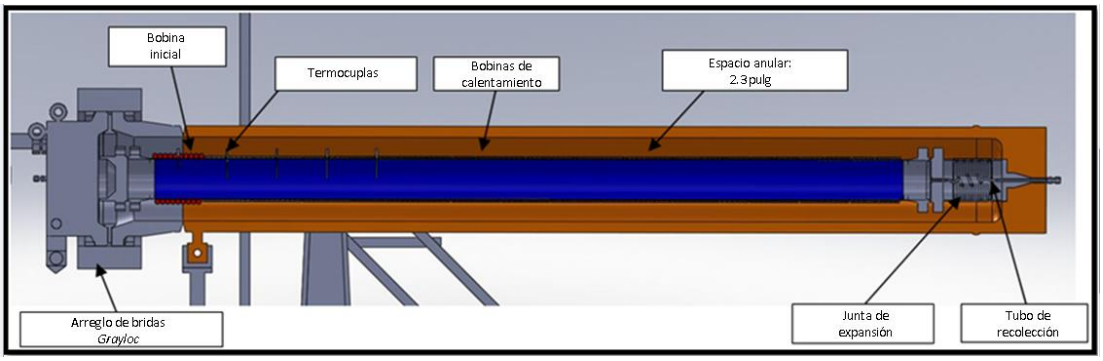
Un ensayo de tubo de combustión se puede separar en seis pasos secuenciales:

- Caracterización y preparación de la roca y fluidos.
- Preparación de las pre-mezclas.
- Empaquetamiento y montaje del reactor.
- Verificación y alistamiento del equipo y sus periféricos.
- Inicio de la combustión.
- Cálculo y análisis de resultados.

El sistema de inyección de gases está encargado de suministrar el nitrógeno para la presurización del sistema y de aire para dar inicio a las reacciones de oxidación del sistema roca-fluido. El sistema de inyección de líquidos tiene la función de suministrar el crudo para saturar el medio poroso y agua para la combustión húmeda. El tubo de

combustión (reactor) es donde ocurren todas las reacciones de oxidación, permite trabajar a una temperatura máxima de 815 ºC y una presión máxima de 4500 psi. El sistema de separación de fluidos como su nombre lo indica; se encarga de separar la corriente líquida de la gaseosa. El sistema de recolección de líquidos se encarga de recolectar y cuantificar el crudo y agua producido durante el ensayo. El sistema de recolección de gases, tiene como función caracterizar los gases efluentes del ensayo. El sistema de purificación de gases tiene como función remover el ácido sulfúrico (H_2S) y el monóxido de carbono (CO) de la corriente gaseosa; y el sistema de venteo está encargado de concentrar todos los gases efluente para emitirlos a la atmosfera. En la figura 7 se puede observar un esquema general de las partes del sistema de inyección de aire.

Figura 7. Partes del sistema de inyección de aire.

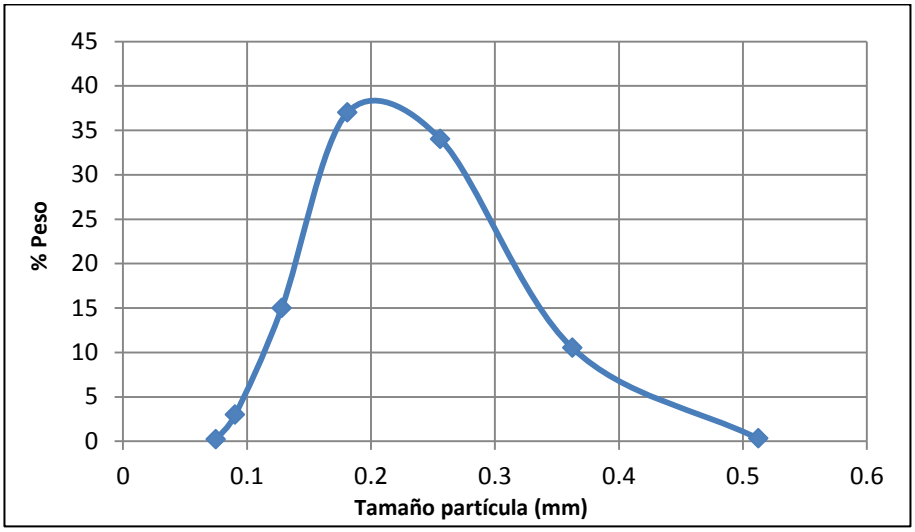


Fuente: ECOPETORL – ICP.

- ✓ **Caracterización y preparación de la roca y fluidos.**

Para los ensayos se trabajó con muestras de roca tipo sintética (Ottawa, composición de 99,8% de sílice). Se utilizó agua destilada y crudo pesado de un campo colombiano, con densidad de 1,006 g/cm^3 y 9 °API. El aire de inyección fue tomado de la atmósfera cuya composición es de 20,9% de oxígeno y 79,1% de nitrógeno. En la figura 8 se puede observar la curva de distribución del tamaño de grano de la arena sintética implementada.

Figura 8. Distribución de tamaño de grano de la arena sintética.



- ✓ **Preparación de la premezcla y empaquetamiento del reactor.**

Se trabajó con muestras de roca sintética, la cual no hubo necesidad de preparar; el crudo fue deshidratado hasta obtener un valor menor al 2% en BS&W. La preparación de la pre-mezcla fue realizada con agua destilada, crudo deshidratado del campo colombiano y roca. Para este empaquetamiento fue medida una porosidad aproximada del 33,6%.

Tabla 2. Saturación de fluidos en el reactor antes del inicio de la inyección de aire.

FLUIDO	Volumen, [L]	[%]
Cantidad de crudo	2,87	56,74
Cantidad de salmuera	0,68	13,45
Saturación de gas	1,51	29,81
Porosidad del empaquetamiento	NA	40,2

- ✓ **Inicio de la combustión.**

En esta etapa del ensayo el reactor se encuentra montado dentro de la chaqueta de presión y se ha realizado una prueba neumática; con el fin de localizar y corregir las posibles fugas. Antes de iniciar la prueba de conectividad se llevó el reactor a temperatura de yacimiento. La prueba de conectividad se realizó inyectando nitrógeno a flux de 40,28 [m^3(ST)/m^2.h] o 5 L(ST)/min, hasta que en producción del reactor no se

evidenció la presencia de líquidos. Para el control de temperatura cercanamente adiabático se ajustó un valor de 5 ºC como diferencial entre la temperatura interna de cada zona y la temperatura de la pared del tubo. Una vez finalizada la prueba de conectividad, se realiza el cambio de inyección de nitrógeno a aire, con flux de 40,28 [m^3(ST)/m^2.h]. Luego se inicia el calentamiento de la zona 1 a la temperatura de ignición, para este ensayo 350 ºC. Después de que la temperatura interna de la zona 1 llego a aproximadamente 280 °C, se observa un incremento rápido que indica el inicio de la ignición. En la tabla 3 se puede observar las condiciones de operación de la prueba.

Tabla 3. Condiciones de operación para la prueba de tubo de combustión húmeda.

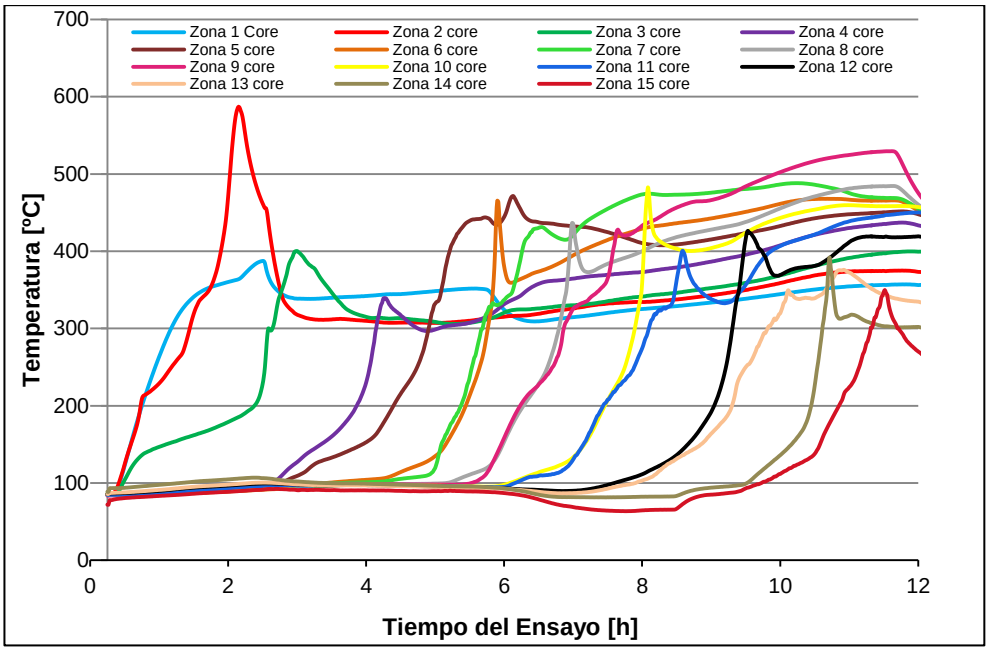
Parámetro	Valor
Modo de la combustión	Húmeda
Temperatura de la prueba [ºC]	85
Presión de la prueba [psi]	3800
Temperatura de los tracing del equipo [ºC]	100
Temperatura de ignición [ºC]	350
Caudal de inyección de agua [L/min]	8
Caudal de inyección de aire para prueba de conectividad [L(ST)/min]	5
Caudal de inyección de aire [L(ST)/min]	5
Flux de inyección de aire [m^3(ST)/m^2.h]:	40,28

En la hora 1,93 del ensayo se inicia la inyección de agua a caudal de 8 L (ST)/min hasta la hora 11,75. Durante el ensayo se realiza la medición en línea de la composición de los gases efluentes, cantidad de crudo y agua producidos. Además, se registran datos como: tasas de inyección de gases y agua (combustión húmeda), composición de los gases efluentes, perfiles de temperatura en las 15 zonas del tubo, presión de inyección y diferencial de presión en el empaquetamiento.

2.2. RESULTADOS EXPERIMENTALES

A continuación se muestran los resultados experimentales de la prueba de tubo de combustión húmeda de un crudo colombiano. En la figura 9 se pueden observar los perfiles de temperatura medidos en las 15 termocuplas ubicadas en el core de la muestra.

Figura 9. Perfiles de temperatura prueba experimental.



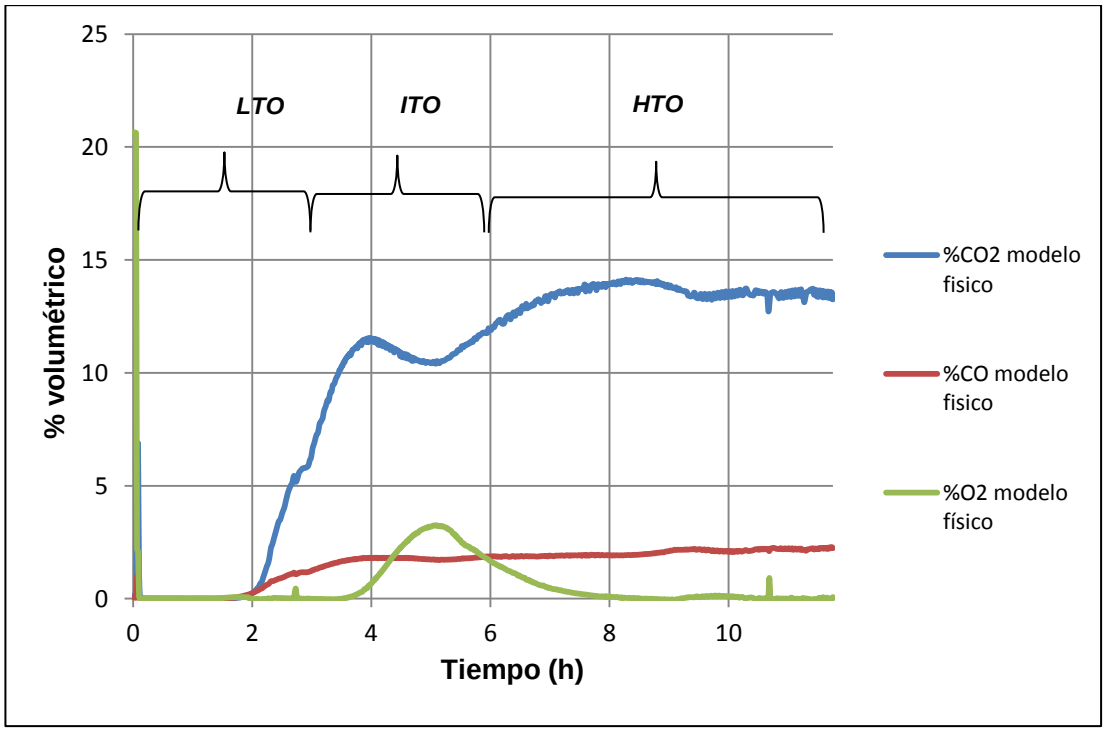
Fuente: ECOPETROL – ICP.

Se puede observar que al inicio del ensayo se ve un pico en la temperatura, esto es normal mientras se da inicio a la combustión en la primera zona del reactor. El tiempo 0,3 de la gráfica, indica el momento donde se dio inicio al calentamiento de la zona de ignición mientras se inyectaba aire. Los picos de temperatura durante el periodo en el cual la combustión es estable oscilan entre 380 – 450ºC y la meseta de vapor se mantiene en un valor promedio de 350ºC.

En la figura 10 se observa que la producción de CO_2 desde el inicio de la inyección de agua (1,93 horas), hasta la hora 3.5 se mantuvo por debajo de 12%; lo cual indica que las reacciones LTO predominan en el proceso[41]. Después de la hora seis la producción de oxígeno es cercana a cero mostrando un buen comportamiento en el régimen HTO[42]. En el periodo comprendido entre las horas 3,5 – 7,5 se observa cierta producción de oxígeno, lo cual es característico de las reacciones de craqueo térmico o reacciones de oxidación a temperatura intermedia[43].

[41] ADEGBASAN, DONELLY, R.G MOORE. *Liquid phase oxidation kinetics of oil sands bitumen: Models for in situ combustion numerical simulators*. SPE-12004-PA. 1987.
[42] M.R. FASSIHI. *Analysis of fuel oxidation in in situ combustion oil recovery*. Ph. D. Thesis, Stanford University. 1981.
[43] HAYASHITANI, M. *Thermal Cracking of Athabasca Bitumen*. Ph.D. Thesis. The University of Calgary, Alberta. 1978.

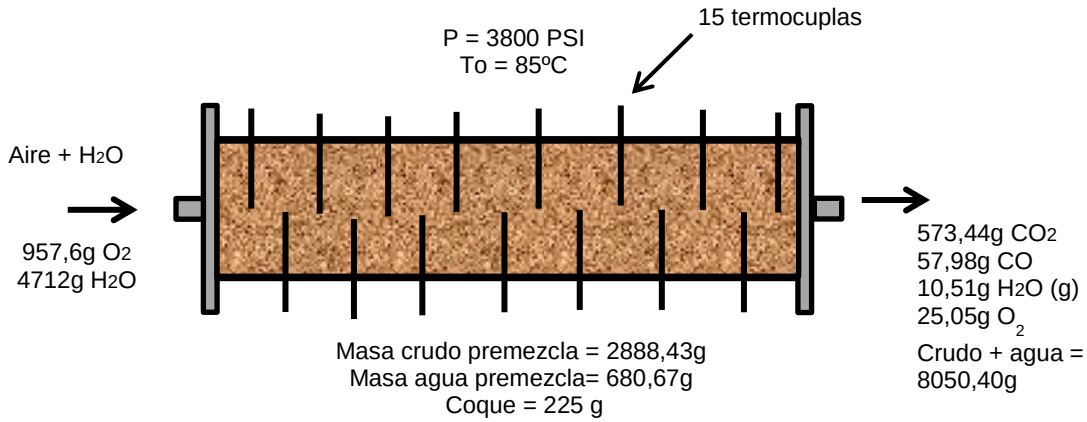
Figura 10. Composición de gases producidos prueba experimental.



Fuente: ECOPETROL – ICP.

En la figura 11 se puede observar un diagrama de entrada – salida de los compuestos que intervienen en el proceso de inyección – producción de la prueba de tubo de combustión, el cual es útil para el planteamiento de las reacciones químicas que se introducirán en el modelo de simulación numérica.

Figura 11. Diagrama entrada - salida tubo de combustión.



Adicionalmente, se obtuvo la producción acumulada de líquido, la cual se muestra en la figura 12.

Figura 12. Producción acumulada de líquido.

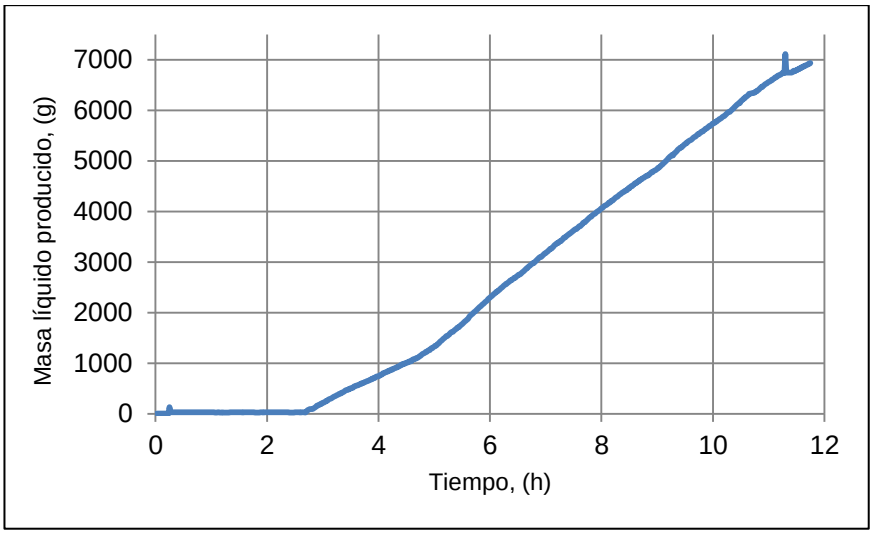
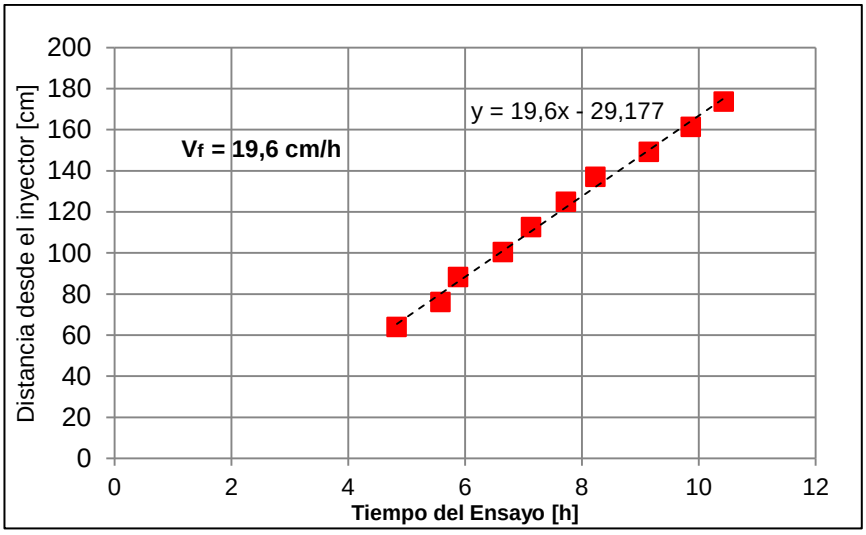


Figura 13. Velocidad del frente de combustión prueba experimental.



Fuente: ECOPETROL – ICP.

El cálculo de la velocidad del frente de combustión (ver figura 13), se realizó con la llegada del frente de combustión a cada zona del reactor. La temperatura escogida fue de 350ºC, que indica que las reacciones se están dando en el régimen HTO para un crudo pesado. La velocidad del frente de combustión a esta temperatura es de 19.6 cm/h, corresponde a la pendiente de la gráfica de la posición del frente desde el pozo inyector contra el tiempo de ensayo. Los resultados de velocidad del frente de combustión, producción acumulada de líquido, composición del gas producido y los perfiles de temperatura servirán como funciones objetivo durante el ajuste histórico del modelo de simulación numérica, el cual se describirá en el siguiente capítulo.

3. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

En este capítulo se presenta el desarrollo del modelo de simulación numérica de la prueba de tubo de combustión húmeda, el cual se llevó a cabo mediante los simuladores de la compañía CMG (*Builde*r, WINPROP y STARS). El objetivo de construir el modelo de simulación numérica es reproducir el comportamiento de la prueba de tubo de combustión, a partir de los resultados obtenidos de la prueba experimental, los cuales serán las funciones objetivo para el ajuste histórico del modelo de simulación.

La herramienta *Builder* permite al usuario el ingreso de las propiedades del modelo de simulación para cada una de las secciones principales. WINPROP permite el desarrollo del modelo de fluidos a partir del ingreso de las propiedades y composición del crudo, STARS es un simulador térmico de yacimientos que considera los fenómenos físico – químicos involucrados durante un proceso de recobro mejorado térmico (Inyección de vapor o combustión in situ).

3.1. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE LA PRUEBA DE TUBO

Para el desarrollo del modelo base de simulación numérica, inicialmente se deben ingresar las propiedades de cada una de las siguientes secciones del *Builder:*

- *Grid* de simulación.
- Modelo de fluidos.
- Modelo cinético.
- Interacción roca – fluido.
- Condiciones iniciales.
- Pozos y eventos.

A continuación se describirán cada una de estas secciones y las propiedades asociadas a cada una de ellas.

3.1.1. *Grid* de simulación.

El *grid* de simulación hace referencia al dimensionamiento y discretización a nivel espacial del modelo de simulación y la definición de las coordenadas a implementar. Además, es en esta sección donde se ingresan las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad); y las propiedades térmicas del sistema roca – fluido y el tubo de combustión. La configuración del tubo no requiere de un diseño complejo[44], con chaqueta de presurización y espacio anular. Teniendo en cuenta la configuración del tubo de combustión, se definió utilizar coordenadas radiales. En la tabla 4 se puede observar la discretización realizada al modelo de simulación.

Tabla 4. Propiedades del grid de simulación.

Parámetro	Valor
Número de divisiones en r	2
Número de divisiones en teta	1
Número de divisiones en k	128
Total de celdas	256

Las propiedades de porosidad y permeabilidad de la muestra fueron suministradas junto con los datos experimentales, estas se pueden ver en la tabla 5 junto con las dimensiones del tubo de combustión.

Tabla 5. Dimensiones del tubo de combustión y propiedades petrofísicas de la muestra.

Parámetro	Valor	Unidad
Radio externo	5,2303	cm
Radio interno	5,0293	cm
Espesor pared tubo	0,201	cm
Espesor celda k	1,30969	cm
Longitud del tubo	201	cm
Permeabilidad i, j, k	5000	mD
Porosidad muestra	0,402	Frac
Porosidad acero	0	Frac

[44] ANAYA,I. CRUZ ,R. ALVAREZ, A. GUTIERRE, D. SKOREYKO, F.ll *Simulation Study for Designing an In-Situ Combustion Pilot In the Orinoco Belt of Venezuela: From Laboratory Studies to the Field Scale*. SPE. PDVSA, CMG. SPE 137491. 2010.

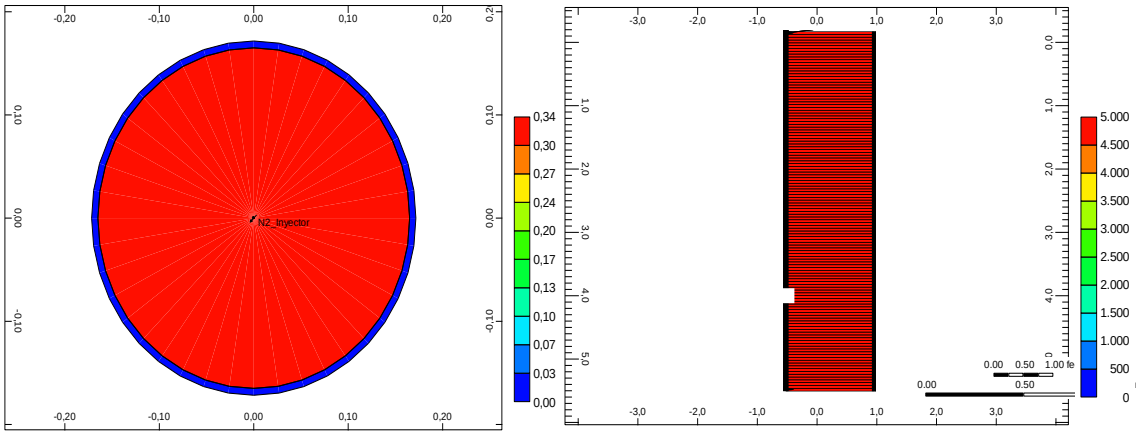
Las propiedades térmicas del tubo son datos suministrado de la prueba experimental (ver tabla 6), para las propiedades del agua, el crudo, el gas y la roca, se tomaron valores reportados de una prueba de tubo desarrollada por *Gutierrez et al*[45].

Tabla 6. Propiedades térmicas del sistema roca – fluido y el tubo.

Propiedad	Valor	Unidad
Conductividad térmica roca	1,5	J/min-cm-C
Conductividad térmica aceite	0,092983	J/min-cm-C
Conductividad térmica agua	0,37	J/min-cm-C
Conductividad térmica gas	0,03	J/min-cm-C
Conductividad térmica tubo @ 327ºC	9	J/min-cm-C
Capacidad calorífica sistema roca - fluidos	2,1	J/cm^3-C
Capacidad calorífica tubo	3	J/cm^3-C

En la figura 14 se puede observar la discretización del modelo de simulación y las propiedades petrofísicas del mismo.

Figura 14. Propiedades petrofísicas del *grid* de simulación.



Porosidad **Permeabilidad**

3.1.2. Modelo de fluidos.

Para el desarrollo del modelo de fluidos se cuenta con la composición del crudo colombiano, suministrada por el Instituto Colombiano del Petróleo (ver tabla 7). La composición es de interés para la agrupación del crudo por pseudocomponentes y el posterior desarrollo del modelo de reacciones. El análisis cromatográfico realizado a la muestra de crudo Colombiano presenta componentes lineales de 35 carbonos y sus

[45] GUTIERREZ, D. *Air injection based processes for improved oil recovery.* 2010.

isómeros, con una fracción pesada de $_{C36+}$. Está es una distribución bastante extensa, típica de un crudo pesado de 9º API.

Tabla 7. Composición crudo colombiano.

Componente	Componente	% molar	% peso	PM, (g/mol)
H_2	Hidrogeno	0,00	0,00	2,01588
H_2S	Sulfuro de hidrogeno	0,00	0,00	34,0809
CO_2	Dióxido de Carbono	6,26	0,68	44,01
N_2	Nitrógeno	0,99	0,07	28,0134
C_1	Metano	11,68	0,46	16,04
C_2	Etano	1,05	0,08	30,07
C_3	propano	1,04	0,11	44,1
iC_4	i-Butano	0,57	0,08	58,12
nC_4	n-Butano	1,06	0,15	58,12
C_5	Neo-Pentano	0,10	0,02	72,15
iC_5	i-Pentano	0,69	0,12	72,15
nC_5	n-Pentano	0,68	0,12	72,15
C_6	Hexano	0,39	0,08	86,17
	Metil-ciclopentano	0,17	0,03	84,16
	Benceno	0,04	0,01	78,11
	Biclohexano	0,21	0,04	84,16
C_7	Beptanos	0,58	0,14	100,21
	Betil-ciclohexano	0,26	0,06	98,21
	Bolueno	0,10	0,02	92,14
C_8	Octano	0,71	0,20	114,23
	Etil-benceno	0,06	0,02	106,17
	M/P-xileno	0,08	0,02	106,16
	O-xileno	0,10	0,03	106,16
C_9	Nonanos	0,57	0,18	128,2
	Trimetil-benceno	0,11	0,03	120,19
C_{10}	Decano	1,17	0,41	142,29
C_{11}	Undecano	1,51	0,55	156,31
C_{12}	Duodecano	1,10	0,44	170,34
C_{13}	Tridecano	2,09	0,91	184,35
C_{14}	Tetradecano	2,38	1,12	198,39
C_{15}	Pentadecano	1,86	0,95	212,42
C_{16}	Hexadecano	3,24	1,79	226,41
C_{17}	Heptadecano	2,77	1,63	240,471
C_{18}	Octadecano	2,62	1,63	254,5
C_{19}	Nonadecano	2,79	1,82	268,53
C_{20}	Eicosano	2,42	1,65	282,55

C_{21}	Heneicosano	2,20	1,59	296,58
C_{22}	Docosano	2,20	1,66	310,61
C_{23}	Tricosano	2,29	1,80	324,63
C_{24}	Tetracosano	1,67	1,37	338,66
C_{25}	Pentacosano	1,75	1,50	352,69
C_{26}	Hexacosano	1,56	1,39	366,71
C_{27}	Heptacosano	1,44	1,33	380,74
C_{28}	Octacosano	1,61	1,55	394,77
C_{29}	Nonacosano	1,52	1,52	408,8
C_{30}	Triacontanos	1,46	1,51	422,82
C_{31}	Hentriacontanos	1,24	1,33	436,85
C_{32}	Dotriacontanos	1,35	1,48	450,88
C_{33}	Tritiacontanos	1,12	1,27	464,9
C_{34}	Tetratiaconranos	1,14	1,34	478,93
C_{35}	Pentatrialcontanos	1,08	1,31	492,96
C_{36+}	Hexatriacontanos plus	24,92	62,40	1010

Fuente: ECOPETROL – ICP.

Algunas de las propiedades de interés del crudo se pueden ver en la tabla 8, de las cuales está una gravedad API de 9º y una densidad de 1,006 g/cc.

Tabla 8. Propiedades del crudo colombiano.

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad crudo	9	°API
Gravedad API crudo	1,006	g/cc
Presión referencia	3800	psi
Temperatura referencia	85	ºC
Presión superficie	14,7	psi
Temperatura superficie	25	ºC
Peso molecular coque	14,992	g/mol
Entalpía del coque	17	J/gmol-ºC

La primera agrupación por pseudocomponentes de un crudo fue propuesta por *Adegbasan (1987)*[46], para el modelamiento químico del aceite durante un proceso de combustión in situ, este modelo agrupa el crudo en una fracción liviana (maltenos), una fracción pesada (asfaltenos) y una fracción sólida (coque). Esta agrupación sería

[46] ADEGBASAN, DONELLY, R.G MOORE. *Liquid phase oxidation kinetics of oil sands bitumen: Models for in situ combustion numerical simulators*. SPE-12004-PA. 1987.

implementada posteriormente por *Belgrave et al (1994)*[47], para el crudo de Athabasca, obteniendo resultados satisfactorios al ajustar pruebas cinéticas, incluyendo el componente gas. Para la presente investigación se implementará esta agrupación, en la tabla 9 se pueden observar los pseudocomponentes del crudo colombiano, el porcentaje molar y el porcentaje en peso.

Tabla 9. Agrupación por pseudocomponentes del crudo colombiano.

Pseudocomponente	PM (g/mol)	% molar	% peso
CO_2	44,01	6,26	0,68
N_2	28,0134	0,99	0,07
Gas (C_1 - nC_4)	3,595	15,4	0,88
Maltenos (C_5 - C_{20})	58,023	28,8	14,02
Asfaltenos (C_{21} - C_{36+})	341,752	48,55	84,35
Coque	14,992	-	-

3.1.3. Modelo cinético.

Un modelo cinético es el conjunto de reacciones químicas y los parámetros cinéticos asociados a cada reacción (energía de activación, factor de frecuencia y entalpía de reacción), que en conjunto modelan el comportamiento oxidativo del crudo de estudio. El modelo cinético para el crudo colombiano se planteó de acuerdo a los resultados experimentales de la prueba de tubo de combustión y una revisión de los principales modelos planteados en la literatura para los regímenes de reacción a baja, media y alta temperatura hecha por *Ruiz (2013)*[48].

De acuerdo a la composición de los gases producidos de la prueba experimental (ver figura 10), se identificaron los tres regímenes de reacción antes mencionados. Los coeficientes estequiométricos de las reacciones, se plantearon a partir de la relación de pesos moleculares aparentes de los compuestos involucrados en la prueba y balances elementales, teniendo en cuenta el diagrama inyección – producción del modelo físico (ver figura 11). A continuación, se muestran las reacciones planteadas para cada uno de los regímenes de reacción.

[47] J.D.M. BELGRAVE, R.G. MOORE, M.G. URSENBACH, D.W.BENNION. *A comprehensive approach to in situ combustion modeling*. University of Calgary. SPE 20250. 1994.
[48] RUIZ, M.C. Desarrollo de un modelo cinético de un proceso de combustión in situ a partir de pruebas Ramped Temperature Oxidation (RTO). Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2013.

- ✓ **Modelo de reacciones a baja temperatura (LTO).**

Las reacciones de oxidación a baja temperatura son reacciones exotérmicas, de adición de oxígeno. El mecanismo de reacción fue planteado por *Burguer y Sahuquet (1972)*[49]*.* Inicialmente los maltenos se oxidan parcialmente para producir asfaltenos, en la segunda reacción los asfaltenos se oxidan para producir coque (compuesto sólido de alto peso molecular). Las reacciones ocurren a bajas temperaturas y a partir éstas se obtiene la energía necesaria para generar la ignición. Se caracterizan por la adición de átomos de oxígeno a la cadena de hidrocarburos. Los coeficientes estequiométricos se muestran en la tabla 10. Las reacciones LTO son las siguientes:

$$Maltenos + \delta O_2 \rightarrow \sigma Asfaltenos$$

$$Asfaltenos + \alpha O_2 \rightarrow \varphi Coque$$

Tabla 10. Coeficientes estequiométricos modelo de reacciones LTO.

Maltenos	Asfaltenos	O_2	Coque
1	$\sigma = 0{,}32171$	$\delta = 1{,}6258$	0
0	1	$\alpha = 28{,}63898$	$\varphi = 83{,}92261$

- ✓ **Modelo de reacciones a temperatura intermedia (ITO).**

En este modelo se plantea una reacción, en la cual la fracción pesada del crudo (asfaltenos) presenta craqueo térmico, pasando por un proceso consecutivo de deshidrogenación, craqueo y condensación. El mecanismo de las reacciones a baja temperatura fue propuesto por *Hayahitani (1978)*[50]*.* En la etapa de deshidrogenación, los átomos de hidrógeno son arrancados de las moléculas, mientras que los átomos de carbono no son alterados.

Durante el craqueo, se rompen los enlances C – C y se forman las moléculas más pequeñas. Finalmente, en la etapa de condensación el número de carbonos en la molécula aumenta y se forma un compuesto de alto peso molecular, denominado

[49] BURGER, J.G. AND SAHUQUET, B.C. *Chemical Aspects of In-situ Combustion—Heat of Combustion and Kinetics.* Soc. Pet. Eng. J. 41O-422;Trans., Ale, Vol. 253. 1972.
[50] HAYASHITANI, M. *Thermal Cracking of Athabasca Bitumen*. Ph.D. Thesis. The University of Calgary, Alberta. 1978.

coque. En la tabla 11 se muestran los coeficientes estequiométricos de la reacción ITO. A continuación se muestra la reacción planteada:

$$Asfaltenos \rightarrow \emptyset Coque + \tau Maltenos$$

Tabla 11. Coeficientes estequiométricos reacción ITO.

Maltenos	Asfaltenos	Coque
τ = 2,34841	γ = 1,90757	$\emptyset$ = 34,49450

- ✓ **Modelo de reacciones a alta temperatura (HTO).**

En el régimen HTO, los asfáltenos dominan la liberación de calor y el proceso en términos de flujo de calor. En una reacción exotérmica, cuando la energía liberada no es retirada del sistema, en este caso del yacimiento, la temperatura comenzará a incrementarse. Al aumentar la temperatura, la velocidad de reacción aumenta, con lo cual se libera más energía. Con esto se favorece la descomposición de los productos primarios de oxidación, consiguiendo así que después de producida la ignición se tengan altas probabilidades de llegar a una combustión completa.

Estudios han mostrado que la propagación del frente de combustión es el método más rápido de recobro térmico. *Martin et al (1962)*[51] y *Ramey (1974)*[52] mostraron que la velocidad de la ola de calor de convección es cerca de un cuarto del frente de combustión. El mecanismo de la reacción HTO fue propuesto por *Benham et al (1958)*[53], los coeficientes estequiométricos de la reacción se muestran en la tabla 12. A continuación se muestra la reacción planteada:

$$Coque + \partial O_2 \rightarrow \beta CO_2 + \varepsilon CO + \mu H_2O$$

[51] ALEXANDER, J.D., MARTIN, W.L., AND DEW, J.N. *Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In-Situ Combustion*. J. Pet. Tech. 1154-1164; Trans., AIME, Vol 225. 1962.
[52] RAMEY, H.J. *In Situ Combustion*. Stanford University, Stanford, California, U.S.A. 1974. Pg 260 – 265.
[53] A.L. BENHAM, F.H. POETMANN. *The thermal recovery process – An analysis of laboratory combustion data.* AIME Technical note. 1958.

Tabla 12. Coeficientes estequiométricos reacción HTO.

O_2	Coque	CO_2	CO	H_2O
$\partial = 79{,}69366$	1	β = 52,00032	ε = 8,24772	μ = 2,53322

- ✓ **Determinación de los parámetros cinéticos.**

La determinación de los parámetros cinéticos se debe realizar mediante pruebas cinéticas, como la prueba RTO (*Ramped Temperature Oxidation),* DTA (*Differential Thermo Analysis*) o la prueba TGA (*Thermo Gravimetric Analysis*)[54]. Para la presente investigación no se cuenta con este tipo de pruebas, no obstante numerosas investigaciones han demostrado que la cinética varía dependiendo de la escala en la cual se aplique la técnica[55]. Teniendo en cuenta que las pruebas cinéticas se realizan en muestras de pocos centímetros de espesor y las pruebas de tubo se realizan en muestran de pies de espesor, para la prueba de tubo de combustión húmeda se determinaron los parámetros cinéticos (energía de activación y factor de frecuencia) y la entalpía de reacción (parámetro termodinámico) por un método de ajuste manual en el simulador numérico. Para el desarrollo de modelos de simulación de pruebas de tubo de combustión, autores como *Kapadia et al (2009)[56],* han determinado los parámetros de la ecuación de *Arrhenius*; mediante un proceso de ajuste en el simulador numérico, obteniendo resultados satisfactorios.

Entonces, se tomaron como parámetros de ajuste los parámetros cinéticos, y como función objetivo los perfiles de temperatura de la prueba (ver capítulo 2). Finalmente, los parámetros cinéticos que mejor se ajustaron a los resultados de la prueba experimental se muestran en la tabla 13. Los resultados del ajuste histórico del modelo de simulación y su respectivo análisis se encuentran en el capítulo 4.

[54] M.R. FASSIHI. *Analysis of fuel oxidation in in situ combustion oil recovery*. Ph. D. Thesis, Stanford University. 1981.
[55] D. GUTIERREZ, R.G. MOORE, S.A. MEHTA, M.G. URSENBACH, F. SKOREYKO. *The challenge of predicting field performance of air injection projects based on laboratory and numerical modeling.* Journal of Canadian Petroleum Technology JCPT, Volume 48, No. 4. 2009.
[56] P.R. KAPADIA, M.S. KALLOS, C. LESKIW, L.D. GATES. *Potential for hydrogen generation during in situ combustion of Bitumen*. SPE-122028-MS. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. 2009.

Tabla 13. Parámetros cinéticos modelo de simulación numérica.

Reacción	Energía de activación, (BTU/lbmol)	Factor de frecuencia	Entalpía de reacción (BTU/lbmol)
LTO - 1	8×10^3	1×10^4	1.1×10^7
LTO - 2	1×10^4	1×10^7	1.1×10^7
ITO	3.5×10^4	1.5×10^7	0
HTO	1×10^3	8×10^6	1.8×10^6

3.1.4. Interacción roca – fluido.

La interacción roca – fluido se representa mediante las curvas de permeabilidad relativa, las cuales describen el flujo del agua y el aceite en el medio poroso, despreciando los efectos capilares. Las curvas fueron generadas a partir de los *end points* (ver tabla 14) de la prueba experimental, los cuales fueron suministrados con los resultados experimentales de la prueba de tubo y la correlación de *Stone (1992)*[57].

Tabla 14. End points curvas de permeabilidad relativa.

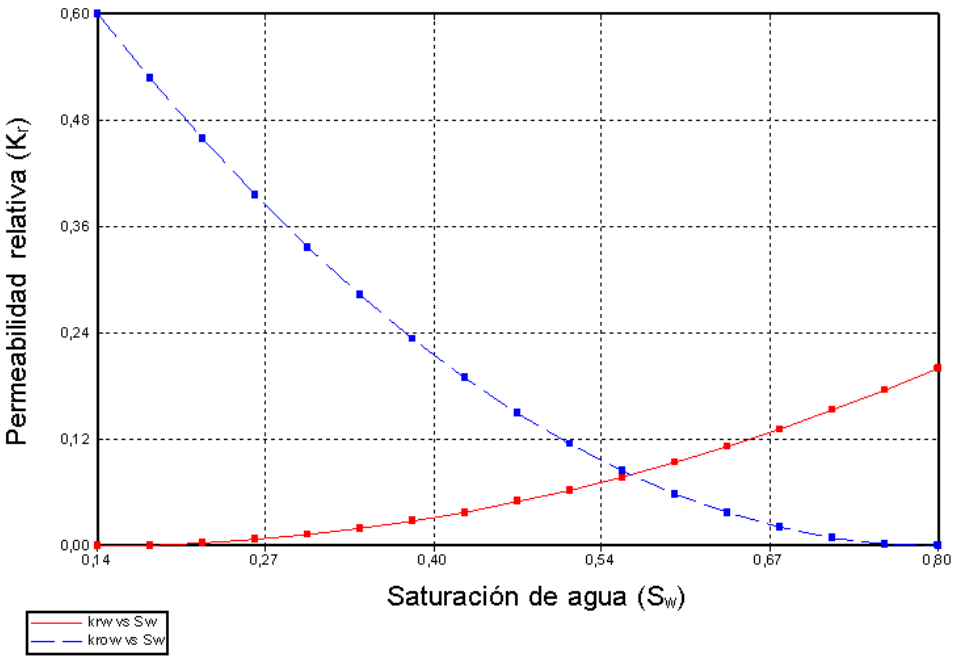
End point	**Valor**
Saturación de agua connata	0,14
Saturación de agua crítica	0,14
Saturación de aceite irreducible (Curva agua – aceite)	0,2
Saturación de aceite residual (Curva agua – aceite)	0,2
Saturación de aceite irreducible (Curva gas - líquido)	0,15
Saturación de aceite residual (Curva gas - líquido)	0,15
Saturación de gas connata	0,05
Saturación crítica de gas	0,05
Permeabilidad relativa al aceite @ saturación de agua connata	0,6
Permeabilidad relativa al agua @ saturación de aceite irreducible	0,2
Permeabilidad relativa al gas @ saturación de líquido connata	0,2
Exponentes para la correlación de *Stone*	2

Fuente: ECOPETROL – ICP.

[57] L.K. THOMAS, K.H. COATS. *Stones Kro methods and modifications*. SPE-25289-MS. 1992.

Como se observa en la figura 15, la roca es mojada preferiblemente por agua, teniendo en cuenta que el punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa es superior a 0,5.

Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa.



3.1.5. Condiciones iniciales.

Esta sección hace referencia a las condiciones iniciales en las cuales se encuentra el modelo de simulación, para lo cual se cuenta con las saturaciones iniciales de fluidos, presión y temperatura inicial, y por último la composición del aceite para cada uno de los pseudocomponentes (ver tabla 15).

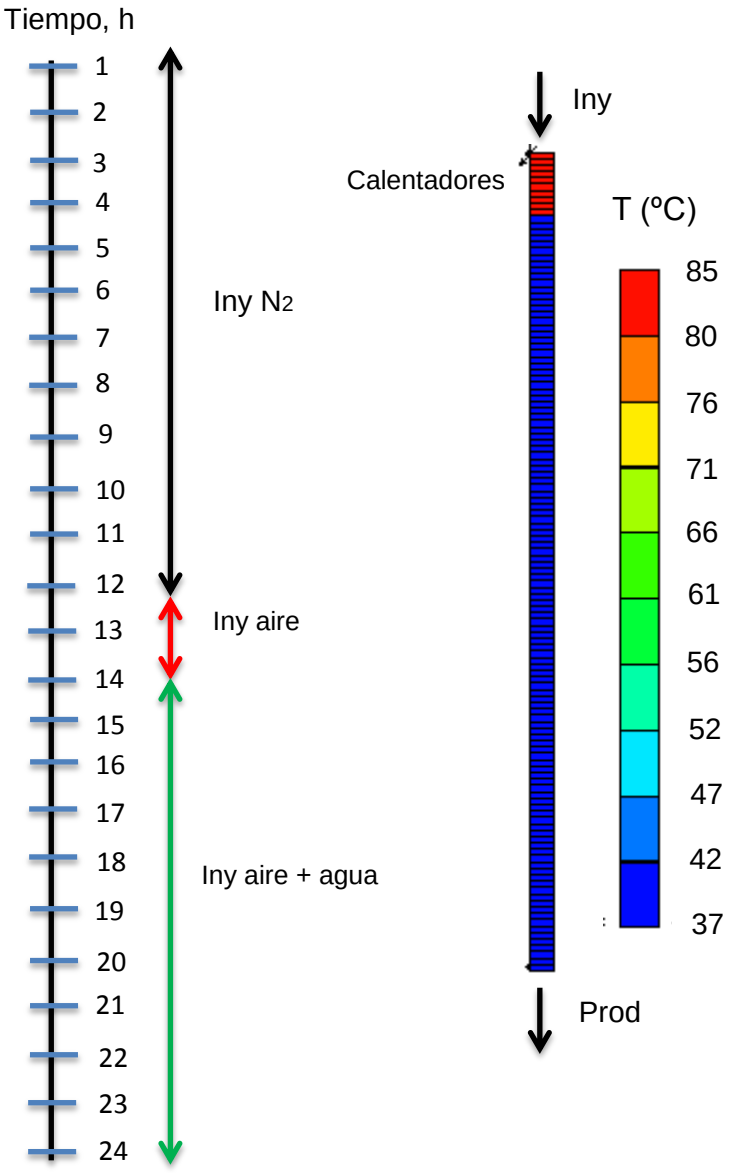
Tabla 15. Condiciones iniciales modelo de simulación.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión inicial	3800	psi
Temperatura inicial	85	ºC
So	0,5674	-
Sw	0,1345	-
Sg	0,2981	-
Fracción molar CO_2	0,0626	-
Fracción molar N_2	0,0099	-
Fracción molar Gas	0,154	-
Fracción molar Maltenos	0,288	-
Fracción molar Asfaltenos	0,4855	-

3.1.6. Pozos y eventos.

Tal cual se describió en el capítulo 3, inicialmente se realizó una prueba de conectividad a la muestra, inyectando nitrógeno durante 12 horas. Posteriormente se dio inicio a la inyección de aire durante 1,93 horas, en esta etapa se produjo la ignición. Finalizada la inyección de aire, se inició la combustión húmeda, la cual tuvo una duración de 9,83 horas. El calentador se ubicó en las primeras 10 celdas en dirección K del modelo de simulación. En la figura 16 se puede observar el cronograma de inyección.

Figura 16. Cronograma de inyección modelo de simulación.



La temperatura inicial de los calentadores es de 85ºC y se incrementó a 320ºC al iniciar la inyección de aire, teniendo en cuenta que a esta temperatura se alcanzó la ignición en el modelo físico, hasta el final de la prueba. Se implementó un delta de tiempo de 0,5 minutos. En la tabla 16 se pueden observar los parámetros operacionales para cada uno de los eventos del pozo inyector y del pozo productor.

Tabla 16. Parámetros operacionales pozos inyector y productor.

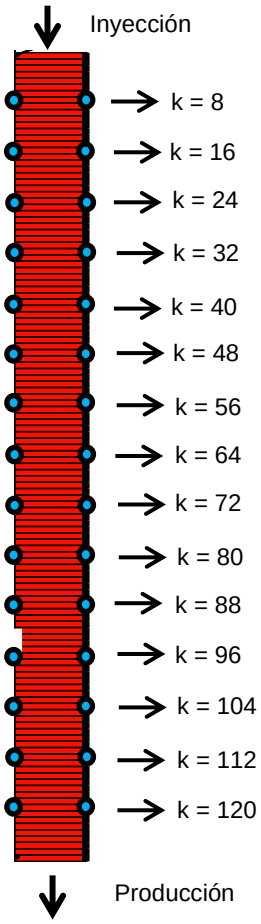
Inyección de nitrógeno		
Fecha inicio	0	min
Fecha fin	720	min
Presión de fondo fluyente (BHP)	3800	psi
Caudal de inyección @ T y P de operación	5000	cm^3/min
Temperatura de inyección	85	ºC
Inyección de aire		
Fecha inicio	721	min
Fecha fin	834	min
Presión de fondo fluyente (BHP)	3800	psi
Caudal de inyección @ T y P de operación	5000	cm^3/min
Temperatura de inyección	85	ºC
Fracción volumétrica N_2	0,79	-
Fracción volumétrica O_2	0,21	-
Inyección de aire + agua		
Fecha inicio	835	min
Fecha fin	1425	min
Presión de fondo fluyente (BHP)	3800	psi
Caudal de inyección aire @ T y P de operación	5000	cm^3/min
Caudal de inyección agua @ T y P de operación	8000	cm^3/min
Temperatura de inyección	85	ºC
Pozo productor		
Fecha inicio	0	min
Fecha fin	1425	min
Presión de producción	3220	psi

3.2. VARIABLES DE SALIDA

Las variables de salida del modelo de simulación se asignaron de acuerdo a los resultados experimentales, teniendo en cuenta que los resultados inmediatos de la prueba son los perfiles de temperatura, la composición de los gases producidos en porcentaje volumétrico, la posición del frente de combustión en función del tiempo (velocidad del frente de combustión) y la producción acumulada de líquido. Además, para el análisis final de los resultados es necesaria la composición másica de los gases producidos, teniendo en cuenta que es un dato de entrada para el cálculo de los parámetros de desempeño de la prueba de tubo, lo cual se explicará en el capítulo 5.

Para el monitoreo de la temperatura en el modelo de simulación, se ubicaron 15 termocuplas equidistantes en el centro de la muestra y 15 termocuplas en la pared del tubo. Estas permiten la visualización de los perfiles de temperatura y el avance del frente de combustión. En la figura 17 se puede observar la ubicación de las termocuplas desde una vista frontal a un corte transversal del modelo de simulación.

Figura 17. Ubicación de las termocuplas en el modelo de simulación.



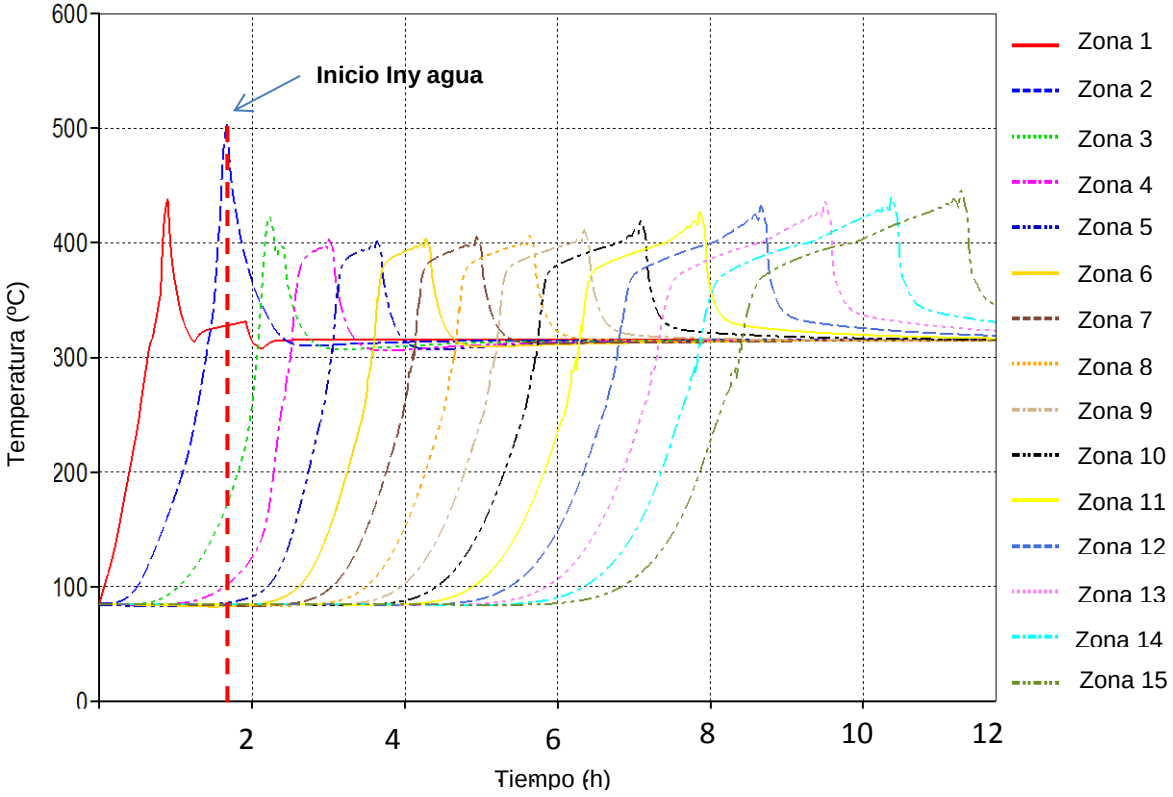
4. RESULTADOS Y AJUSTE HISTÓRICO

Finalizado el desarrollo del modelo base de simulación numérica, se procedió a visualizar los resultados y realizar el ajuste histórico del modelo, teniendo en cuenta que el objetivo de la simulación numérica de yacimientos es reproducir el comportamiento del yacimiento, para este caso en particular el objetivo del modelo de simulación es reproducir la prueba de tubo de combustión.

4.1. PERFILES DE TEMPERATURA

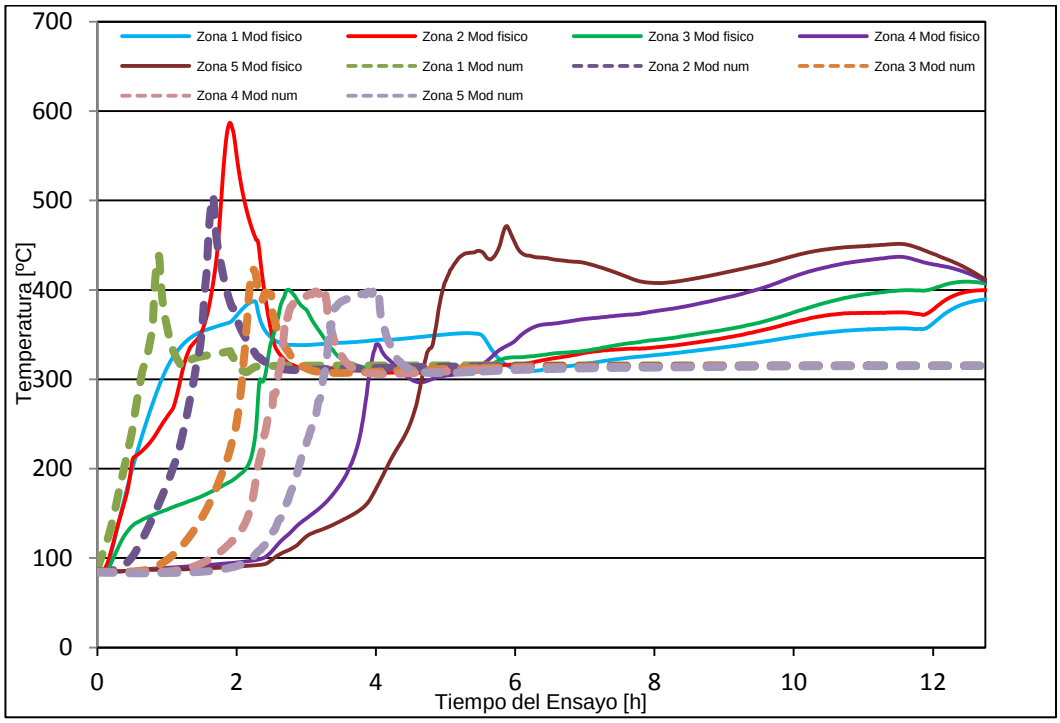
La visualización de resultados se llevó a cabo mediante la herramienta *Results graph* del *launcher* de CMG. La escala de tiempo de las gráficas corresponde al periodo de inyección de aire y la combustión húmeda únicamente, ya que el periodo de la inyección de nitrógeno tiene por objetivo simular la prueba de conectividad. En la figura 18 se pueden observar los perfiles de temperatura del modelo de simulación en el centro del medio poroso.

Figura 18. Perfiles de temperatura modelo de simulación numérica.



Se puede observar que la ignición se alcanza en la primera termocupla, alcanzando una temperatura de 440ºC, a diferencia del modelo físico en el cual se alcanza en la segunda termocupla. El pico máximo se observa en la segunda termocupla (515ºC). La línea punteada marca el inicio de la inyección de agua, en la hora 1,93. En las figura 19, 20 y 21 se observa el ajuste logrado de los perfiles de temperatura del modelo de simulación, en comparación a los del modelo físico.

Figura 19. Ajuste histórico perfiles de temperatura zonas 1 – 5.



Para el ajuste de los perfiles de temperatura se tomaron como referencia la energía de activación, el factor de frecuencia y la entalpía de las reacciones de oxidación. La energía de activación es la mínima energía necesaria para iniciar la reacción química, la entalpía es el calor liberado durante la reacción y el factor de frecuencia es una medida adimensional de la frecuencia con la que se producen las colisiones moleculares que dan lugar a la reacción química. Para la ignición se debe tener en cuenta la exotermicidad de las reacciones LTO[58], ya que estos son las que liberan el calor necesario para dar lugar a la ignición. Los picos de temperatura del modelo físico y el modelo numérico, en el régimen de combustión estable, se mantienen entre 400 – 450ºC, el *plateau* (meseta de vapor) del modelo numérico se mantiene en 320ºC,

[58] BURGER, J.G. AND SAHUQUET, B.C. *Chemical Aspects of In-situ Combustion—Heat of Combustion and Kinetics*, Soc. Pet. Eng. J. Trans, Ale, Vol. 253. 1972. Pg 410 – 422.

Figura 20. Ajuste histórico perfiles de temperatura zonas 6 - 10.

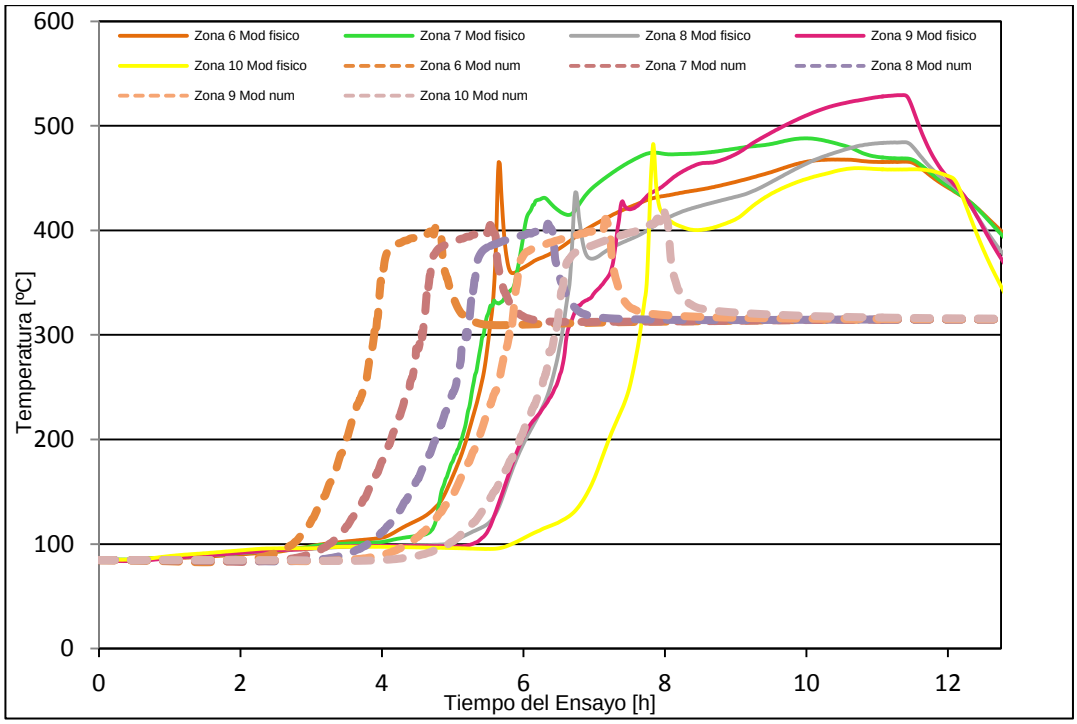
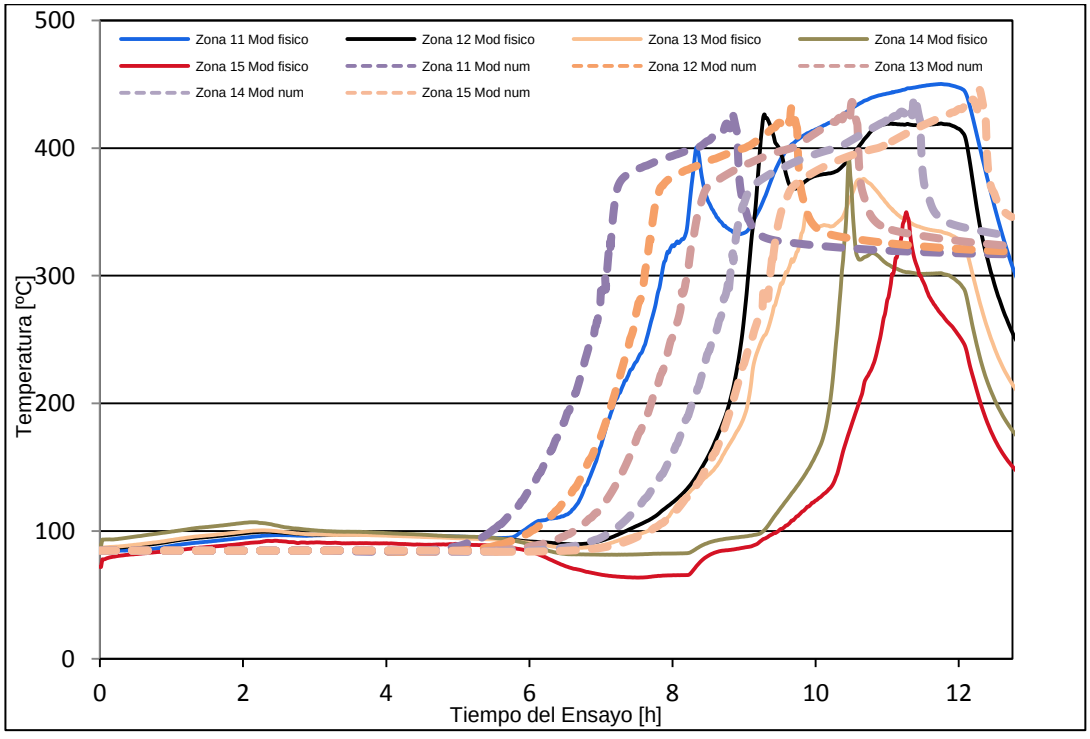


Figura 21. Ajuste histórico perfiles de temperatura zonas 11 –15.



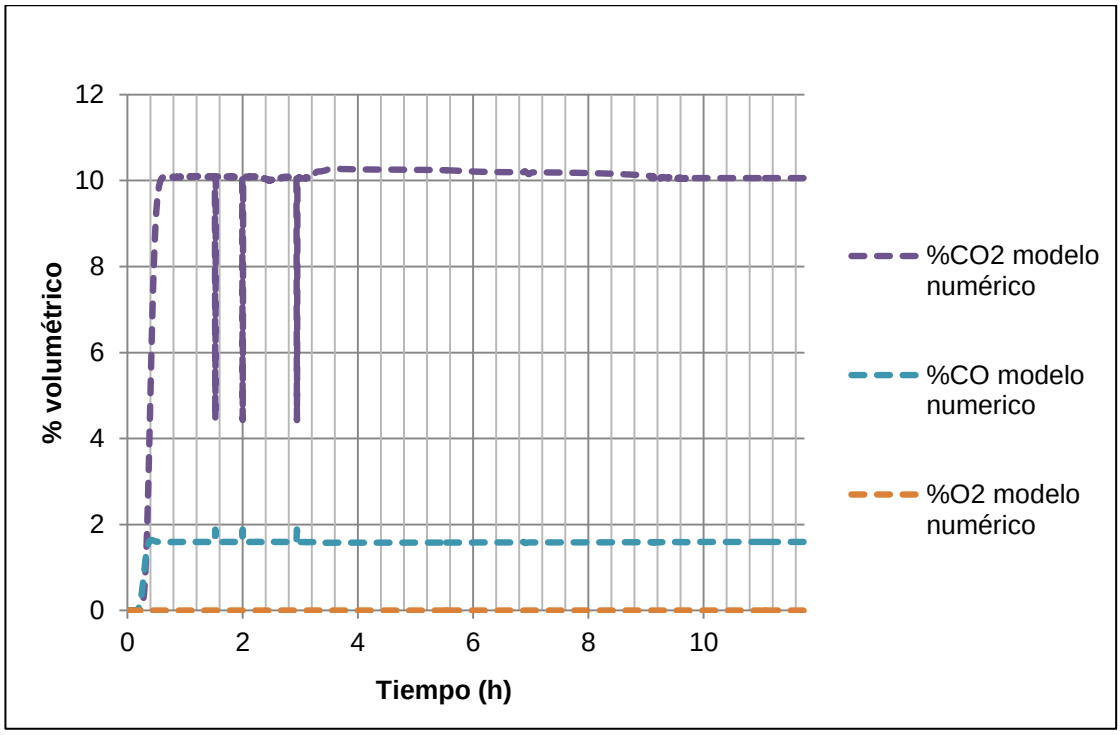
mientras que el *plateau* del modelo físico tiende a aumentar a temperaturas superiores a 400ºC, este es un efecto típico del proceso de combustión húmeda, en el cual la meseta de vapor es considerablemente más amplia que la que caracteriza a aquella

de la combustión seca, debido al calor adicional transportado aguas abajo del frente de combustión[59], creándose un frente de desplazamiento por vapor o frente de vaporización, estas son características típicas de la combustión húmeda completa.

4.2. COMPOSICIÓN GASES PRODUCIDOS

En la figura 22 se puede observar la composición de los gases producidos del modelo de simulación.

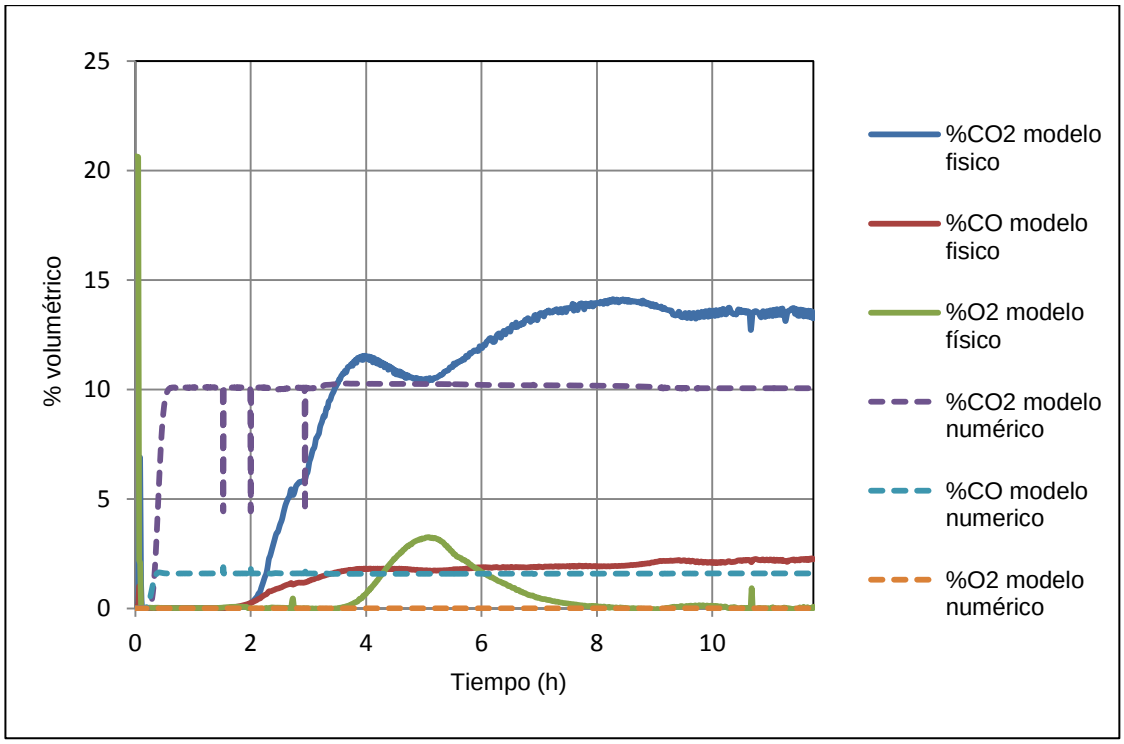
Figura 22. Composición gases producidos modelo de simulación numérica.



La producción de oxígeno en el modelo de simulación numérica es nula, por lo cual se puede afirmar que todo el oxígeno fue consumido en las reacciones de oxidación. A partir de la hora 0,5 la producción de CO_2 se estabiliza aproximadamente en 10,1% y la producción de CO en 1,58%. En la figura 23 se observa el ajuste de los gases producidos del modelo de simulación, en comparación a los resultados de la prueba experimental.

[59] SARATHI S. *In situ combustion Handbook - Principles and Practices*.1999. Pg 80 – 83.

Figura 23. Ajuste composición gases producidos.



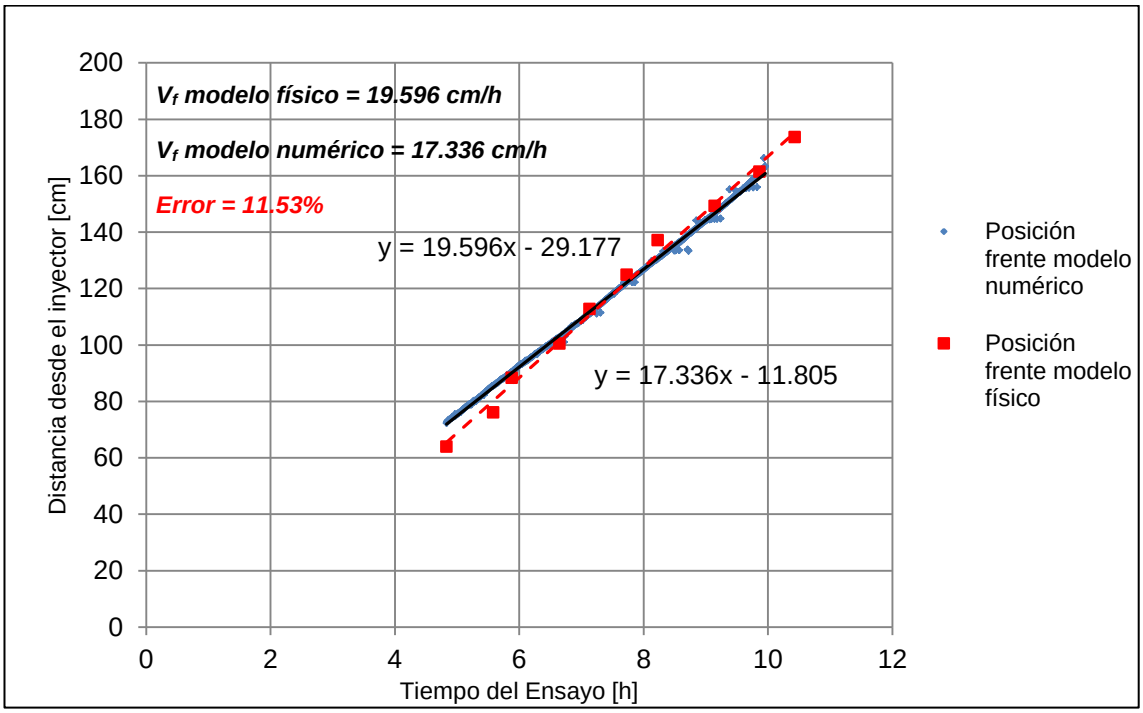
El volumen de gases producidos del modelo de simulación depende fundamentalmente de la estequiometría del modelo de reacciones; la cual se planteó en base a los resultados experimentales y el balance másico de la prueba. Las diferencias observadas en el volumen de gases producidos del modelo físico y el modelo numérico, se deben principalmente a ciertos fenómenos involucrados durante la combustión, como la difusión y dispersión molecular, los cuales no son fielmente representados por el modelo numérico, además del orden de aproximación asociado al error de truncamiento implícito en el modelo numérico.

En el modelo físico, hay una producción de oxígeno en el periodo 3,5 – 7,5 horas, lo cual es característico de las reacciones de craqueo térmico. La producción de CO y CO_2 inicia en el mismo momento en el cual comienza la inyección de agua (1,93 h), mientras que en el modelo numérico la producción de estos gases inicia a partir de la hora 0,1. El inicio temprano de la producción de gases en el modelo numérico es congruente con la rápida ignición observada en el perfil de temperaturas, ya que el primer pico es monitoreado por la primera termocupla (ver figura 15), mientras que en el modelo físico es monitoreado por la segunda termocupla.

4.3. VELOCIDAD DEL FRENTE DE COMBUSTIÓN

La velocidad del frente de combustión corresponde a la pendiente de la gráfica distancia del frente desde el inyector vs tiempo del ensayo a 350ºC en el periodo de tiempo en el cual la combustión es estable. Se escogió esta temperatura durante el desarrollo del experimento ya que a 350ºC predominan las reacciones HTO. En la figura 24 se puede observar el ajuste de la velocidad del frente de combustión.

Figura 24. Ajuste velocidad del frente de combustión.



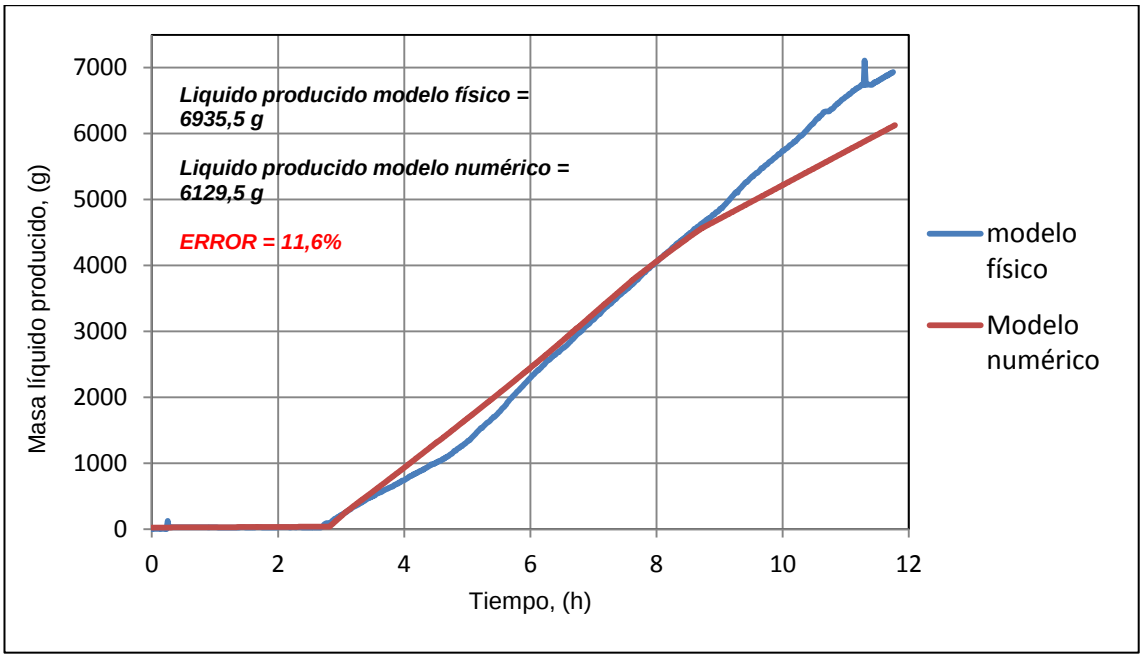
La velocidad del frente del modelo físico es de 19,596 cm/h, mientras que la velocidad del frente del modelo numérico es de 17,336 cm/h, obteniendo un error de 11,53%. La gráfica se construyó en el periodo de tiempo 4,8 – 10 horas, ya que en este periodo el frente de combustión se mantuvo estable en su recorrido a través del tubo y es posible obtener un valor representativo de la velocidad del frente.

El ajuste obtenido es aceptable, teniendo en cuenta que la leve diferencia se debe al orden de aproximación inherente al error de truncamiento del modelo numérico, el cual se genera durante la discretización por diferencias finitas de la ecuación de difusividad que describe el flujo de fluidos en el medio poroso.

4.4. PRODUCCION ACUMULADA DE LÍQUIDO

En el reporte de resultados de la prueba experimental no se encuentra la producción de aceite y agua por separado. Se monitoreó la producción acumulada de líquido. En la figura 25 se encuentra el ajuste de este parámetro.

Figura 25. Ajuste producción acumulada de líquido.

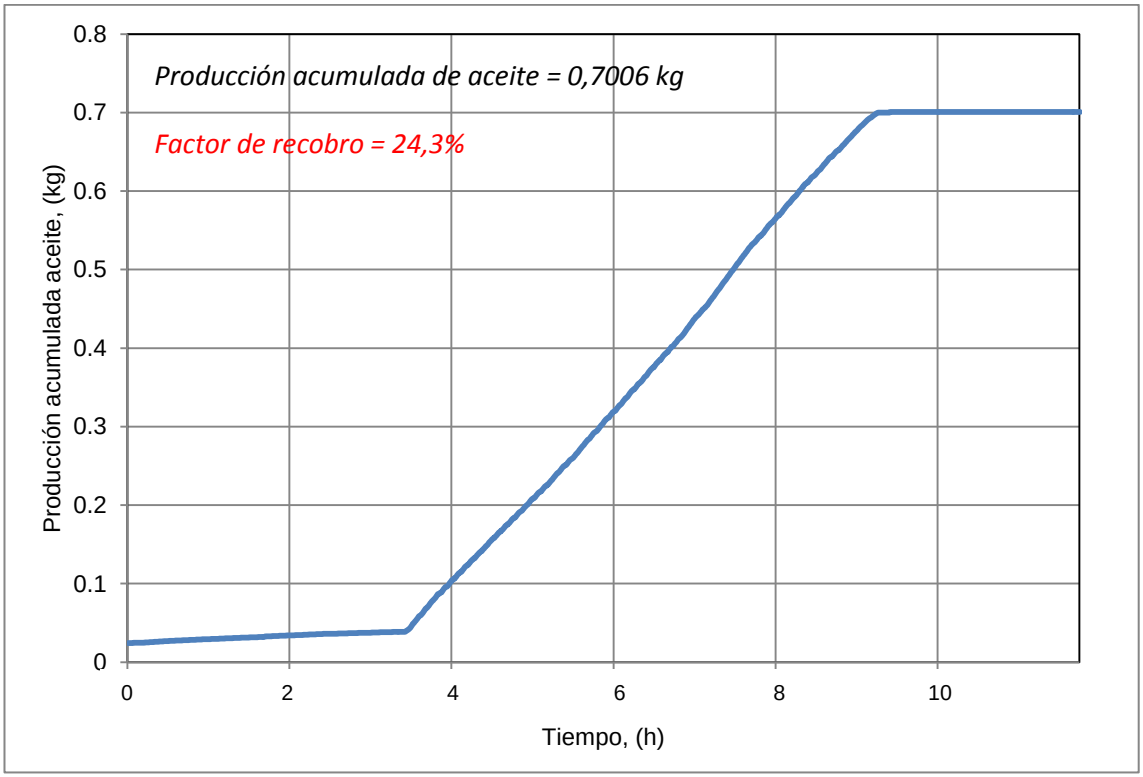


El líquido total producido del modelo físico es de 6935,5 g, mientras que el líquido producido del modelo numérico es de 6129,5 g, obteniendo un error de 11,6%. A partir de la hora 2,8 comienza la producción de líquido en ambos modelos. En la hora 8,8 la tasa de aumento de líquido del modelo numérico comienza a decaer, mientras que la del modelo físico se mantiene estable, esta diferencia se puede explicar debido a que en la prueba experimental intervienen ciertos fenómenos y mecanismos de desplazamiento adicionales que contribuyen al recobro de líquido, y que no son fielmente representados por el modelo numérico, como son la difusión del oxígeno del gas de inyección en la interface del combustible y la desorción de los productos de la combustión.

4.5. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE

La producción acumulada de aceite se determinó a partir de los resultados del modelo numérico, teniendo en cuenta que entre los resultados de la prueba experimental no se encuentra este parámetro, por lo cual no se realizó el ajuste histórico del mismo. En la figura 26 se encuentra la producción acumulada de aceite del modelo numérico.

Figura 26. Producción acumulada de aceite modelo numérico.

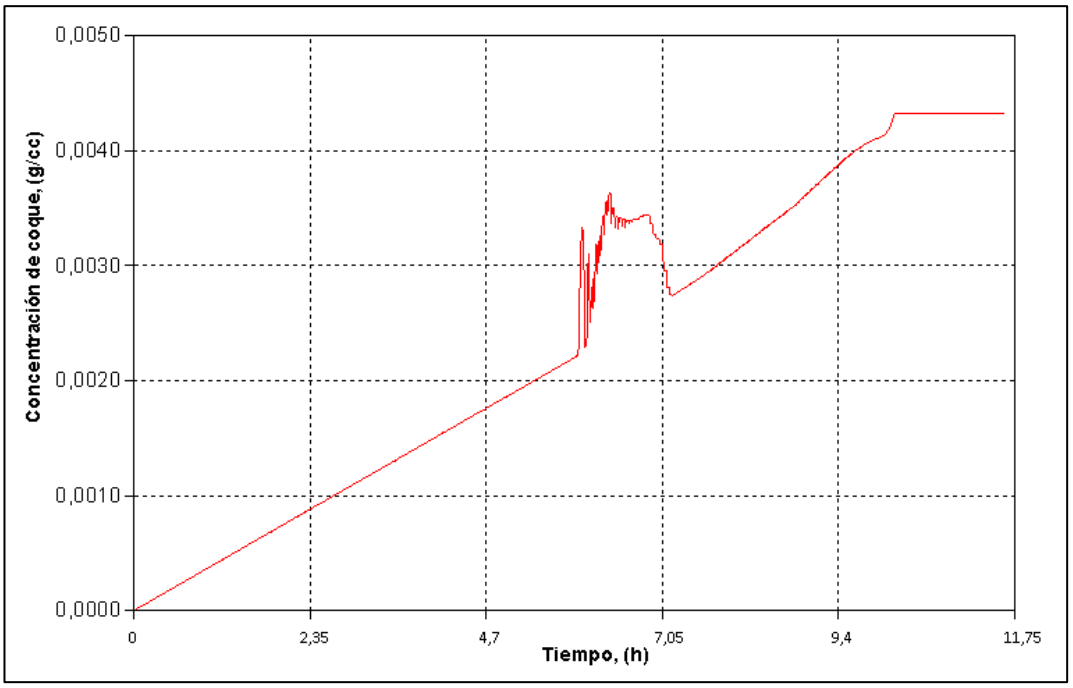


La producción acumulada fue de 0,7 kg de aceite, la masa de aceite original en la muestra de roca es de 2,88 kg, por lo cual el factor de recobro del modelo base de simulación de la prueba de tubo es de 24,3%.

4.6. CONCENTRACIÓN DE COQUE

A continuación se muestra la concentración de coque generado en el modelo de simulación durante la prueba (ver figura 27). El coque es un material residual sólido, rico en carbono, de baja volatilidad y alto poder calorífico. Este es el combustible encargado de sostener y propagar el frente de combustión.

Figura 27. Concentración de coque generado modelo numérico.



De la gráfica se puede observar que en el periodo de tiempo comprendido entre 5,5 – 7,1 horas, la concentración de coque generado aumenta considerablemente, lo cual indica que en este periodo de tiempo están predominando las reacciones de craqueo térmico. La concentración máxima de coque alcanzada al final de la prueba es de 0,0044 g/cc.

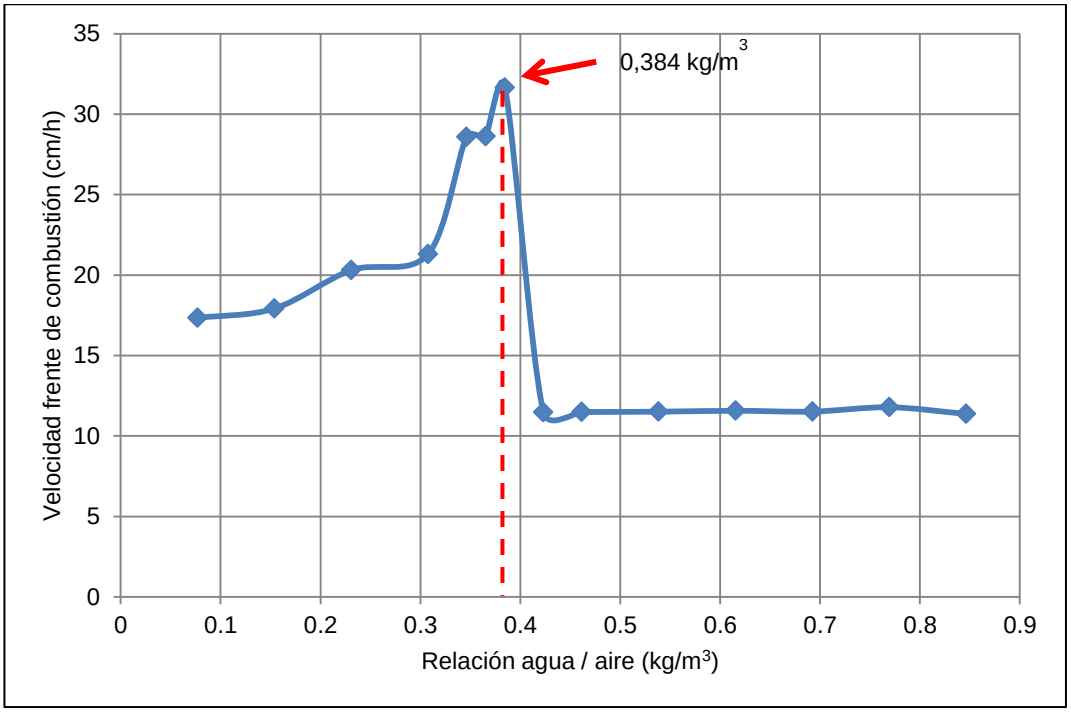
5. EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PARÁMETROS DE DESEMPEÑO

En el presente capítulo se da a conocer el análisis de sensibilidad a la relación de inyección agua / aire (RAA), variando únicamente la tasa de inyección de agua, y su efecto sobre la velocidad del frente de combustión y los parámetros de desempeño del modelo base de simulación de la prueba de tubo (ver tabla de parámetros en el anexo A). Además, se presenta el factor de recobro y los perfiles de temperatura para las diferentes relaciones de inyección agua / aire.

5.1. EFECTO DEL AGUA SOBRE LA VELOCIDAD DEL FRENTE DE COMBUSITÓN

La velocidad del frente de combustión, tal cual se explicó en el capítulo 4, corresponde la pendiente de la gráfica distancia del frente desde el inyector contra el tiempo del ensayo a 350ºC en el periodo de tiempo en el cual la combustión es estable, esta se determinó para relaciones de inyección agua / aire en el rango 0,07 – 0,84 kg/m^3, tomando como base el modelo de simulación ajustado de la prueba de tubo. En la figura 28 se presentan los resultados obtenidos.

Figura 28. Efecto del agua sobre la velocidad del frente de combustión.



De la figura anterior, se puede observar que a una relación de inyección agua / aire de 0,384 kg/m^3, la velocidad del frente de combustión es máxima (31,6 cm/h). Lo anterior corrobora estudios como los de *Bagci (2001)*[60], en el cual afirma que a tasas altas de agua la velocidad del frente de combustión aumenta debido al aumento del calor transferido por vapor delante del frente de combustión (transferencia de calor por convección), haciendo que el proceso sea más eficiente desde el punto de vista de transferencia de energía.

Sin embargo, a medida que la tasa de agua continúa aumentando, la velocidad del frente de combustión disminuye hasta estabilizarse en 11,5 cm/h. *Smith et al (1973)*[61] denominan este fenómeno como el efecto de enfriamiento, en el cual se alcanzan condiciones de combustión súper húmeda y el frente de combustión se apaga parcialmente, los autores afirman que el enfriamiento que genera el agua inyectada puede promover altos regímenes LTO y un régimen HTO muy tenue o nulo.

Entonces, a partir de una RAA de 0,42 kg/m^3 comienza a predominar el efecto de enfriamiento y la condición de combustión súper húmeda, a RAA inferiores a esta predomina la combustión húmeda normal y/o completa. En un subcapítulo posterior se podrá corroborar este fenómeno al observar las características de los perfiles de temperatura.

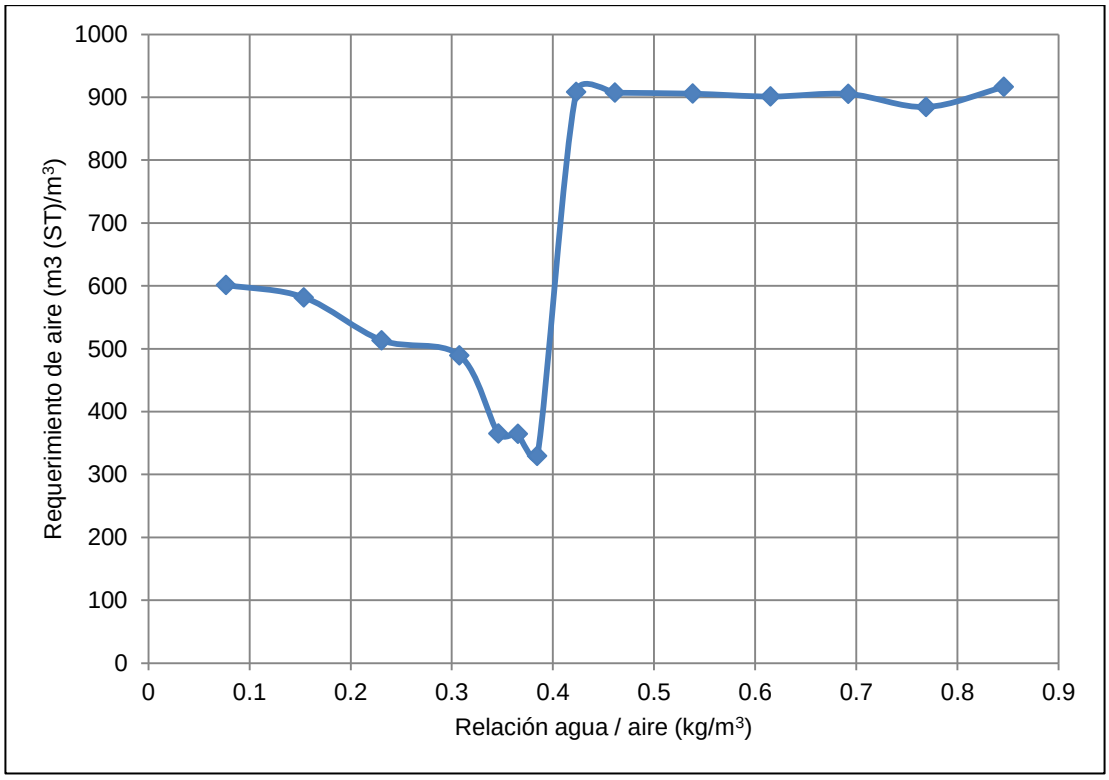
5.2. EFECTO DEL AGUA SOBRE EL REQUERIMIENTO DE AIRE

El requerimiento de aire, el cual es el volumen de aire requerido para quemar una unidad volumétrica de roca, se calcula mediante la ecuación 15 del capítulo 1. Este es un parámetro que determina en gran medida la viabilidad económica de implementar un proyecto de combustión in situ; ya que a partir del volumen de aire requerido se dimensionan los compresores. En la figura 29 se puede observar la variación del requerimiento de aire en función de la RAA.

[60] S. BAGCI, M.B. KOK. *In Situ Combustion Laboratory Studies of Turkish Heavy Oil Reservoirs*. ELSEVIER, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering: Middle East Technical University, Turkey. 2001.

[61] SMITH F.W, PERKINS T.K. *Experimental and numerical simulation studies of wet combustion recovery process*. PETSOC-73-03-05. Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 12. 1973.

Figura 29. Efecto del agua sobre el requerimiento de aire.



Este parámetro es inversamente proporcional a la velocidad del frente de combustión y directamente proporcional a una constante, como es el flux de aire inyectado, por lo cual mantiene una tendencia opuesta al comportamiento de la velocidad del frente en función de la RAA.

A una RAA de 0,384 kg/m^3 el requerimiento de aire es mínimo (330 m^3 (ST) / m^3), lo cual concuerda con el punto en el cual la velocidad del frente de combustión es máxima. Este efecto ha sido observado por autores como *Garon (1974)*[62] y *Moore (1992)*[63], a partir de las pruebas de tubo desarrolladas por los autores, han concluido que el aire requerido es menor para la combustión húmeda en comparación a la seca, teniendo en cuenta que el combustible depositado bajo estas condiciones es menor. Así mismo, *Dietz* y *Weijdema (1968)*[64] determinaron que a condiciones de combustión húmeda completa (tasas de inyección de agua intermedias) el requerimiento de aire es mínimo.

[62] GARON A.M, WYGAL R.J JR. *A Laboratory Investigation of Fire-Water Flooding.* SPE 4762. 1974.

[63] MOORE R.G, BELGRAVE J.D.M, MEHTA R, URSENBACH M.G, XI K. *Some insights into the low temperature and high temperature in situ combustion experiments*. SPE/DOE Eight Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 1992. Pp 179 -190.

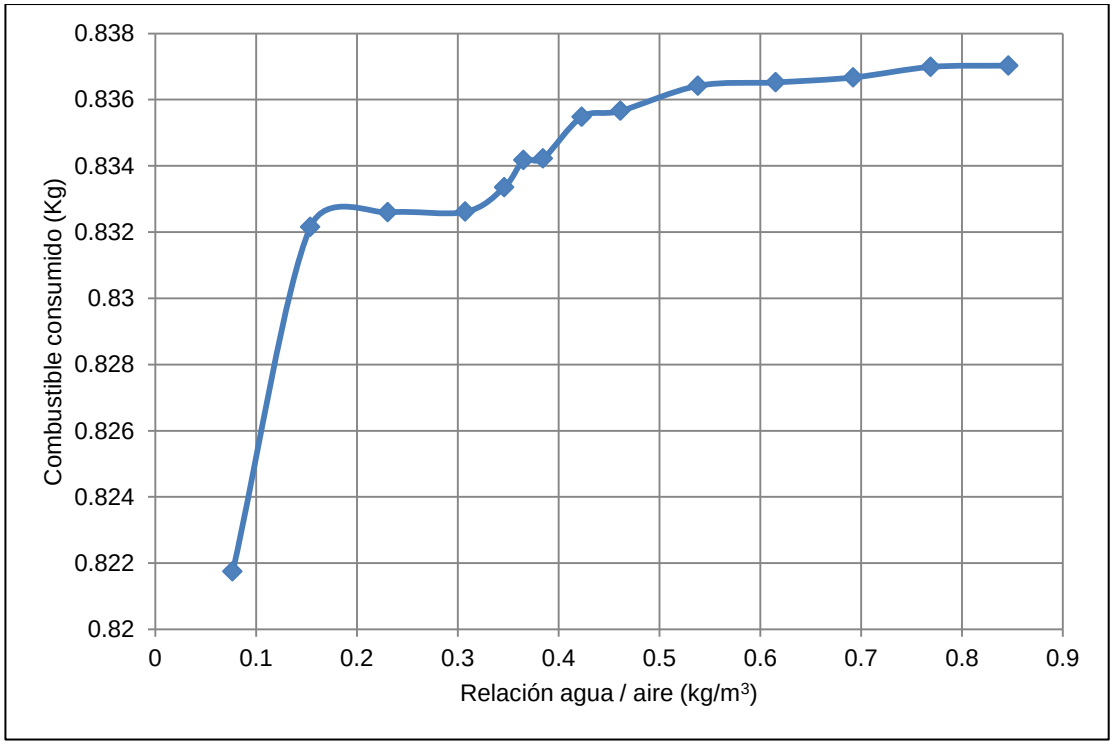
[64] DIETZ D.N, WEIJDEMA J. *Wet and Partially Quenched Combustion.* SPE 189. 1968.

A RAA superiores a 0,384 kg/m^3, el requerimiento de aire aumenta considerablemente hasta estabilizarse en 900 m^3 (ST) / m^3, esto se debe a que el frente de combustión bajo estas condiciones se ha apagado parcialmente, la temperatura disminuye hasta alcanzar el nivel de la meseta de vapor siendo predominante el frente de vaporización, por lo cual se requiere una gran cantidad de aire para quemar una unidad de roca.

5.3. EFECTO DEL AGUA SOBRE EL COMBUSTIBLE CONSUMIDO Y EL REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE

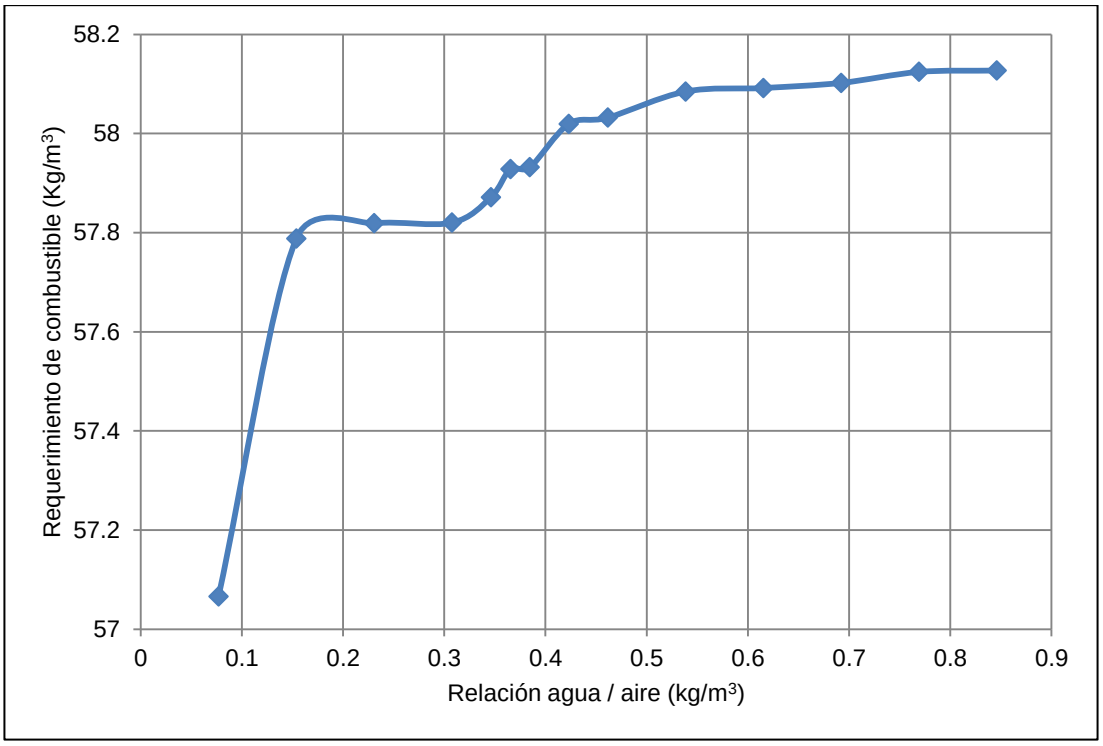
El combustible consumido, el cual se calcula mediante la ecuación 12 del capítulo 1, hace referencia a la masa de hidrocarburo sólido (coque) que es depositado en la roca durante la prueba, que efectivamente es consumida durante la combustión. En la figura 30 se observan los resultados del combustible consumido en función de la RAA.

Figura 30. Efecto del agua sobre el combustible consumido.



La variación del consumo de combustible a medida que aumenta la RAA es muy baja, manteniéndose en un rango de 0,82 – 0,838 kg y en tendencia creciente. Después de una RAA de 0,15 kg/m^3, el consumo de combustible se mantiene aproximadamente en 0,836 kg. En la figura 31 se encuentran los resultados del requerimiento de combustible en función de la RAA.

Figura 31. Efecto del agua sobre el requerimiento de combustible.



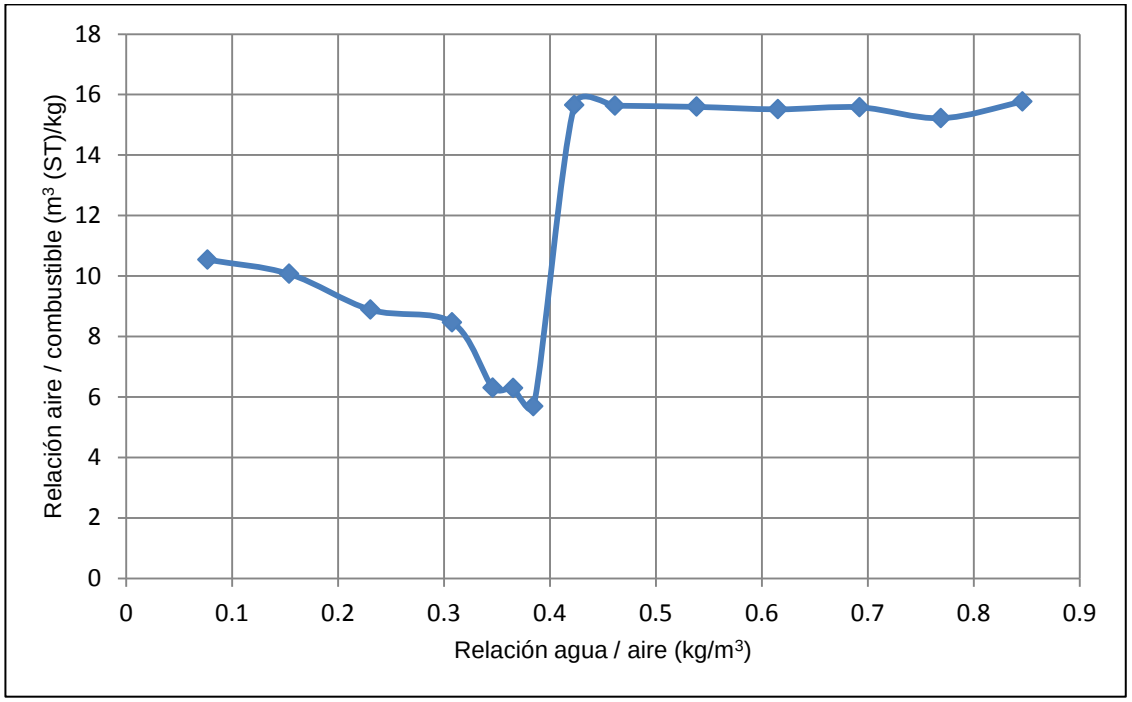
El requerimiento de combustible hace referencia a la masa de hidrocarburo consumido durante la combustión por unidad volumétrica barrida, se calcula mediante la ecuación 14 del capítulo 1. Este parámetro es directamente proporcional al combustible consumido. De la figura se puede observar que el requerimiento de combustible se mantiene en un rango de 57 – 58,2 kg/m^3. El leve aumento del combustible consumido y el requerimiento de combustible al incrementarse la RAA está ligado directamente al requerimiento de aire (ver figura 26), ya que este parámetro a RAA superiores a 0,384 kg/m^3 aumenta hasta 900 m^3 (ST) / m^3. A medida que aumenta el requerimiento de aire, también aumenta el requerimiento de combustible[65], pues es necesaria una mayor cantidad de aire para quemar un volumen de roca. Además, en condiciones de combustión súper húmeda, al ser la temperatura considerablemente menor que en la combustión húmeda normal, las reacciones LTO predominan debido al efecto de enfriamiento generado por las altas tasas de agua, por lo cual el volumen de hidrocarburo depositado es mayor en comparación al caso en el cual las temperaturas típicas de la combustión son predominantes (combustión seca o húmeda normal).

[65] SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. National Petroleum Technology Office, Tulsa, Oklahoma. 1998.

5.4. EFECTO DEL AGUA SOBRE LA RELACIÓN AIRE / COMBUSTIBLE Y OXÍGENO / COMBUSTIBLE

La relación aire / combustible y oxígeno / combustible hacen referencia al volumen de aire y oxígeno requerido para quemar una unidad másica de combustible. Estos parámetros se calculan mediante las ecuaciones 16 y 17 del capítulo 1, respectivamente. En las figuras 32 y 33 se muestran los resultados de dichos parámetros a diferentes RAA.

Figura 32. Efecto del agua sobre la relación aire / combustible.

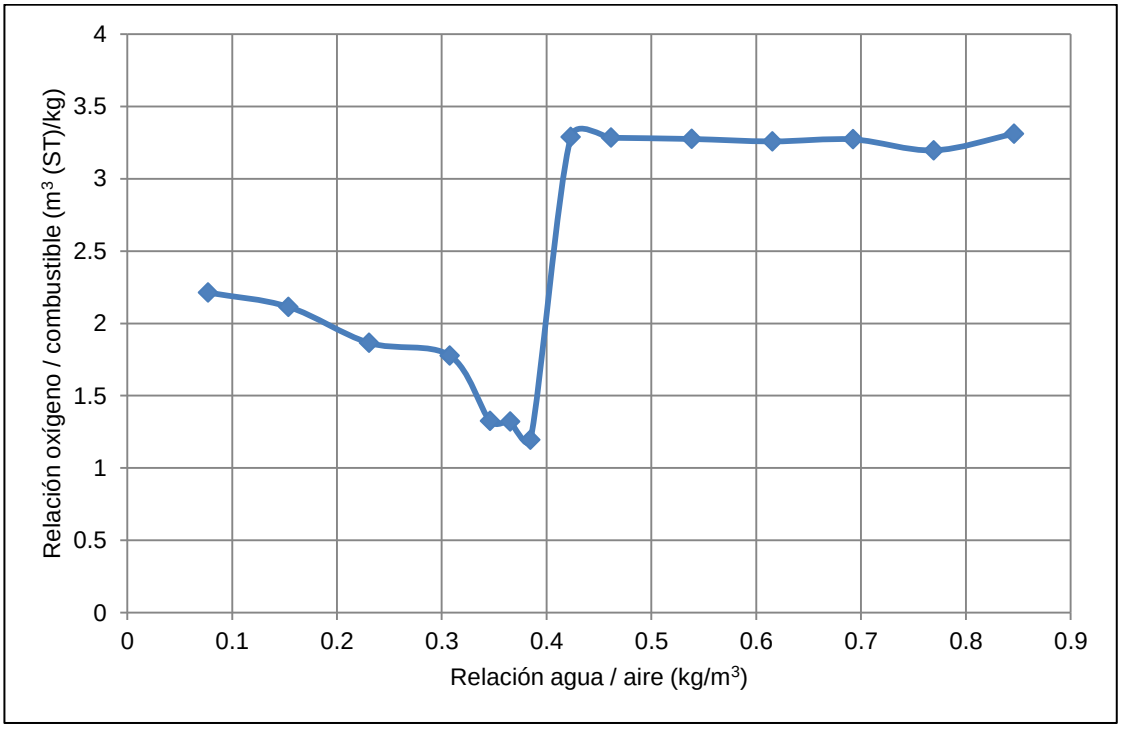


La relación aire / combustible (RAC) es proporcional al requerimiento de aire, por lo cual mantienen la misma tendencia. Este es un parámetro fundamental a la hora de evaluar la viabilidad técnica – económica de implementar un proyecto de combustión in situ a escala piloto o escala de campo, en la práctica son deseables valores de relación aire / combustible bajos, ya que esto marca un indicio de que el proceso se está efectuando de manera adecuada y se mantiene en régimen HTO, pues se requieren bajos volúmenes de aire para quemar una unidad másica de combustible.

A una RAA de 0,384 kg/m^3 la relación aire / combustible es mínima (5,68 m^3 (ST)/kg). A medida que aumenta la RAA, la RAC aumenta hasta estabilizarse en 15,5 m^3 (ST)/kg. Entonces, a RAA entre 0,07 – 0,384 kg/m^3 se puede afirmar que la combustión se mantiene en régimen HTO y la combustión es húmeda normal,

teniendo en cuenta los bajos valores de RAC y requerimiento de aire, y a RAA superiores a 0,384 Kg/m^3 predomina el régimen LTO y la combustión es súper húmeda.

Figura 33. Efecto del agua sobre la relación aire / combustible.



La relación oxígeno / combustible (ROC) es igual a la RAC multiplicada por la fracción molar de oxígeno en el aire (0,21) por lo tanto la tendencia es la misma que la RAC. A una RAA de 0,384 kg/m^3 la ROC es mínima (1,19 m^3 (ST)/kg), a medida que aumenta la inyección de agua, la ROC se estabiliza en un valor de 3,3 m^3 (ST)/kg.

5.5. EFECTO DEL AGUA SOBRE LOS PERFILES DE TEMPERATURA

A continuación se muestran los perfiles de temperatura del modelo de simulación de la prueba de tubo para diferentes RAA, tomando como referencia el modelo base ajustado. De la figura 34 a la 38 se muestran los resultados.

Figura 34. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,153 kg/m^3.

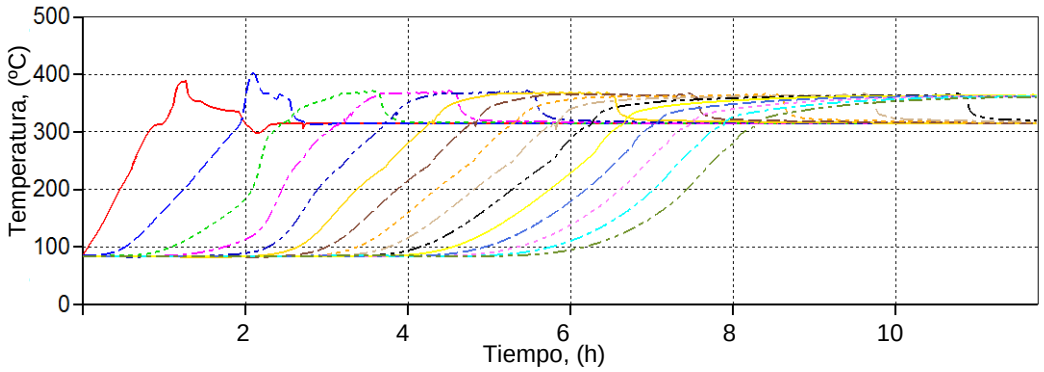


Figura 35. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,307 kg/m^3.

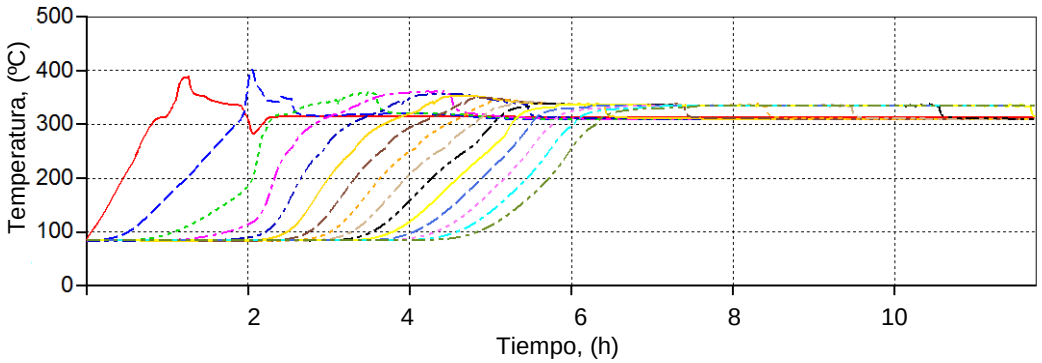


Figura 36. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,384 kg/m^3.

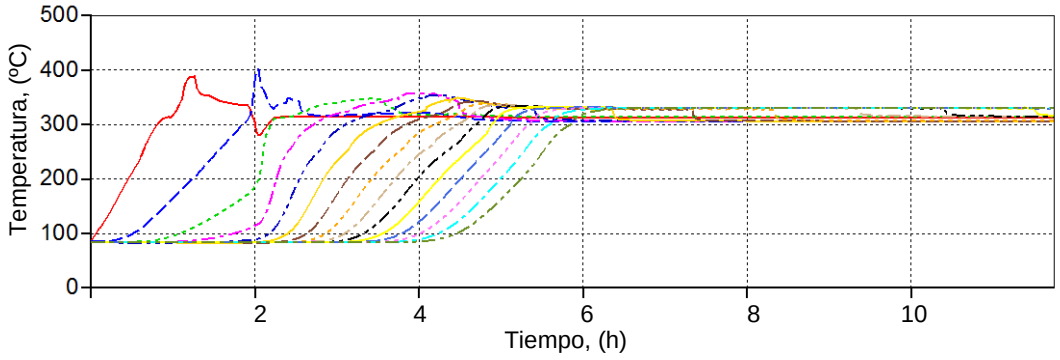


Figura 37. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,538 kg/m^3.

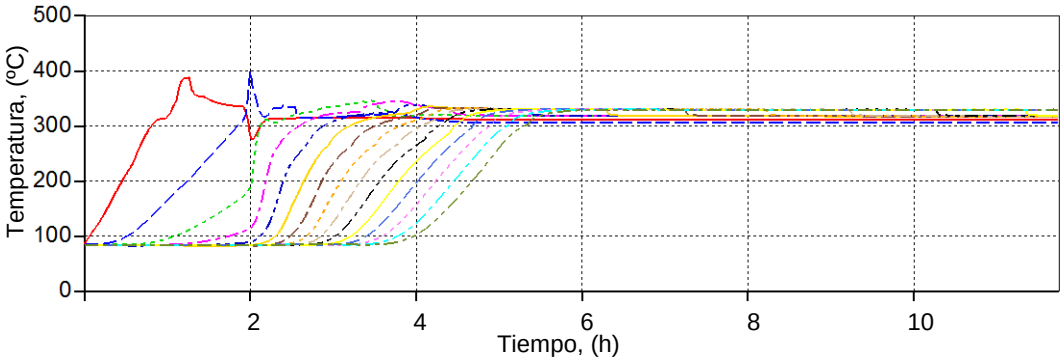
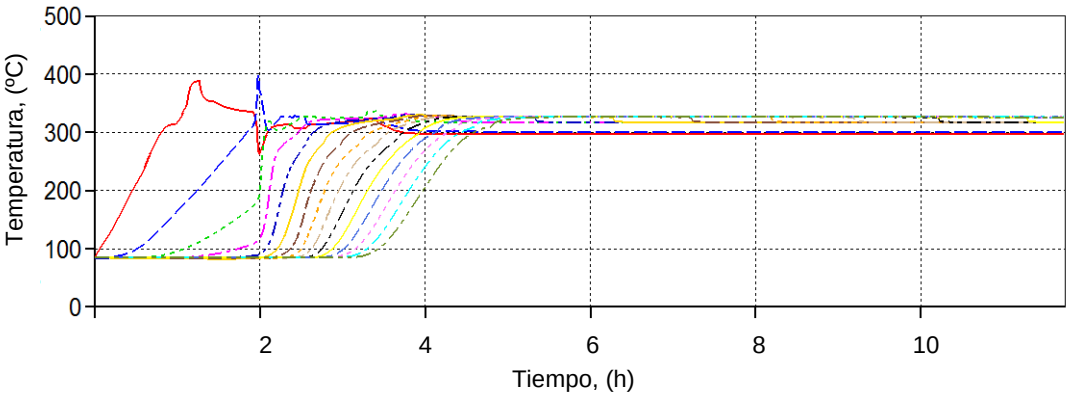


Figura 38. Perfiles de temperatura del modelo numérico a una RAA de 0,769 kg/m^3.



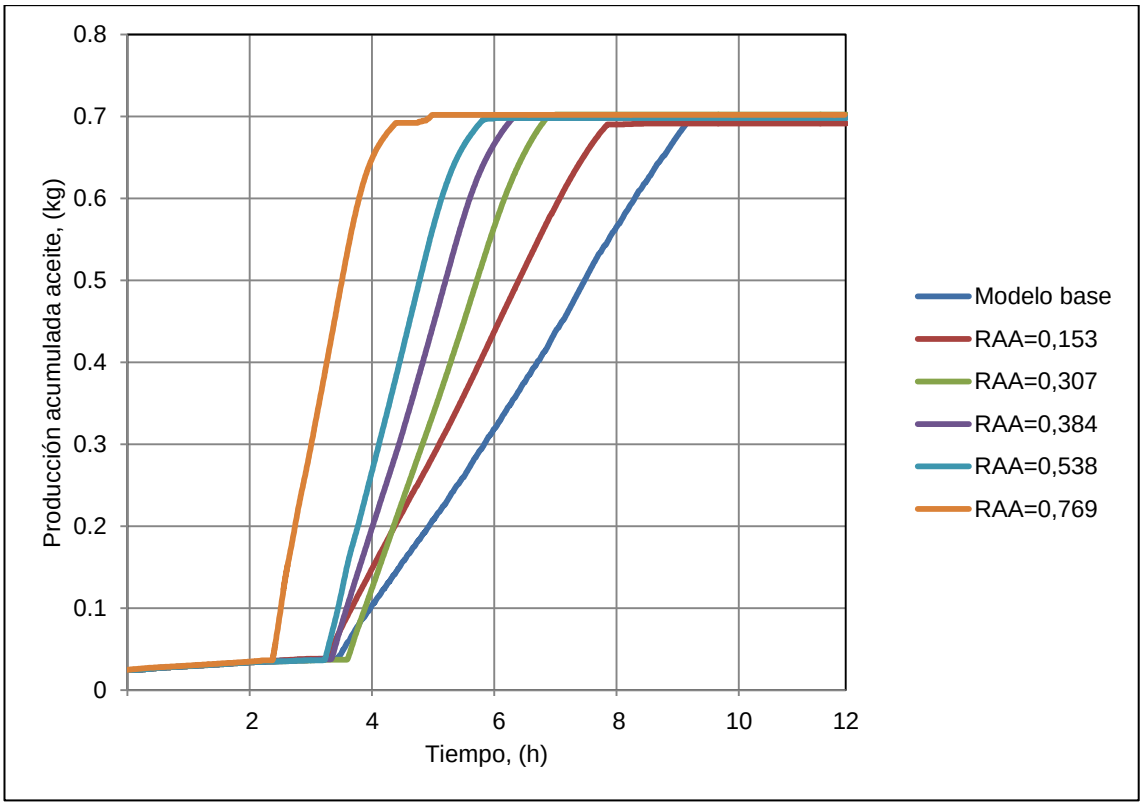
De los perfiles de temperatura, se puede observar que a RAA entre 0,153 – 0,384 kg/m^3 la temperatura máxima alcanzada por cada uno de los perfiles está por encima de la temperatura de la meseta de vapor, siendo esta última de 320ºC aproximadamente, esta es una característica propia de la combustión húmeda completa.

A RAA de 0,538 y 0,769 kg/m^3 la temperatura máxima alcanzada por los perfiles es igual a la temperatura de la meseta de vapor, la cual es ligeramente mayor que la meseta de las figuras 33 – 35, esto se debe a que a tasas de inyección de agua altas la meseta de vapor es predominante y el desplazamiento de fluidos es controlado en gran medida por el frente de vaporización, estas son características típicas de la combustión súper húmeda.

5.6. EFECTO DEL AGUA SOBRE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE

A partir del modelo base de la prueba de tubo de combustión, se realizó un análisis de sensibilidad de la RAA sobre la producción acumulada de aceite, y se calculó el factor de recobro para cada uno de los casos. El factor de recobro define la eficiencia de la técnica desde el punto de vista del desplazamiento del banco de aceite a nivel macroscópico y microscópico. En la figura 39 se muestran los resultados de la producción acumulada de aceite para diferentes relación de inyección agua / aire.

Figura 39. Efecto del agua sobre la producción acumulada de aceite.



A medida que la relación de inyección agua / aire (RAA) aumenta, variando únicamente la tasa de inyección de agua, se observa que la producción acumulada para todos los casos es aproximadamente la misma (0,7 kg de aceite). A medida que aumenta la RAA, el tiempo de irrupción de aceite en el pozo productor se hace más corto, hasta llegar a un punto de 2,1 horas para una RAA de 0,769 kg/m^3, esto se puede explicar debido al empuje adicional del frente de vaporización, el cual es predominante para tasas de inyección de agua altas. En la tabla 17 se muestran los valores de producción acumulada de aceite y factor de recobro para los diferentes valores de RAA, el cual se mantiene aproximadamente en 24%.

Tabla 17. Factor de recobro y producción acumulada de aceite para diferentes RAA.

Relación agua / aire (kg/m^3)	Producción acumulada de aceite (kg)	Factor de recobro (%)
Modelo base	0,700	24,238
0,153	0,691	23,927
0,307	0,702	24,307
0,384	0,698	24,169
0,538	0,697	24,134
0,769	0,702	24,307

6. CONCLUSIONES

- El modelo de reacciones propuesto caracteriza el crudo en tres pseudocomponentes y su estequiometría se plantea en función del balance másico de la prueba experimental y las masas moleculares aparentes de las fracciones del crudo. El modelo se corroboró a partir de los resultados del modelo de simulación numérica, los cuales se ajustaron a los resultados del modelo físico.

- Los perfiles de temperatura del modelo numérico y el modelo físico mantienen el mismo rango de variación de la temperatura entre el *plateau* y el frente de combustión, el cual se encuentra entre 350 y 450 ºC. La meseta de vapor del modelo numérico se mantiene en 320ºC, mientras que el *plateau* del modelo físico tiende a aumentar a temperaturas superiores a 400ºC, este es un efecto típico del proceso de combustión húmeda, en el cual la meseta de vapor es considerablemente más amplia que la que caracteriza a aquella de la combustión seca.

- La velocidad del frente de combustión de la prueba experimental es de 19.59 cm/h y la del modelo numérico es de 17.33 cm/h, obteniendo un error de 11.53%, siendo un valor aceptable teniendo en cuenta que la leve diferencia se debe al orden de aproximación inherente al error de truncamiento del modelo numérico, el cual se genera durante la discretización por diferencias finitas de la ecuación de difusividad que describe el flujo de fluidos en el medio poroso.

- La producción de oxígeno del modelo numérico es nula, indicando que este se consume en su totalidad durante las reacciones de oxidación, a diferencia del modelo físico en el cual se obtuvo una producción de 25 g. El inicio temprano de la producción de gases en el modelo numérico es congruente con la rápida ignición observada en el perfil de temperaturas.

- El líquido total producido del modelo físico es de 6935,5 g, mientras que el líquido producido del modelo numérico es de 6129,5 g, obteniendo un error de 11,6%., esta diferencia se puede explicar debido a que en la prueba

experimental intervienen ciertos fenómenos y mecanismos de desplazamiento adicionales que contribuyen al recobro de líquido, y que no son fielmente representados por el modelo numérico.

- Para una relación de inyección agua / aire de 0.384 kg/m^3 la velocidad del frente de combustión es máxima (0.316 m/h) y el requerimiento de aire es mínimo (329.44 m^3 (ST)/m^3), lo cual indica que esta es la tasa de inyección óptima para el modelo de simulación numérica de la prueba de tubo húmeda y la combustión es húmeda completa.

- A RAA superiores a 0,384 Kg/m^3, el requerimiento de aire aumenta considerablemente hasta estabilizarse en 900 m^3 (ST) / m^3, esto se debe a que el frente de combustión bajo estas condiciones se ha apagado parcialmente, la temperatura disminuye hasta alcanzar el nivel de la meseta de vapor siendo predominante el frente de vaporización, por lo cual se requiere una gran cantidad de aire para quemar una unidad de roca.

- A relaciones de inyección agua / aire superiores a 0.42 kg/m^3 se observa que la relación aire / combustible y oxígeno combustible se estabiliza 15.5 m^3 (ST)/m^3 y 3.2 m^3 (ST)/m^3 respectivamente, los cuales son valores considerablemente altos para un proceso de combustión in situ, indicando que se requiere una gran cantidad de aire para quemar una unidad volumétrica de roca, estas son características de la combustión súper húmeda, mientras que a una RAA de 0,384 Kg/m^3 estos parámetros alcanzan valores mínimos, indicando que a esta tasa de inyección predomina el régimen HTO.

- El combustible consumido se estabiliza en 0.83 Kg y el requerimiento de combustible en 58 kg/m^3 a altas tasas de inyección de agua, los cuales son valores considerablemente altos, indicando que la combustión a estas tasas es súper húmeda.

- El presente estudio perfila a la combustión húmeda como una aplicación potencial más eficiente desde el punto de vista técnico - económico en relación a la combustión seca, esto debido al menor requerimiento de aire, lo cual reduce notablemente los costos de compresión del proceso.

7. RECOMENDACIONES

- Implementar el modelo cinético propuesto para el desarrollo de modelos de simulación a escala de campo.

- Estudiar el efecto de la tasa de inyección de aire sobre los parámetros de desempeño, los perfiles de temperatura y la composición de gases, a partir de un modelo de combustión húmeda.

- Realizar un análisis de sensibilidad a la saturación de agua inicial en el modelo de simulación, con el fin de identificar su efecto sobre los resultados más importantes de la prueba de tubo.

- Realizar un estudio en el cual se comparen los resultados de pruebas de tubo seca y húmeda a nivel de simulación numérica, variando únicamente la inyección de agua para la prueba húmeda.

- Proponer un modelo de reacciones que considere la interacción química del agua y el aceite e incluirlo en el modelo de simulación numérica.

- Crear modelos de simulación a escala de campo en los cuales se compare la combustión seca con la combustión húmeda y realizar un análisis de sensibilidad de la tasa de inyección de agua sobre el recobro de aceite y los gases producidos.

- Evaluar la implementación de un proceso de combustión húmeda posterior a una inyección de vapor mediante simulación numérica.

- Realizar una evaluación financiera de la implementación de un proceso de combustión húmeda a escala de campo y comparar los resultados con aquellos de la combustión seca convencional.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADEGBASAN, DONELLY, R.G MOORE. *Liquid phase oxidation kinetics of oil sands bitumen: Models for in situ combustion numerical simulators*. SPE-12004-PA. 1987.

2. ALEXANDER, J.D., MARTIN, W.L., AND DEW, J.N. *Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In-Situ Combustion*. J. Pet. Tech. Trans., AIME, Vol 225. 1962. Pp 1154 – 1164.

3. BAGCI S, KOK M.B. *In Situ Combustion Laboratory Studies of Turkish Heavy Oil Reservoirs*. ELSEVIER, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering: Middle East Technical University, Turkey. 2001.

4. BAGCI S, OKANDAN E. *Dry and wet combustion studies of different API gravity crude oils from Turkish oil fields*. PETSOC-88-39-58, Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta. 1988.

5. BURGER, J.G. AND SAHUQUET, B.C. *Chemical Aspects of In-situ Combustion—Heat of Combustion and Kinetics*. Soc. Pet. Eng. J. Trans, Ale, Vol. 253. 1972. Pp 410 – 422.

6. BELGRAVE J.D.M, MOORE R.G, URSENBACH M.G. *Comprehensive Kinetic Models for the Aquathermolysis of Heavy Oils.* SPE, No. ISC 8. 1994.

7. BELGRAVE J.D.M, MOORE R.G, URSENBACH M.G, BENNION D.W. *A comprehensive approach to in situ combustion modeling*. University of Calgary. SPE 20250. 1994.

8. BECKERS H.L, HARMSEN G.L. *The Effect of Water Injection on Sustained Combustion in a Porous Medium.* SPE 2465. 1969.

9. BENHAM A.L, POETMANN F.H. *The thermal recovery process – An analysis of laboratory combustion data.* AIME Technical note. 1958.

10. CINAR M, CASTANIER L.M, KOVSCEK A.R. *Improved Analysis of the kinetics of crude oil in situ combustion*. Society of Petroleum Engineers, Western Regional and Pacific Section AAPG, Bakersfield, California. 2008.

11. BOUSAID, I.S, RAMEY, H.J. JR. *Oxidation of Crude Oils in Porous media*. SPE. 1937. 1968.

12. DIETZ D.N, WEIJDEMA J. *Wet and Partially Quenched Combustion.* SPE 189. 1968.

13. DABBOUS M.K, FULTON P.F. *Low temperature oxidation reaction kinetics and effects on the in situ combustion process*. Society of Petroleum Engineers, SPE-AIME 47th Annual fall meeting, San Antonio, Texas. 1972.

14. FASSIHI M.R, BRIGHAM W.E, RAMEY H.J. *Reaction Kinetics of In Situ Combustion: Part 1 – Observations.* SPE Journal. 1984.

15. FASSIHI M.R. *Analysis of fuel oxidation in in situ combustion oil recovery.* Ph. D. Thesis, Stanford University. 1981.

16. FAN Z.X, WANG J.X, REN S.R. *Upgrade and Viscosity Reductions of Extra-Heavy Oils by Aquathermolysis.* World Heavy Oil Conference, China University of Petroleum. 2006.

17. GREEN D.W, WILLHITE G.P. *Enhanced Oil Recovery*. Henry L. Dohery Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. 1998.

18. GREAVES M, FIELD R.W, ADEWUSI V.A. *In situ combustion for oil recovery*. *Chem.* Eng. Res. Design 65:23-28. 1988.

19. GUTIERREZ D, MOORE R.G, MEHTA S.A, URSENBACH M.G, SKOREYKO F. *The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling.* JPTC, Vol 48 No 4. 2009.

20. GARON A.M, WYGAL R.J JR. *A Laboratory Investigation of Fire-Water Flooding.* SPE 4762. 1974.

21. HONGFU F, YONGJIAN L, LIYING Z, XIAOFEI Z. *The Study on Compositional Changes of Heavy Oils During Steam Stimulation Processes.* 2002.

22. HYNE J.B. *Aquathermolysis of heavy oils*. AOSTRA 11, 103, 103B/C. ID-OL19361916M, The University of Tulsa. 1986.

23. HAYASHITANI, M. *Thermal Cracking of Athabasca Bitumen*. Ph.D. Thesis, The University of Calgary, Alberta. 1978.

24. HAJDO L. E, HALLAM R. J, VORNDRAN L.D.L. *Hydrogen Generation During In-Situ Combustion.* SPE 13661. 1985.

25. JOSEPH C, PUSCH W.H. *A field comparison of wet and dry combustion*. SPE-7992-PA, Journal of Petroleum Technology, Vol 32. 1980. Pp 1523-1538.

26. JIANG S, LIU X, LIU Y, ZHONG L. *In Situ Upgrading Heavy Oil by Aquathermolytic Treatment Under Steam Injection.* SPE 91973. 2005.

27. KAPADIA P.R, KALLOS M.S, GATES I.D. *A New Reaction Model for Aquathermolysis of Athabasca Bitumen.* SPE, The Canadian Journal of Chemical Engineers, Vol 91, 2013.

28. KAPADIA P.R, KALLOS M.S, LESKIW C, GATES L.D. *Potential for hydrogen generation during in situ combustion of Bitumen*. SPE-122028-MS. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. 2009.

29. LAPENE A, CASTANIER L.M, DEBENEST G, QUINTARD A, KAMP A.M, CORRE B. *Effects of Water on Kinetics on In-Situ Combustion.* SPE 121180. 2009.

30. LAPENE A, CASTANIER L.M, DEBENEST G, QUINTARD A, KAMP A.M, CORRE B. *Effects of Steam on Heavy Oil Combustion.* SPE 118800. 2009.

31. LEE D.G, NOURELDIN N.A. *Effect of water on the low temperature oxidation of heavy oil*. *Energy and Fuels* 3(6):. DOI: 10.1021/ef00018a009. 1989. Pp 713-715.

32. MOORE R.G., MEHTA, S.A., URSENBACH, M.G., LAURESHEN, C.J. *Strategies for Successful Air Injection-Based IOR Processes*. Paper No. 135, October 27-30, Pp 1-6. 1998.

33. MOORE R.G, URSENBACH M.G, LAURESHEN C.J, BELGRAVE J.D.M, MEHTA S.A. *Ramped Temperature Oxidation Analysis of Athabasca Oil Sands Bitumen*. University of Calgary. Paper JPTC.

34. MOORE R.G, BELGRAVE J.D.M, MEHTA R, URSENBACH M.G, XI K. *Some insights into the low temperature and high temperature in situ combustion experiments*. SPE/DOE Eight Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 1992. Pp 179 -190.

35. MOORE R.M, LAURENSEH C.J, BELGRAVE J.D.M, URSENBACH M.G, MEHTA S.A, JHA K.N. *An Evaluation of the Benefits of Combined Steam and Fireflooding as a Recovery Process for Heavy Oils.* 1994.

36. MAMORA D.D. *Kinetics of In-Situ Combustion.* Ph.D. Thesis. Stanford University. 1993.

37. POETTMAN, F,H., CHILSON, R,E,, AND SURLAKO, H. *Philosophy and Technology of In-Situ Combustion in Light Oil Reservoirs*, Proc., Seventh World Pet, Cong., Mexico City Vol3, No 487. 1976.

38. RUIZ M.C. Desarrollo de un modelo cinético de un proceso de combustión in situ a partir de pruebas *Ramped Temperature Oxidation* (RTO). Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. 2013.

39. REN Y, FREITAG N.P, MAHINPEY N. *A simple kinetic model for coke combustion during an in situ combustion (ISC) process*. University of Regina. JPTC. 2005.

40. SMITH F.W, PERKINS T.K. *Experimental and numerical simulation studies of wet combustion recovery process*. PETSOC-73-03-05. Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 12. 1973.

41. SARATHI. P.S. *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. National Petroleum Technology Office, Tulsa, Oklahoma. 1998.

42. SEQUERA, R.G. MOORE, S.A. MEHTA, M.G. URSENBACH. *Numerical simulation of in situ combustion experiments operated under low temperature conditions*. University of Calgary. 2007. J. Cdn Petroleum Tech., Vol. 49, No 1, 2010. Pp 55-64.

43. THOMAS F.B, MOORE R.G, BENNION D.W. *Kinetic parameters for the high temperature oxidation of in situ combustion coke*. PETSOC-85-06-05. Vol 24. 1985.

44. URBAN D.L, UDELL K.S. *The effects of steam on the combustion of oil on sand*. *SPERE 5* (2): *Trans,* AIME, 289. SPE-18073-PA. DOI: 10.2118/18073-PA. 1990. Pp 170-176.

45. WEN S, ZHAO Y, LIU Y, HU S. *A Study on Catalytic Aquathermolysis of Heavy Crude Oil During Steam Stimulation.* SPE 106180. 2007.

46. YATTE F.C. 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. Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander. 2011.

ANEXOS

Anexo A. Parámetros de desempeño para cada relación de inyección agua / aire.

Relación agua/aire (kg/m3)	0,0769	0,1538	0,2308	0,3077	0,3462	0,3654	0,3846	0,4231	0,4615	0,5385	0,6154	0,6923	0,7692	0,8462
Vol CO_2 prod (cc)	1228030	1245450	1251020	1251060	1252880	1254890	1255030	1258130	1258580	1260450	1260690	1261070	1261870	1261960
Vol CO prod (cc)	192920	199320	200218	200226	200527	200848	200870	201368	201440	201738	201789	201840	201954	201977
Vol O_2 prod (cc)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Masa CO_2 prod (kg)	2,281	2,324	2,324	2,324	2,328	2,331	2,332	2,337	2,338	2,342	2,342	2,343	2,344	2,344
Masa CO prod (kg)	0,228	0,236	0,237	0,237	0,237	0,237	0,238	0,238	0,238	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239
Masa O_2 prod (kg)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
V_f (cm/hr)	17,336	17,923	20,305	21,305	28,572	28,61	31,646	11,479	11,492	11,511	11,569	11,518	11,786	11,376
Moles CO_2	51,839	52,802	52,810	52,811	52,888	52,973	52,979	53,110	53,129	53,208	53,218	53,234	53,268	53,271
Moles CO	8,144	8,414	8,452	8,452	8,465	8,478	8,479	8,500	8,503	8,516	8,518	8,520	8,525	8,526
Moles O_2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moles carbono consumido	59,983	61,216	61,261	61,264	61,353	61,452	61,458	61,610	61,632	61,724	61,736	61,754	61,793	61,797

Masa carbono consumido (kg)	0,720	0,735	0,735	0,735	0,736	0,737	0,737	0,739	0,740	0,741	0,741	0,741	0,742	0,742
Moles oxígeno consumido	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399	81,399
Moles Hidrógeno reacciona	50,977	48,781	48,728	48,724	48,558	48,374	48,362	48,079	48,038	47,868	47,845	47,811	47,738	47,730
Masa hidrógeno consumido (kg)	0,102	0,098	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,095	0,095
Combustible consumido (kg)	0,822	0,832	0,833	0,833	0,833	0,834	0,834	0,835	0,836	0,836	0,837	0,837	0,837	0,837
Relación H/C	1,700	1,594	1,591	1,591	1,583	1,574	1,574	1,561	1,559	1,551	1,550	1,548	1,545	1,545
Requerimiento de combustible (kg/m^3)	57,066	57,788	57,819	57,820	57,872	57,928	57,932	58,019	58,032	58,085	58,092	58,102	58,124	58,127
Requerimiento de combustible (g/cc)	0,057	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
Requerimiento de aire (m^3 (SC)/m^3)	601,390	581,694	513,455	489,354	364,892	364,407	329,448	908,241	907,213	905,716	901,175	905,166	884,583	916,464
Relación aire / combustible (m^3/ kg)	10,539	10,066	8,880	8,463	6,305	6,291	5,687	15,654	15,633	15,593	15,513	15,579	15,219	15,767

Relación oxígeno / combustible	2,213	2,114	1,865	1,777	1,324	1,321	1,194	3,287	3,283	3,275	3,258	3,272	3,196	3,311