



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LA COMBUSTIÓN
DE UN ACEITE PESADO A CONDICIONES DE
YACIMIENTO**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

CLAVEL MENDOZA ÁNGEL DE MARÍA

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA

MÉXICO, D.F. 2010



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN

Aceptación de Trabajo Escrito

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor CLAVEL MENDOZA ANGEL DE MARIA registrado con número de cuenta 09900437-6 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,


DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/08/10


DRA. ROCIO GUADALUPE DE LA TORRE
SANCHEZ


FECHA DE ACEPTACION: 10/VIII/2010


M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA

FECHA DE ACEPTACION: 6/08/2010


ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

FECHA DE ACEPTACION: 12/8/2010


DR. SERGIO QUIÑONES CISNEROS

FECHA DE ACEPTACION: 12/8/2010

FECHA DE EMISIÓN: 28 de Julio de 2010.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios por su guía y bendiciones.

A mi patria, ya que de su grandeza nace en mí el impulso de progresar.

A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, institución fundamental en mi vida y en la de mi familia, la cual nos ha dado todo y es el fundamento para la construcción y crecimiento de nuestro país; mi eterno agradecimiento a la mejor Universidad de Iberoamérica.

A mis padres: el L.L.D. y T. Abraham I. Clavel López y la Psic. Ana María Mendoza Barrera, de ellos y para ellos son todos los logros en mi vida; gracias por su esfuerzo y amor para llegar a esta etapa de mi formación; Dios los bendiga.

A mis hermanos, Ana e Isaac, quienes dan alegría a cada instante de mi ser y con los que he aprendido a valorar lo más grande de la vida: la vida en familia.

A mi gran familia, gracias por su amor, apoyo, valores y compañía.

Al M.I. Juan de la Cruz Clavel López, por su gran apoyo y cariño recibido.
Gracias, mi especial admiración y cariño.

Al Dr. Marco Antonio Ramírez Garnica, que gracias a su gran dedicación es posible este trabajo de tesis. Mi eterna gratitud, amistad y admiración.

A Azucena Chavira G. quien tanto me ha inspirado y apoyado tanto con su cariño, compañía, alegría y amistad.

A todos mis maestros, por las grandes lecciones de vida y son parte del logro de esta meta.

Al distinguido SÍNODO, por su dedicación en la revisión de este trabajo.

A TODOS mis amigos, en especial al "Kínder", a los "Metaleros" y del "pasillo"; con los que he aprendido la lealtad, la verdadera amistad, y tantas cosas que sólo se pueden aprender en el diario acontecer de la vida. Por los grandes y felices momentos que hemos pasado, gracias, los quiero.

Este trabajo es fruto de la presencia de las virtudes de todos ustedes en mi vida, y para ustedes es el verdadero homenaje y reconocimiento, gracias a todos...

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. Estado del Arte de la Combustión <i>In Situ</i>	7
1.1 <i>Status</i> Actual de la Combustión <i>In Situ</i>	10
CAPÍTULO 2. Fundamentos de los Métodos Térmicos	13
2.1 Recuperación Mejorada: Métodos Térmicos	13
2.2 Variaciones en los Procesos de los Métodos Térmicos	14
2.2.1 Inyección Cíclica de Vapor	14
2.2.2 Inyección Continua de Vapor	15
2.3 Propiedades Físicas del Aceite	16
CAPÍTULO 3. Combustión <i>In Situ</i>	19
3.1 Características de la Combustión <i>In Situ</i>	20
3.1.1 Oxidaciones	20
3.1.2 Disponibilidad de combustible	21
3.1.3 Requerimiento Mínimo de Flujo de Aire	22
3.1.4 Desplazamiento de Fluidos	23
3.1.5 Parámetros de Diseño para Proyectos de Combustión	25

3.2	Clasificaciones del Proceso	26
3.2.1	Combustión Directa Seca	27
3.2.2	Combustión Directa Húmeda	32
3.2.3	Combustión Inversa	37
 CAPÍTULO 4. Estudio Experimental en Tubo de Combustión		 39
	Justificación, Objetivos y Metodología	39
4.1	Empaque y Combustión	41
4.1.1	Prueba de Materiales	41
4.1.2	Premezclado y Empaque del Núcleo	42
4.1.3	Procedimiento de Quemado	45
4.2	Resultados	52
4.2.1	Perfiles de Temperatura	52
4.3	Requerimientos de Aire y Combustible	56
4.3.1	Corrida Total	56
4.3.2	Periodo de Combustión Estabilizada	64
4.4	Historial de la Producción de Líquido	67
4.5	Extracciones y Separaciones	70
4.5.1	Separación de la Muestras de Líquidos Producidos	70
4.5.2	Extracción y Análisis del Núcleo después de la Prueba	71
4.6	Balance de Materia	75

4.7 Análisis Hidrocarburo y Composicional	76
4.8 Análisis de Agua	80
CAPÍTULO 5. Análisis y Resultados del Estudio Experimental	82
5.1 Resumen de Condiciones, Parámetros y Productos de la Combustión	82
5.2 Conclusiones del Caso Experimental	84
5.3 Comparación con Otros Casos Experimentales de Combustión	85
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
GLOSARIO	92
NOMECLATURA Y UNIDADES	96
BIBLIOGRAFÍA	99

ÍNDICE DE FIGURAS

	Título	Pág.
<i>Figura 1.</i>	<i>Clasificación de los métodos de recuperación de aceites viscosos.</i>	4
<i>Figura 2.1.</i>	<i>Efecto de la temperatura sobre la viscosidad del aceite.</i>	13
<i>Figura 2.2.</i>	<i>Esquemas Simplificados de las principales variantes de Métodos Térmicos.</i>	15
<i>Figura 2.3.</i>	<i>Correlación de la Viscosidad en parámetros simples.</i>	17
<i>Figura 3.1.</i>	<i>Esquema del proceso de Combustión In Situ hacia adelante.</i>	28
<i>Figura 3.2.</i>	<i>Perfil de Temperatura para una Combustión Seca.</i>	31
<i>Figura 3.3.</i>	<i>Perfiles de los Procesos de Combustión Húmeda.</i>	33
<i>Figura 3.4.</i>	<i>Perfiles de Temperatura y Saturaciones de una Combustión Húmeda Incompleta.</i>	35
<i>Figura 3.5.</i>	<i>Perfiles de Temperatura y Saturaciones para una Combustión Húmeda Normal.</i>	35
<i>Figura 3.6.</i>	<i>Perfiles de Temperatura y Saturaciones para una Combustión Súper Húmeda.</i>	36
<i>Figura 3.7.</i>	<i>Comportamiento de la Combustión Inversa.</i>	38
<i>Figura 4.1.</i>	<i>Diagrama de la Metodología Experimental</i>	41

Título	Pág.
<i>Figura 4.2. Esquema simplificado del empacamiento del Tubo de Combustión</i>	43
<i>Figura 4.3. Vista seccionada del Tubo de Combustión.</i>	46
<i>Figura 4.4. Esquema simplificado de la instalación del Tubo de Combustión.</i>	47
<i>Figura 4.5. Presiones de Entrada y Salida del Tubo de Combustión y Caída de Presión.</i>	48
<i>Figura 4.6. Perfil de Temperaturas de la Línea Central.</i>	52
<i>Figura 4.7. Perfil de Temperaturas de Pared.</i>	53
<i>Figura 4.8. Perfiles de Temperaturas Superpuestos de Línea Central y de Pared.</i>	53
<i>Figura 4.9. Localizaciones del Frente de Combustión.</i>	56
<i>Figura 4.10. Composiciones del Gas de Combustión Producido.</i>	59
<i>Figura 4.11. Composición de Hidrocarburos Ligeros Producidos.</i>	68
<i>Figura 4.12. Producción de Agua y Aceite (Masas Acumuladas).</i>	68
<i>Figura 4.13. Producción de Agua y Aceite (Considerando Condiciones Iniciales).</i>	69

Título	Pág.
<i>Figura 4.14. Producción Acumulada de Líquido (Volumen de Poros Inyectados).</i>	69
<i>Figura 4.15. Gráfica Aceite Recuperado – Volumen Quemado.</i>	70
<i>Figura 4.16. Saturaciones Residuales de Aceite, Agua y Coque.</i>	75
<i>Figura 4.17. Análisis de las Muestras de Aceite Producido.</i>	79
<i>Figura 4.18. Análisis de las Muestras de Aceite Producido.</i>	79

ÍNDICE DE TABLAS

	Título	Pág.
TABLA 4.1.	<i>Propiedades del Aceite.</i>	42
TABLA 4.2.	<i>Datos del Empacamiento.</i>	44
Tabla 4.3.	<i>Propiedades del núcleo, iniciales y en la combustión.</i>	45
Tabla 4.4.	<i>Historial de Producción e Inyección de Gas.</i>	49, 50
Tabla 4.5.	<i>Resumen Volumétrico del Gas Inyectado y Producido.</i>	51
Tabla 4.6.	<i>Resumen de Picos de Temperatura.</i>	55
Tabla 4.7.	<i>Composición del Gas Producido.</i>	57, 58
Tabla 4.8.	<i>Parámetros Incrementales de Aire y Combustible.</i>	60, 61
Tabla 4.9.	<i>Cálculos Totales de Aire-Combustible.</i>	63
Tabla 4.10.	<i>Dos Periodos de Composición Estable del Gas Producido.</i>	65
Tabla 4.11.	<i>Resumen de los Parámetros de Combustión Estabilizada.</i>	66

Título	Pág.
<i>Tabla 4.12. Historial de Producción de Líquido.</i>	67
<i>Tabla 4.13. Propiedades del Empaque de Núcleo después de la Combustión.</i>	72
<i>Tabla 4.14. Descripción del Núcleo Pos-Combustión.</i>	73
<i>Tabla 4.15. Balance de Materia.</i>	76
<i>Tabla 4.16. Análisis del Aceite Producido.</i>	78
<i>Tabla 4.17. Análisis de Muestras Selectas de Agua Producida.</i>	80
<i>Tabla 5.1. Resultados Comparativos de Casos Experimentales de Combustión.</i>	87

INTRODUCCIÓN

Pese al éxito del programa para incrementar la producción de Ku-Maloob-Zaap, la producción de petróleo crudo en 2008 se ubicó en 2.8 millones de barriles diarios, lo que representa una disminución de 9.2 % respecto al año anterior, como resultado de la declinación de Cantarell¹.*

Ante el agotamiento de Cantarell, se torna indispensable acelerar los trabajos en nuevas zonas donde se supone existen hidrocarburos, pero que presentan condiciones de extracción más complejas. En el mediano plazo, las áreas principales en las que se deberá trabajar para mantener la plataforma de producción son²:

- ❖ Exploración y desarrollo de recursos prospectivos en las cuencas del Norte y Sureste.
- ❖ Desarrollo del Paleocanal de Chicotepec.
- ❖ Exploración y desarrollo en aguas profundas del Golfo de México.
- ❖ Nuevos esquemas de explotación en campos maduros.

Con estos propósitos de PEMEX, y dada la naciente necesidad de maximizar la recuperación de crudo de los campos maduros y de aceite pesado en nuestro país, se abre un panorama para dar cabida a los Métodos de Recuperación Mejorada.

México produce principalmente crudo pesado y amargo, y la gran mayoría de sus campos se consideran como maduros. Al 1 de enero de 2010, de acuerdo con reportes de PEMEX, las reservas probadas de crudo en México se sitúan en 10,420 millones de barriles, de los que **62% equivalen a crudo pesado**, 29% a crudo ligero y 9% a crudo superligero. Además, se espera que el aceite que se extraiga en aguas profundas sea aceite pesado. Con lo anterior, se deben buscar alternativas con las cuales se dé sostenimiento a la plataforma de producción nacional a través del mantenimiento de presión y de la optimización de la producción de crudos pesados.

Las reservas estimadas de petróleo pesado en el mundo, equivalen al triple de las reservas combinadas de petróleo y gas convencionales existentes y constituyen la fuente de energía más segura en el futuro inmediato de la humanidad. A esta conclusión arribó un grupo de nueve especialistas de distintas partes del mundo, coautores del trabajo Yacimientos de Petróleo Pesado, publicado por *Oilfield Review* en su edición de invierno 2002/2003.

En el pasado, el petróleo pesado era desechado como recurso energético por los inconvenientes y costos vinculados con su producción, pero hoy ante el progresivo agotamiento de los yacimientos de petróleo liviano, sus reservas han incitado el interés de empresas petroleras y gobiernos en todo el mundo.

**Las referencias bibliográficas se citan al final.*

El hecho de que en los últimos tres años se han celebrado tres congresos mundiales de petróleo pesado, corrobora este escenario. El primero de ellos, a finales del 2006, en Beijing, China; el segundo en Canadá, en marzo del 2009 y el tercero, en la Isla de Margarita, Venezuela, en noviembre del 2009. En Margarita se dieron cita cerca de 2000 delegados de 50 países, participando en rondas de negocios vinculadas a la cadena de explotación de este recurso y en jornadas técnicas para su mejor aprovechamiento.

Cuantificación de las Reservas Mundiales de Crudo Pesado

La publicación *Oilfield Review* del invierno 2002/2003, dice que para 2003 se atribuyeron a las reservas mundiales de crudo pesado, 6 trillones de barriles o, lo que es lo mismo, casi un trillón de metros cúbicos de este tipo de aceite. Este volumen equivale al triple de las reservas combinadas de petróleo y gas convencionales. La producción actual en el mundo de aceite pesado supera 1 millón de barriles diarios.

Los mayores volúmenes de aceite pesado se encuentran en Venezuela, Canadá y la antigua Unión Soviética. Sin embargo, México según publicaciones internacionales, posee recursos de 58 MMM de barriles de aceite pesado que no han sido explotados (aunque en el Anuario 2009 de PEMEX aparece que el total de reservas de crudo en el país es de 30 929 MMB de donde sólo 11 866 MMB son probadas). Parte de dichos recursos se encuentra en los yacimientos de Samaria Terciario.

Por su parte, *Business News Américas*, en la edición de su revista petrolera *Energy Intelligence Series*, de abril del 2009, señala que las reservas mundiales de crudo pesado, extrapesado y bitumen (mezcla de líquidos orgánicos altamente viscosa) se acerca al millón 200 mil millones de barriles.

La relevancia de los crudos pesados para el país se ve reflejado en su alta producción, ya que en 2008 se produjeron 1.765 MMBPD que representa el 63.24% de la producción total².

Aceite Pesado

La viscosidad y densidad del petróleo son las propiedades que se utilizan para definir su condición de crudo. En el petróleo, la viscosidad varía con la temperatura, pero la densidad no, y por eso esta propiedad se ha convertido en la regla del mundo energético para definir la categoría de los petróleos crudos.

La densidad se define convencionalmente en términos de grados API (*American Petroleum Institute*) y está vinculada con la densidad del crudo en cuestión; mientras más denso es el petróleo más baja será su densidad API. La tabla de densidad API oscila entre 4 grados, que son los petróleos más pesados, y 45 grados que serían los más livianos. El Departamento de Energía de los Estados Unidos define al petróleo pesado como aquel aceite que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°. Sostiene el trabajo de *Oilfield Review*, ya citado, que el petróleo pesado proviene de una degradación de crudos de densidades oscilantes entre 30° y 40° API y que por diferentes

procesos geoquímicos deviene en crudos pesados. La degradación se produciría por una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos, en los cuales intervienen algunas bacterias.

En PEMEX, el petróleo crudo producido se considera pesado o ligero según los siguientes criterios²:

- ❖ **Pesado.** Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°.
- ❖ **Ligero.** Petróleo crudo con densidad API superior a 27° y hasta 38°.
- ❖ **Superligero.** Petróleo crudo con densidad API superior a 38°.

Para el mercado de exportación se preparan tres variedades de petróleo crudo con las siguientes calidades típicas:

- ❖ **Maya.** Petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y 3.3% azufre en peso.
- ❖ **Istmo.** Petróleo crudo ligero con densidad 33.6° API y 1.3% de azufre en peso.
- ❖ **Olmecca.** Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre en peso.

Entonces, un ejemplo de crudo pesado producido en México, es el crudo Maya. Este es extraído desde 1980 de la denominada Sonda de Campeche, en el Golfo de México; el crudo Maya es catalogado como pesado debido a su alto contenido de azufre, metales y asfaltenos, además de que su viscosidad no es precisamente baja, como sí lo es su rendimiento de fracciones ligeras en el momento de la destilación. El crudo Maya representa el 89% de las exportaciones de crudo (1 250.8 MBPD) ², lo que enfatiza la importancia de la óptima producción de crudos pesados para el país.

Actualmente los aceites pesados se están explotando bien por métodos térmicos o por el uso de pozos no convencionales, preferiblemente multilaterales, con sistemas de bombeo eficientes que pueden levantar dichos aceites pesados y viscosos, siendo el más usado el bombeo electro sumergible. Es conveniente señalar que para lograr recuperaciones razonables con métodos distintos a los térmicos, dichos aceites se deben comportar como fluidos espumantes (foamy), lo cual debe comprobarse en el laboratorio y con prácticas de campo, lo cual significa que dichos aceites tienen un comportamiento diferente a los aceites pesados comunes, donde el gas que se libera al bajar la presión, queda atrapado dentro del líquido originando un aceite con viscosidad menor que el aceite sin el gas atrapado. Dichos métodos se ven clasificados en la Figura 1:

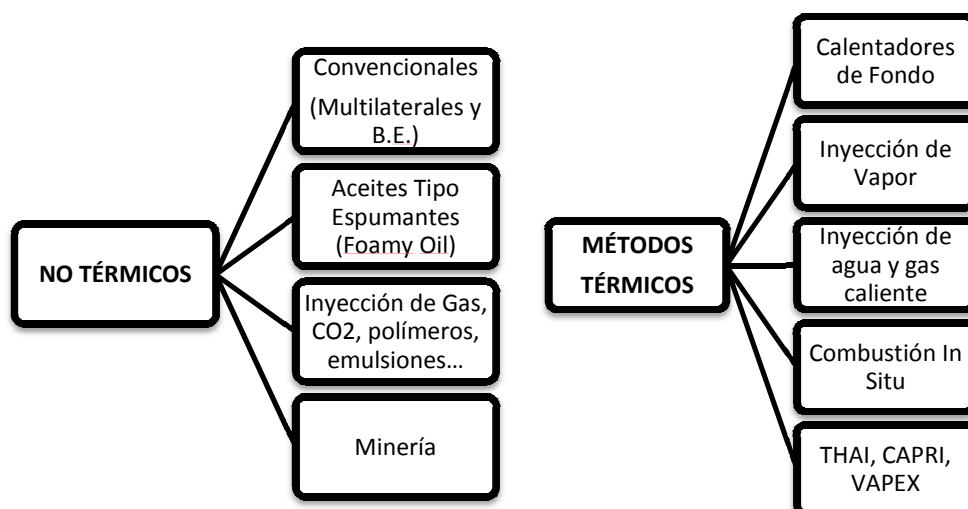


Figura 1. Clasificación de los métodos de recuperación de aceites viscosos. (W. Lake 1989)

En el caso de producción mediante métodos no térmicos, la recuperación final no llega a ser superior al 15%, por lo cual se requiere de alguno otro método de recuperación adicional.

La aplicación de métodos térmicos para la recuperación de aceites pesados se remonta a principios del siglo pasado. El uso de calentadores de fondo, la Combustión *In Situ* mediante la inyección de aire y la inyección continua de vapor se han aplicado en los años previos al 1950. Los procesos comerciales aplicados en los últimos 30 años son la inyección cíclica de vapor, la inyección continua de vapor y la Combustión *In Situ*. En el año 1993, la producción mundial por inyección cíclica y continua era más de 700 MBPD, como consecuencia del mayor énfasis en estos procesos y en el 2000 ya se producía más de 1 MMBPD en el mundo, gracias a la aplicación de los métodos térmicos.

El mayor número de proyectos térmicos ha sido llevado a cabo en inyección cíclica de vapor, seguido por inyección continua de vapor y Combustión *In Situ*.

La Combustión *In Situ* (CIS) o inyección de aire es el proceso de inyectar aire dentro de los yacimientos de aceite para oxidar los componentes pesados del crudo y mejorar la recuperación de aceite a través del calor y presión generados. En una CIS convencional (conocida como combustión hacia adelante o directa), el aire es inyectado dentro de pozos inyectoras al yacimiento. El aceite cercano al fondo del pozo entra en ignición espontáneamente o por medios externos. La viscosidad del aceite es reducida marcadamente con el incremento de la temperatura, y el aceite es llevado hacia los pozos productores por los gases de combustión, vapor generado, y agua de combustión y re-condensación. El frente de combustión es propagado por un flujo continuo de aire.

Los principales mecanismos de recuperación incluyen:

- ✓ La marcada reducción de la viscosidad debido a la alta temperatura
- ✓ La conducción de gas combustible
- ✓ Expansión térmica
- ✓ Vaporización de aceites ligeros

La CIS puede recuperar aceite económicamente de una gran variedad de yacimientos. Ha probado ser económica en la recuperación de aceite pesado de yacimientos someros y aceite ligero de yacimientos profundos, donde la inyección de vapor y la inyección de agua no son factibles económica o tecnológicamente³.

Las reacciones químicas involucradas en la combustión son complejas y numerosas, y ocurren sobre etapas de un rango de temperaturas (oxidaciones a alta, media y baja temperatura).

Considerando la complejidad del proceso de CIS, el proyecto de campo de CIS debe ser diseñado después de extensas investigaciones de laboratorio y simulaciones numéricas. Pero el desafío de un experimento fiable de combustión es el de determinar sus características de quemado, disponibilidad de combustible y requerimientos de aire³.

El ingeniero a cargo de un proyecto de Combustión *In Situ* debe considerar y determinar un número importante de factores involucrados en el proyecto. Esos factores incluyen:

- 1) La cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de yacimiento barrido por la zona de combustión.
- 2) La composición del combustible consumido.
- 3) La cantidad de aire requerido para consumir este combustible.
- 4) La porción del yacimiento barrido por la zona de combustión.
- 5) Los apropiados gastos de inyección de aire y presiones.
- 6) La cantidad de aceite que será recuperado.
- 7) El gasto de producción de aceite.
- 8) Los costos de operación.

Además, un proyecto de CIS requiere de la adquisición de información antes y durante su ejecución, para optimizar la producción, controlar el proceso y actualizar los modelos del yacimiento.

Antes de llevar a cabo un diseño y proceso de CIS, se necesitan extensas y complejas pruebas de laboratorio las cuales nos aporten la información necesaria para el buen desarrollo de la combustión. Algunas de estas pruebas y estudios son:

- Análisis PVT.
- Pruebas en Tubo de Combustión.
- Análisis de Requerimientos de Aire y Disponibilidad de Combustible (coque).
- Pruebas de ignición, miscibilidad y solubilidad.
- Análisis de parafinas, asfaltenos y aromáticos.
- Pruebas de Calorimetría.
- Detallada Caracterización del Campo o Yacimiento.
- Modelos de Simulación de Tubo de Combustión.
- Modelos de Simulación del Yacimiento en diversos escenarios de CIS.

Muchas de estos estudios y pruebas son largos, complejos (por la enorme cantidad de reacciones involucradas en la combustión) y requieren de un considerable esfuerzo de inversión.

Se puede llevar un monitoreo permanente del proceso a través de sensores de fondo, una amplia variedad de registros y análisis cromatográficos, con el fin de obtener un adecuado escenario de inyección-producción para el proceso de CIS al sugerir los cambios operacionales que mejorarán el proyecto.

Con todo lo anterior, se considera necesario la implantación de proyectos de Recuperación Mejorada (EOR, por sus siglas en inglés) en México y en el presente trabajo se hará un análisis más detallado del proceso de la Combustión *In Situ* o inyección de aire a través del análisis experimental de la combustión de un aceite pesado. Y por lo tanto aportar herramientas necesarias para iniciar una operación exitosa de un proyecto de CIS.

CAPÍTULO 1

Estado del Arte de la Combustión *In Situ*

La Combustión *In Situ* es un importante proceso de recuperación de aceite. La aplicación de ésta a un amplio rango de yacimientos y los recientes avances, muestran que este proceso tiene ventajas únicas (así como desventajas). El proceso de Combustión *In Situ* es una de las variantes de la inyección de aire y ha sido aplicado en escala comercial por más de 30 años, especialmente en yacimientos de crudos mediano y pesado.

La Combustión *In Situ* de yacimientos petroleros probablemente apareció en los proyectos de inyección de aire llevados a cabo en Ohio, USA, a principios del Siglo XX. De acuerdo con Lewis (1916), los operadores en Ohio iniciaron la práctica de inyección de aire caliente dentro de la formación productora para mitigar los problemas de depósito de parafinas. En un intento por minimizar el depósito de parafinas y mejorar la recuperación de aceite, la *Cumberland Oil Company* comenzó inyectando 150,000 pies cúbicos por día de aire caliente (160° F) comprimido a 40 psi en la arena *Cowrun* (600 pies) en agosto de 1911. La inyección fue continua durante 40 días. Los análisis de las muestras del gas producido tomadas de los pozos en el área re-presurizada mostraron que virtualmente todos los pozos estaban produciendo dióxido de carbono. El porcentaje de dióxido de carbono y oxígeno en las muestras producidas estuvieron en el rango de 0.7-7.0 y 4.3-16.5 por volumen, respectivamente. En retrospectiva, está claro que la inyección prolongada de aire caliente dentro del yacimiento resultó en una auto-ignición del crudo *In Situ*. Lewis, en 1917, atribuyó la presencia de CO₂ y el bajo contenido de oxígeno en el gas producido a la reacción química entre el crudo *In Situ* y el oxígeno del aire.

El primer proyecto de combustión *In Situ* exitoso en E.U. (y muy posiblemente en el mundo), tuvo lugar en octubre de 1920 cerca de la ciudad de Marietta, al sur de Ohio⁴. La compañía Smith-Dunn usó la técnica de combustión *In Situ* (actualmente, proceso de combustión cíclica) para derretir parafinas e incrementar la producción.

Siguiendo este mismo camino, la agencia de minas de E.U., junto con la compañía Smith-Dunn “quemaron” otro pozo en diciembre de 1920. En este proyecto, el pozo fue secado, la tubería fue corrida hasta el fondo de la arena productora y fue llenada con gasolina. Después, aire comprimido fue forzado a entrar a la formación a través de la tubería. El fuego fue mantenido por varios días abasteciéndolo de aire comprimido a través de la tubería. El fuego fue apagado y el pozo fue puesto en producción, al liberar la presión, produciendo aceite con gas. El gasto de producción se incrementó varias veces en comparación con el gasto antes de la combustión.

La compañía Hope Natural Gas ⁴ usó, en 1922, un proceso similar (pero más refinado) para mejorar la producción de aceite. Este proyecto fue el primero en utilizar una cámara de combustión para empezar la ignición. En el análisis del proyecto⁴, Mills en 1923 notó que la temperatura del fondo del pozo fue incrementada a 2300° F y esta alta temperatura dejó como resultado dos o tres uniones de las tuberías que quedaron flojas. También se observó que el calor intenso fundió la arena, pero las fracturas y las cavidades del agujero a estas temperaturas extremas compensaron el daño. Esto dio como resultado un incremento considerable en la producción en un pozo cercano, siendo realmente un proceso de empuje por combustión.

La Combustión *In Situ* ha sido usada como *método de recuperación primaria* ⁵ en el campo Midway Sunset, desde 1971, cuando la compañía *Mobil Oil Co.*, sólo tenía la producción acumulada de 0.5% del aceite original. La presión del yacimiento era ligeramente menor a la presión original y se predijo que la producción primaria del campo declinaría rápidamente con la inyección de cualquier fluido. Las condiciones del yacimiento parecían favorables para la combustión y se encontró que el campo podría ser producido más económicamente si la combustión fuera iniciada inmediatamente. Dado que el éxito o fracaso de un proceso de combustión depende fuertemente de la cantidad inicial de aceite en el yacimiento, el uso del proceso de combustión como herramienta de recuperación primaria puede ser la mejor alternativa de producción en algunos campos.

La Combustión *In Situ*, como *proceso de recuperación secundaria* ⁶, fue seleccionada por *Conoco Inc.*, en el campo *North Tisdale*, en 1972, cuando éste tenía un corte de agua mayor al 50%; el gasto de producción primaria había declinado cerca del 60% y se había producido menos del 5% del aceite original. La inyección convencional de agua no fue contemplada debido al

elevado corte de agua y a que el aceite era muy viscoso, y por esta última razón se optó por un proceso de combustión. Además, la buena porosidad y permeabilidad, la gran profundidad y el gran espesor impregnado de aceite fueron características favorables para la combustión.

Otros ejemplos son: el Campo Salt Creek manejado por *Amoco Production Co.* en 1962⁷, que recuperó solo el 2% del aceite original en varias décadas por medio de producción primaria y el Campo *Glen Hummel* manejado por *Sun Production Co* que en 1973⁸ decidió que era el mejor esquema de producción. En el último caso se ilustra que la combustión puede ser una alternativa más eficiente que la inyección de agua para propósitos de recuperación secundaria bajo ciertas condiciones de yacimiento, debido a que la inyección de agua (pese a ser históricamente el método de recuperación más exitoso económicamente) deja un porcentaje considerable de aceite en el yacimiento.

La Combustión *In Situ*, como *proceso de recuperación terciaria* es comúnmente usada debido a la gran cantidad de aceite remanente en el yacimiento después de la inyección de agua como el caso de la Unidad *Fosterton Northwest*, Campo *Fosterton* en 1970⁹, donde se comenzó una combustión piloto, cuando la inyección de agua se aproximaba a su límite económico, dando resultados exitosos.

En 1997, Greaves y Turta introdujeron el concepto de la variante del proceso de CIS conocido como THAI. El proceso THAI (*Toe-to-Heel Air Injection*) es un nuevo proceso de EOR el cual integra conceptos de CIS y de tecnologías de pozos horizontales. La característica principal de este proceso es que usa un pozo horizontal como productor en vez de uno vertical como en la CIS convencional. La parte horizontal del pozo se encuentra muy cercana al punto de inyección de aire, y con esto el frente de combustión se desplaza a todo lo largo del pozo productor, aprovechando al máximo la energía del frente ocasionado por la combustión. El proceso consiste en:

- Se inicia el fuego que se alimenta de la compresión de aire y se bombea hacia el fondo del pozo vertical de inyección en cuyo extremo se encuentra el “toe” del pozo productor horizontal.

- El frente de combustión se expande a medida que se bombea aire, y esto provoca muchísimo calor dentro del yacimiento.
- El crudo es calentado por el frente de combustión y esto provoca la disminución de la viscosidad del crudo, haciendo más fácil el flujo de fluidos hacia el pozo horizontal de producción. En vez de propagarse en cualquier dirección, el frente de combustión se mueve hacia el principio del pozo horizontal (heel), hacia sitios de menor presión.

Más de 225 proyectos de Combustión *In Situ* se han llevado a cabo en E.U.⁵. Muchos de estos proyectos fueron económicamente exitosos mientras que otros fallaron por muchas razones, incluyendo yacimientos desfavorables y las características de los fluidos, ingeniería pobre y problemas de operación. En general, la mayoría de las pruebas fallidas en pozos pilotos fueron pequeños proyectos experimentales llevados a cabo por operadores inexpertos.

1.1 **Status Actual de la Combustión *In Situ***

La parte norte de la cuenca de Cambay, localizada en Mehsana, Gujarat (India), está rodeada por campos de aceite pesado. Los campos Balol y Santhal forman parte de este cinturón de aceite pesado con densidades de 15-18° API. El rango de viscosidad es de 50 a 450 cps a una presión de yacimiento de 100 kg/cm² y 70° C de temperatura. El contraste de la alta movilidad entre el aceite y el agua dio como resultado una baja recuperación primaria. Subsecuentemente, los métodos de recuperación artificial dieron como resultado una alta producción de agua. Por lo que se necesitó la técnica de Combustión *In Situ*.

El proyecto piloto fue iniciado en el campo Balol en 1991²⁸. Basado en los resultados, la técnica de combustión *in situ* fue implementada a escala comercial desde 1997 en los campos Balol y Santhal. No sólo se dio rentabilidad a estos campos, sino que también incrementó el factor de recuperación de aceite de 6-12% a 39-45%.

Basados en estos resultados, fueron diseñados esquemas comerciales para la explotación total del campo Balol. Considerando las similitudes del campo Balol con el campo Santhal, se decidió implementar esta técnica en este campo. Hasta hoy, 61 pozos han sido tratados con esta técnica. También se empezó un esquema similar para el campo Lanwa en 2007.

En el Campo *Buffalo*, Dakota del Sur, en diciembre de 2007¹⁰ se reportó un exitoso proyecto de combustión mediante la inyección continua de aire durante 28 años. Se inyectaron aproximadamente 240 mil millones de pies cúbicos con una producción de 13.4 MMBL de aceite incremental, teniendo una relación de 18 mil pies cúbicos de aire por barril de aceite incremental. La operación del proyecto fue relativamente simple con prácticas ingenieriles prudentes, llevando a cabo la recuperación mejorada en instalaciones convencionales con grandes separadores y varios químicos des-emulsificantes para el tratamiento del crudo. Los problemas principales con los pozos productores fueron los de interferencia de gas, corrosión por dióxido de carbono, emulsiones y colapso de TR mientras que en los pozos inyectoros fueron fugas en las conexiones y espacio anular.

En 2008, Kristensen *et al.*, desarrollaron un Tubo de Combustión Virtual¹¹ (VCT, por sus siglas en inglés) que representa un simulador de una ecuación de estado composicional para la CIS a través de modelo unidimensional de un tubo de combustión. Esto se realizó para mejorar la comprensión del comportamiento de las fases en un proceso de CIS. Además mediante el uso de una Celda Cinética Virtual (VKC) y el VCT se analizaron las interacciones entre los modelos cinéticos y de comportamiento de fases, analizando el fenómeno de ignición/extinción. Tanto el VKC como el VCT proveen una plataforma confiable y flexible para el estudio y apoyo de los experimentos a escala de combustión.

En Octubre de 2008, Lingyu Zhang *et al.*, propusieron el concepto de generación de energía por medio de la generación de energía geotermal de yacimientos abandonados¹². La idea principal fue la de inyectar aire dentro de los yacimientos abandonados basados en el presente desarrollo de la CIS, dado que estos yacimientos pueden aportar mejoras a los sistemas geotérmicos, debido a que en el proceso de CIS se pueden alcanzar temperaturas superiores a los 600° C. Entonces la energía calorífica puede ser recuperada a través del uso de los principios del estado del arte de la

tecnología de generación de energía geotermal, al recuperar vapor a alta presión y temperatura producto de una inyección de agua seguida de una inyección de aire. Los resultados arrojados de la evaluación de la posible energía a recuperar muestran que este concepto es muy atractivo, extendiendo la vida productiva del yacimiento.

X. Yang *et al.*, en octubre de 2008, presentaron un estudio de diseño y optimización de un proceso híbrido como método de recuperación para aceites pesados y bitumen¹³. Este proceso híbrido consiste en una fusión de las tecnologías de inyección de vapor y de inyección de aire, combinando el Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en inglés) aunado a un proceso de CIS. Este proceso hace uso de las bondades de recuperación de aceite mediante la inyección de vapor, pero en este caso el vapor es generado *In Situ* mediante un proceso de inyección de aire, con lo que se aprovecha la energía del yacimiento en la generación de dicho vapor, haciendo a este proceso económicamente atractivo.

En recientes fechas se han documentado numerosos procesos experimentales y estudios de simulación del proceso de CIS para diversas problemáticas, novedosas teorías y propuestas, comprensión de los múltiples fenómenos que abarca el proceso, análisis de los mecanismos de recuperación, etc. De ellos se destacan los trabajos de CIS en sistemas con fracturas¹⁴ (H. Fadadei *et al.*, 2008), modelado de inyección de aire a alta presión¹⁵ (A. H. de Zwart *et al.*, 2008), estudio de los efectos del vapor en la combustión de crudos pesados¹⁶ (A. Lapene, 2009), análisis del método isoconversional de combustión de crudos pesados¹⁷ (proporciona datos de las características de la combustión de un aceite) (M. Cinar *et al.*, 2009), entre otros.

El presente trabajo tiene la característica de estudiar el comportamiento de la combustión de un aceite bajo condiciones de alta presión que pueden ser encontradas en campo. Con el fin de poder aportar la evaluación necesaria del total de las características de la combustión en seco para iniciar una operación exitosa de un proyecto de CIS.

CAPÍTULO 2

Fundamentos de los Métodos Térmicos

2.1 Recuperación Mejorada: Métodos Térmicos

Los métodos térmicos están considerados como los principales métodos de Recuperación Mejorada, los cuales tienen el fin primordial de disminuir la viscosidad del aceite mediante energía térmica, logrando con esto el incremento de la movilidad del aceite y optimizando así su recuperación¹⁸.

Los métodos térmicos, son los procesos más factibles y exitosos de recuperación mejorada de aceite. Los métodos de vapor cuentan con casi el 80% de los proyectos de recuperación mejorada, y son comercialmente exitosos desde hace 30 años¹⁸.

Los métodos térmicos dependen de varios mecanismos de desplazamiento para recuperar el aceite, pero el más importante es la reducción de la viscosidad del crudo a partir del incremento de la temperatura. Con base en la Figura 2.1 se pueden realizar varias conclusiones importantes sobre una gráfica de viscosidad cinemática contra temperatura.

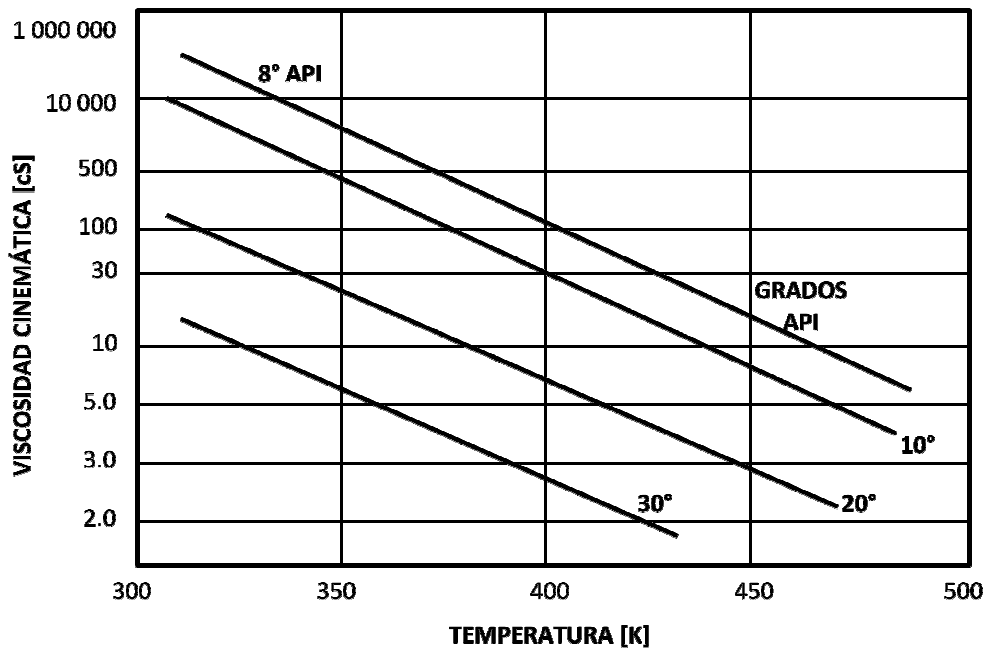


Figura 2.1. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad del aceite (Farouq Ali, 1974).

La viscosidad cinemática del crudo decrece marcadamente con un incremento en la temperatura. El efecto se refleja en la viscosidad dinámica μ_2 que cambia subsecuentemente con la densidad del crudo con una variación relativamente pequeña de la temperatura.

Por ejemplo: un crudo pesado (10°-20° API) que alcanza una temperatura mayor de 300 a 400 K, fácilmente obtenible en métodos térmicos, podrá tener una buena viscosidad dinámica dentro del rango fluyente (menor a 10 cP).

Para crudos ligeros, la reducción de la viscosidad es menor. Por lo tanto, los métodos térmicos no son una ventaja importante para este tipo de crudos, por lo que la inyección de agua podría ser una alternativa más atractiva. La reducción de la viscosidad para crudos pesados (menores a 10° API) es fuerte pero no obstante en ocasiones no lo suficiente en el sentido económico. Por lo tanto esos son los límites prácticos de ambos extremos de viscosidades.

2.2 Variaciones en los Procesos de los Métodos Térmicos

Los principales métodos térmicos son¹⁸:

1. *Inyección de Agua Caliente (hot water flooding),*
2. *Inyección Cíclica de Vapor Húmedo (steam soak huff'n puff),*
3. *Inyección de Vapor (steam drive) y*
4. *Combustión In-situ (In situ Combustion)*

2.2.1 Inyección Cíclica de Vapor

El vapor es introducido en el pozo, y posteriormente se vuelve a poner en producción, después de un breve período de cierre (Figura 2.2(a)). El vapor calienta una zona cercana al pozo y también mantiene la presión para la subsecuente producción. El periodo de cierre permite equilibrar los gradientes térmicos, pero dicho periodo no debe ser tan largo para que la presión disminuya. Durante la inyección, todo el vapor se condensa y el pozo produce una mezcla de aceite y agua caliente. Una gran ventaja de este método es que todos los pozos pueden producir casi todo el tiempo, teniendo periodos de inyección y cierre normalmente cortos.

2.2.2 Inyección Continua de Vapor

Este método usa por lo menos 2 pozos, donde uno de ellos se convierte en inyector y el otro en productor de aceite (Figura 2.2(b)). La conducción de vapor normalmente resulta en una recuperación final mucho más grande que la inyección cíclica debido a que penetra a una mayor profundidad en el yacimiento. Por la misma razón, en la inyección continua de vapor el espaciamiento entre pozos no debe ser pequeño como en la inyección cíclica, donde el espaciamiento puede ser más pequeño para la misma recuperación de aceite. Un pequeño espaciamiento entre pozos es una desventaja ya que no se puede hacer la inyección continua de vapor en ellos.

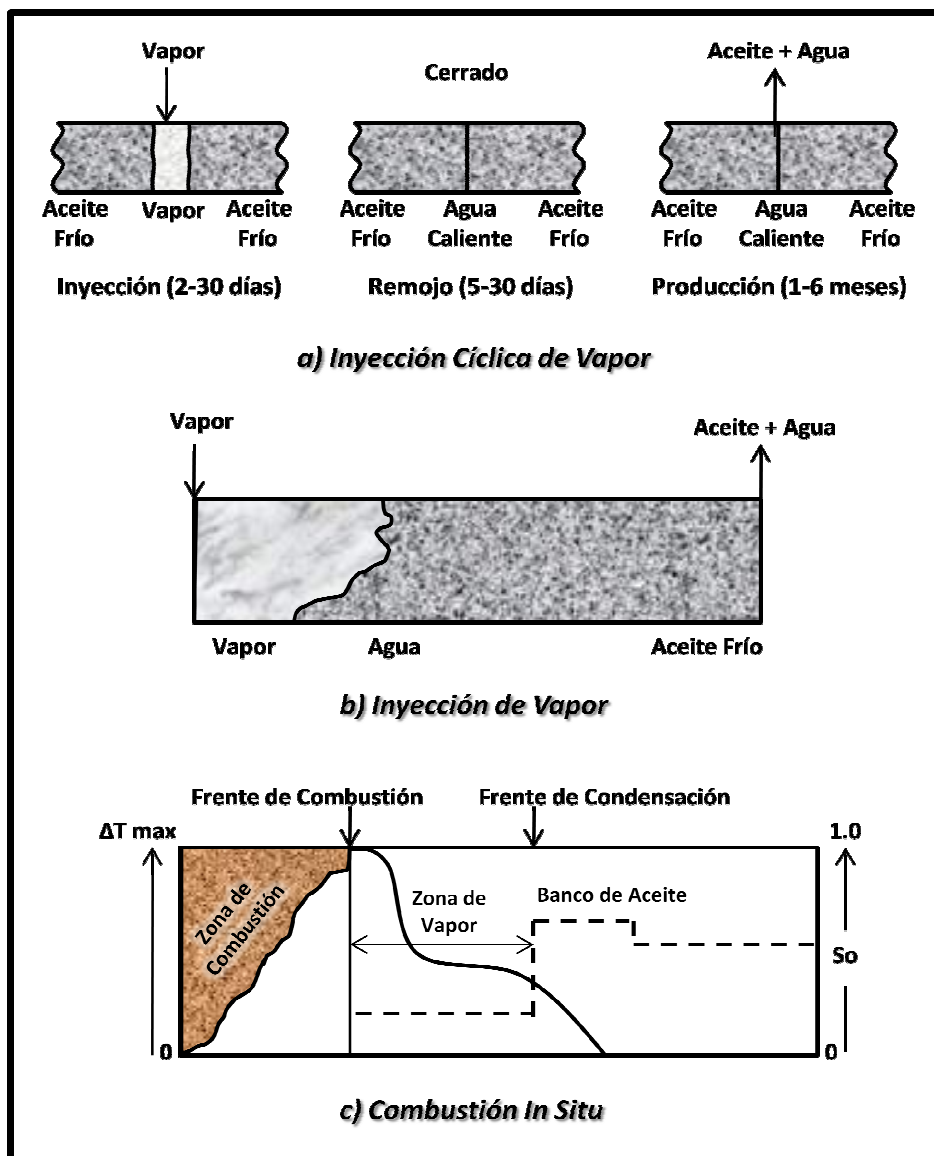


Figura 2.2. Esquemas Simplificados de las principales variantes de Métodos Térmicos.¹⁸

2.3 Propiedades Físicas del Aceite

La propiedad del aceite crudo que más resulta afectada por el cambio de temperatura durante un método de recuperación térmico es **la viscosidad en función de la temperatura**¹⁸. La viscosidad es aquella propiedad que determina la cantidad de resistencia opuesta a las fuerzas cortantes. La viscosidad se debe primordialmente a las interacciones de las moléculas del fluido. Los fluidos de alta viscosidad presentan una cierta resistencia a fluir; los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad. En los líquidos disminuye al aumentar la temperatura, pero no se ve afectada por las variaciones de presión.

La viscosidad del aceite es afectada por la presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión.

Para la mayoría de los líquidos, la ecuación de Andrade (1930) captura esta dependencia:

$$\mu = Ae^{B/T} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde T está en grados absolutos; A y B son parámetros empíricos cuyos valores son determinados de dos mediciones de viscosidad a diferentes temperaturas. Para extrapolación o interpolación, la Ec. (2.1) en un gráfico semilog de viscosidad vs T^{-1} tiene un comportamiento lineal.

Si solo se dispone de una medición, una aproximación de viscosidad puede ser obtenida de la Figura 2.3. En dicha figura se muestra la representación gráfica de una simple correlación de parámetros que asume a la viscosidad como una función universal del cambio de temperatura. Para usar esta gráfica, se entra por el eje vertical con la viscosidad conocida (4.38 mPa-s como ejemplo), se lleva este valor a la curva y luego se encuentra su correspondiente coordenada en el eje horizontal. Después desplazando a la derecha para un incremento de temperatura (101.6° C) y regresando a la curva se puede localizar en el eje vertical la viscosidad deseada (0.67 para el ejemplo).

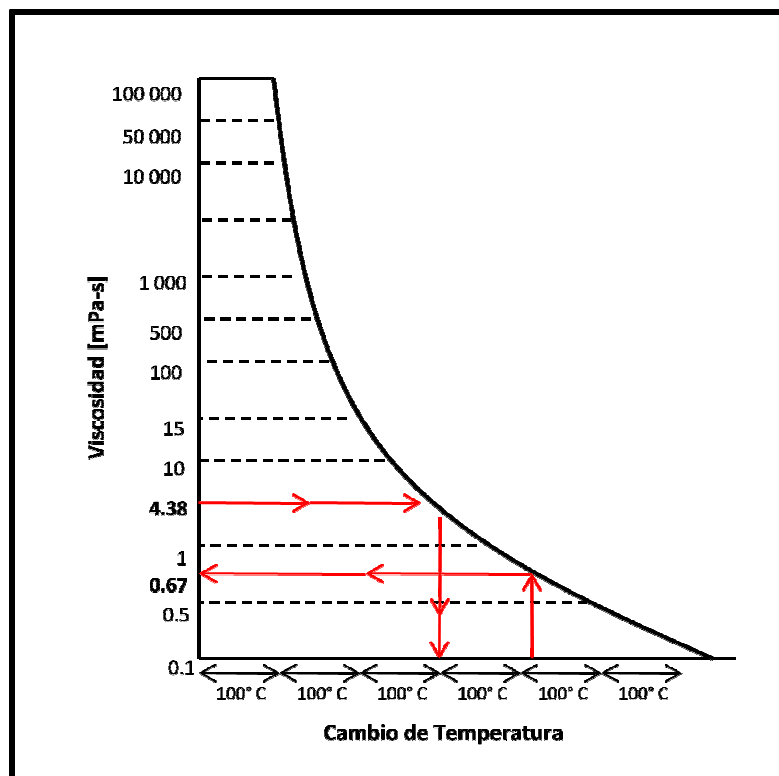


Figura 2.3. Correlación de la Viscosidad en parámetros simples (Lewis y Squires, 1934).

La viscosidad de un fluido puede medirse por un parámetro dependiente de la temperatura llamado coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, en dos formas:

Viscosidad dinámica o absoluta (μ): Representa la resistencia dinámica a fluir del líquido y es medida, en unidades del Sistema Internacional, en [Pa·s]. Otra unidad comúnmente usada es el Poise [P] aunque se suele usar más su submúltiplo el *centiPoise* [cP] dado que la viscosidad del agua es de aproximadamente 1.002 cP a 20 °C ($1 \text{ cP} = 1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$).

Viscosidad cinemática (ν): Representa la característica propia del líquido desechando las fuerzas que genera su movimiento, obteniéndose a través del cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad del producto en cuestión. Su nombre proviene dado que sus dimensiones son únicamente de tipo cinemático. Su unidad en el Sistema Internacional es el [m²/s], aunque es recurrente el uso del *centiStoke* [cSt] para su medición ($100 \text{ cSt} = 1 \text{ cm}^2/\text{s}$).

$$\nu = \mu / \rho \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Densidad (ρ): es la magnitud de una sustancia referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen. Es una propiedad característica o intensiva que nos permite identificar distintas sustancias. Su unidad en el Sistema Internacional es el $[\text{kg}/\text{m}^3]$, aunque frecuentemente se expresa en $[\text{g}/\text{cm}^3]$.

Son diversas las propiedades del aceite crudo que son función de la temperatura: **Calor Específico, Capacidad Volumétrica de Calor y la Conductividad Térmica.**

Las ecuaciones empíricas para predecir el comportamiento de estas propiedades se incluyen en la ecuación de Gambill (1957) para **calor específico**:

$$C_p = \frac{0.7 + 0.0032 T}{\rho_2^{0.5}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde C_p está en $[\text{kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}]$, T en grados $[\text{K}]$, y ρ_2 en $[\text{g}/\text{cm}^3]$.

La **conductividad térmica** (Maxwell, 1950) está dada por:

$$k_T = 0.135 - 2.5 \times 10^{-5} T \quad (\text{Ec. 2.4})$$

k_T en esta ecuación tiene unidades de $[\text{kJ}/\text{m}\cdot\text{h}\cdot\text{K}]$. La Ec. 2.4 está basada en correlaciones para fracciones pesadas.

Las ecuaciones 2.3 y 2.4 permiten estimar el **coeficiente de difusión térmico para aceites crudos**:

$$K_T = \frac{k_T}{\rho C_p} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde K_T cantidad tiene unidades de $[\text{m}^2/\text{s}]$.

Capítulo 3

Combustión *In Situ*

La Combustión *In Situ* (CIS), es un proceso de desplazamiento de aceite, en el cual, se inyecta aire al yacimiento para crear un frente de combustión de alta temperatura, el cual es propagado a través del yacimiento. El propósito es oxidar los componentes pesados del crudo y mejorar la recuperación de aceite a través del calor y presión generados. El calor es generado dentro del yacimiento (*in situ*) al quemar una porción del aceite (de ahí radica el nombre del proceso). En la mayoría de casos, el gas inyectado es aire o aire enriquecido con oxígeno. El combustible consumido por el frente de combustión (coque), es un residuo producido por un complejo proceso de craqueo, coquización y condensación con vapor que ocurre por delante del frente de combustión.

La Combustión *In Situ* es posible si el aceite contenido en el yacimiento produce suficiente combustible para sostener el frente de combustión. Los valores que se suelen manejar de densidades de crudo en este método de recuperación mejorada, varían desde 9° a 40° API. Aunque, como se ha mencionado antes, el proceso proporciona mejores resultados siendo aplicado a aceites pesados.

Los principales principios de recuperación incluyen: la reducción de la viscosidad ocasionada por alta temperatura, la conducción de gas combustible, la expansión térmica y la vaporización de aceites ligeros. Con lo anterior se denota que la recuperación se efectúa debido a que el aceite es empujado hacia el pozo productor por medio de un vigoroso empuje de gas (gases de combustión) y al empuje generado por el vapor de agua, aunado al efecto del incremento de la movilidad del aceite (debido a la disminución de la viscosidad del aceite por el incremento de su temperatura).

El incentivo original para el desarrollo de un proceso de CIS es la enorme dificultad para recuperar aceite viscoso después de la producción primaria. El proceso, sin embargo, no está restringido para aceites pesados ya que en gran parte del mundo se está produciendo más aceite ligero que aceite pesado usando este proceso. Aunque, en algunos países, este proceso no es

utilizado para recuperar aceite ligero. También su uso es generalmente restringido para yacimientos de aceite pesado que no se pueden producir por inyección de vapor.

La CIS puede recuperar aceite económicamente de una amplia gama de yacimientos. Ha probado ser económico en la recuperación de aceite pesado de yacimientos someros y aceite ligero de yacimientos profundos, donde la inyección de vapor y la inyección de agua no son factibles económica o tecnológicamente. La Combustión *In Situ* es entonces, el único método térmico que es potencialmente útil para yacimientos de alta presión y una considerable profundidad.

3.1 Características de la Combustión *In Situ*

3.1.1 Oxidaciones

Las reacciones químicas involucradas en la combustión son complejas y numerosas, y ocurren sobre etapas de un rango de temperaturas. Estas son clasificadas, en temperatura ascendente, de la siguiente manera:

- 1) **Oxidaciones a Baja Temperatura (Low Temperature Oxidation, LTO)**, son reacciones heterogéneas gas/líquido produciendo componentes parcialmente oxigenados, pequeños óxidos de carbono y agua. Ocurren a temperaturas menores de 650°C.
- 2) **Reacciones a Temperatura Media**, generan el combustible (coque) por craqueo y pirólisis de hidrocarburos pesados.
- 3) **Oxidaciones a Alta Temperatura (High Temperature Oxidations, HTO)**, son reacciones heterogéneas H/C de fragmentación obligada en las cuales el combustible reacciona con el oxígeno para formar agua y óxidos de carbono. Ocurren cuando las temperaturas de combustión exceden los 650° C.

Considerando la complejidad del proceso de CIS, la aplicación en campo debe ser diseñada después de extensas investigaciones de laboratorio y simulaciones numéricas. Pero el desafío de un experimento fiable de combustión es el de determinar las características de quemado,

disponibilidad de combustible y requerimientos de aire. De ahí la importancia de su estudio y análisis experimental.¹⁹

Los factores más importantes para el control de la Combustión *In Situ* deben ser estudiados y controlados para su aplicación en campo, los cuales son:

- Disponibilidad de combustible
- Flujo de aire
- Requerimiento de aire

3.1.2 Disponibilidad de combustible

El término disponibilidad de combustible, se refiere a la cantidad de combustible requerida por el avance del frente de combustión. La disponibilidad de combustible es expresada con la ecuación:

$$m_R = \frac{\text{masa de hidrocarburo combustible}}{\text{volumen de yacimiento quemado}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Los gases de combustión contienen N₂, O₂, CO₂, CO, y H₂O. Las concentraciones de O₂ son usualmente muy pequeñas. Para determinar la disponibilidad de combustible, se utilizan las reacciones de combustión. En el régimen de alta temperatura (HTO), se asume que todo el hidrógeno en el combustible reacciona con el oxígeno para producir agua y todo el carbono en el combustible es convertido a monóxido o dióxido de carbono, los cuales son recuperados en los gases producidos.

Parte del CO₂ generado se puede disolver en el aceite crudo, provocando una reducción substancial de la viscosidad del aceite. De cualquier forma, el CO₂ es desplazado efectivamente por el frente de combustión. El metano es obtenido ocasionalmente en los gases producidos y puede ser tomado en cuenta para cálculos de balance de materia. En aplicaciones de campo, los gases de hidrocarburos son mayormente disueltos en el aceite crudo, a través del frente de combustión y pueden no ser detectados.

La determinación de la disponibilidad de combustible, se hace a través de ecuaciones estequiométricas de las reacciones de combustión. La composición del combustible se caracteriza y es asumida representando hipotéticamente los hidrocarburos con fórmulas químicas usando el concepto de cociente atómico de hidrógeno-carbono en el combustible.

La disponibilidad de combustible, puede ser determinada mediante el análisis de datos en un tubo experimental en laboratorio, en un periodo de tiempo específico. La disponibilidad de combustible del tubo de combustión experimental, en pruebas de laboratorio se define como:

$$m_E = \frac{w_f}{V_b} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

m_E = consumo de combustible en un experimento de tubo de combustión [lbm/ft³]

w_f = masa de carbono e hidrógeno consumido cuando el volumen V_b de yacimiento es quemado.

Se asume que el tubo de combustión, está operando bajo condiciones estables de operación, por lo que la velocidad del frente de combustión es aproximadamente constante. La velocidad del frente puede ser determinada graficando el promedio de la ubicación de la temperatura más alta en el tubo de combustión contra el tiempo.

El combustible consumido, es la suma de las masas de carbono e hidrógeno consumidas, las cuales pueden ser determinadas mediante un balance de materia considerando los gases y líquidos producidos.

3.1.3 Requerimiento Mínimo de Flujo de Aire

El frente de combustión sólo puede avanzar mediante el consumo de combustible, entonces, el aire requerido puede ser proporcional a la disponibilidad de combustible. Dado que se requiere de oxígeno (puro o contenido en aire) para quemar el combustible.

Un frente de combustión, puede ser propagado a medida que el calor es generado a una tasa suficiente, para compensar las pérdidas de calor en los estratos subyacentes y suprayacentes, y para compensar las pérdidas de calor por convección y conducción en la parte frontal del frente de combustión.

La experiencia en campo muestra que debe de existir una tasa mínima de avance del frente de combustión para sostener la combustión. Esta tasa es del orden de 0.125 a 0.5 ft/día para formaciones de 6 a 9 metros de espesor.²⁰

La tasa de avance frontal mínimo para sostener la combustión, es normalmente expresada en términos de flujo mínimo de aire. El flujo de aire, u_{am} , es la tasa volumétrica de aire requerido por unidad de área de corte seccional del frente de combustión, y está definida por:

$$V_{fm} = \frac{u_{am}}{a_R} \quad (Ec. 3.3)$$

Donde:

V_{fm} = velocidad mínima del frente de combustión [ft/día]

u_{am} = flujo mínimo de aire para mantener el frente de combustión [ft³/ día-ft²]

a_R = aire consumido en un volumen quemado [ft³/ ft³]

3.1.4 Desplazamiento de Fluidos

La estequiometria de la combustión para régimen de HTO, debe ser usada también para estimar el volumen de aceite desplazado por el movimiento del frente de combustión, el volumen de agua desplazada y producida por el proceso de combustión, la tasa aceite/aire para la zona quemada y el volumen de combustión de gases producidos. De cualquier forma, las tasas de producción de fluido no pueden ser pronosticadas por métodos estequiométricos.

Un frente combustión desplaza todo el aceite y agua que no es posible consumir por el proceso de combustión. Entonces, el aceite desplazado de la región quemada puede ser calculado por un balance de materia:

$$V_{ob} = \Phi V_{Rb} (S_{oi} - S_{oF}) \quad (Ec. 3.4)$$

Donde:

V_{ob} = aceite desplazado del volumen quemado [ft³]

Φ = porosidad

V_{Rb} = volumen bruto quemado [ft³]

S_{oF} = saturación de aceite correspondiente al combustible consumido

S_{oi} = Saturación de aceite inicial

La saturación de aceite correspondiente al combustible consumido está dada por la ecuación:

$$S_{oF} = \frac{m_R}{\Phi \rho_F} \quad (Ec. 3.5)$$

Donde:

m_R = combustible consumido por área de yacimiento quemada por el proceso [lbm/ft³]

ρ_F = densidad del combustible [lbm/ft³]

La saturación de aceite correspondiente al combustible consumido requiere de un estimado de la densidad del combustible. La composición del combustible es muy diferente a la del crudo original. Por consecuencia, la densidad del combustible no es conocida con precisión. Nelson y Mc Neil²⁰ sugieren que se use una gravedad específica de 1.0 ($\rho_F = 62.428$ lbm/ft³) para el combustible, para reconocer el cambio en el aceite crudo, como resultado de la coquización y craqueo que ocurre durante el proceso de depositación de combustible. Prats asumió que la densidad del combustible es igual a aquella del aceite.²¹

El agua desplazada por el proceso de combustión *in situ*, viene de la saturación inicial de agua y el agua producida por la reacción de la combustión. El volumen del agua desplazada por el volumen quemado está dado por:

$$V_{wb} = \Phi V_{Rb} (S_{wi} - S_{wF}) \quad (Ec. 3.6)$$

Donde:

S_{wF} = Saturación de agua correspondiente al agua producida por la reacción de combustión

V_{wb} = Agua (líquido equivalente) desplazado del volumen quemado más el agua producida en la reacción [ft³]

3.1.5 Parámetros de Diseño para Proyectos de Combustión

Los proyectos de combustión in situ frontales secos, pueden ser diseñados por tres métodos¹⁹: Avance Frontal (Nelson y Mc Neil ²⁰), el Método de Volumen Quemado (Gates y Ramey ²²), y por correlaciones empíricas, basadas en la recuperación final de aceite (Bringham *et al.* ²³).

Primero, se asume que la disponibilidad de combustible, y los requerimientos de aire han sido determinados en laboratorio. Por estequiometría de combustión, es posible estimar varios parámetros relacionados con el volumen quemado. El volumen del aceite desplazado por el frente de combustión está dado por la siguiente expresión en unidades de campo:

$$N_{pb} = \left(7\,758 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{acre-ft}} \right] \right) \left(\frac{\phi_R V_{Rb} (S_o - S_{oF})}{Bo} \right) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

N_{pb} = Aceite desplazado por el volumen quemado [STB]

V_{Rb} = Volumen bruto del yacimiento quemado [acre-ft]

Este volumen de agua desplazada por el volumen quemado está dado por.

$$W_{pb} = \left(7\,758 \left[\frac{\text{bbl}}{\text{acre-ft}} \right] \right) \phi_R V_{Rb} (S_{wi} - S_{wF}) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde:

W_{pb} = agua (líquido equivalente) desplazado por el volumen quemado más el agua producida por la reacción [bl]

S_{wF} está dado por:

$$S_{wF} = \frac{9.0m_R F_{HC}}{\rho_w \phi (12 + F_{HC})} \quad (Ec. 3.9)$$

Donde F_{HC} es el cociente aparente de hidrógeno/carbono, puede ser calculado del análisis de los gases de combustión. Cabe destacar que los parámetros presentados sólo son válidos para combustiones directas en seco.

3.2 Clasificaciones del Proceso

Basado en la dirección de propagación del frente de combustión en relación al flujo de aire, el proceso puede ser clasificado en dos formas:

- I. **Combustión Directa**
- II. **Combustión Inversa**

En el proceso de combustión directa, el frente de combustión avanza en la dirección del flujo de aire; mientras que en la combustión inversa, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire. La combustión directa e inversa, han sido estudiadas en laboratorio pero la combustión en inversa no ha sido desarrollada comercialmente y sólo la combustión directa es actualmente usada en el campo. A su vez, la combustión directa es también categorizada en dos procesos:

- I. **Combustión seca**
- II. **Combustión húmeda**

En el proceso en seco, sólo aire o aire enriquecido con oxígeno es inyectado en el yacimiento para mantener la combustión. En el proceso húmedo, aire y agua son inyectados en la formación a través del pozo inyector.

3.2.1 Combustión Directa Seca

En este proceso, la combustión ocurre cuando el oxígeno reacciona con el coque contenido en el medio poroso de la roca, con el fin de crear un frente de combustión que por sí mismo se sostenga. La ignición normalmente se induce mediante ignitores eléctricos o de gas, puede ser espontánea al inyectar aire caliente (si el crudo tiene suficiente reacción), usando quemadores de gas, calentadores eléctricos, a través de agentes pirofóricos o un fluido caliente como el vapor. En algunos casos, ocurre una autoignición del crudo *in situ*. Para que ocurra la autoignición, la temperatura del yacimiento debe ser mayor a 180° F y el aceite suficientemente reactivo.

Una vez que esté encendido, el frente de combustión se mantiene por un flujo continuo de aire. El frente de combustión se puede entender como una zona de alta temperatura que pasa a través del yacimiento más que un fuego subterráneo intenso. Como el frente se mueve lejos del pozo inyector, se desarrollan varias zonas de pozos caracterizados en el yacimiento entre el pozo inyector y el pozo productor. Estas zonas son el resultado de transporte del calor, de la masa y de las reacciones químicas que ocurren en un proceso de Combustión *In Situ* hacia adelante. La ubicación de las diversas zonas, la distribución de temperaturas y los fluidos presentes en ellas, se muestran en la Figura 3.1.²⁴

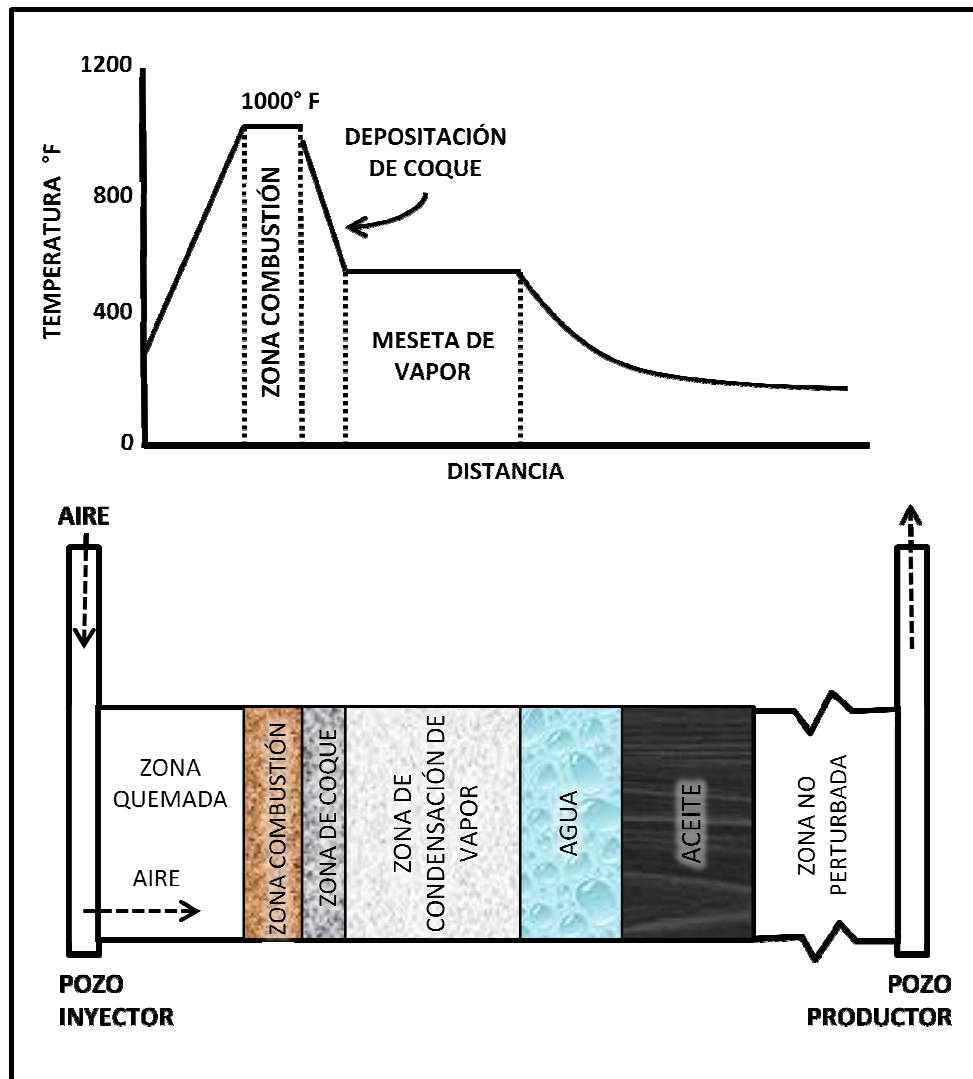


Figura 3.1. Esquema del proceso de Combustión In Situ hacia adelante.²⁴

Cuando el horizonte productor del yacimiento es relativamente delgado, el proceso de desplazamiento se comporta como un proceso de avance frontal, lo que es altamente deseable para una mejor eficiencia de barrido, debido a que al ser delgado el horizonte, se alcanzarán mayores temperaturas que si éste fuera grande.

Las zonas representadas se desplazan en la dirección del flujo de aire y están caracterizadas como:

La zona adyacente al pozo inyector es la zona quemada y es el área donde la combustión ya ha tomado lugar. A menos de que la combustión esté incompleta (algo muy raro en campo) la zona

quemada puede contener algunos sólidos orgánicos sin quemar, generalmente se le llama coque. Los análisis de núcleos tomados de la porción quemada en el campo reportan a lo mucho 2% de coque y éste está saturado con aire. El color de la zona quemada es típicamente blanco con rayas grises, cafés y negras. Debido a que esta zona estuvo sujeta a las mayores temperaturas por un periodo prolongado, usualmente existe una alteración mineral.

Inmediatamente después de la zona quemada se encuentra la zona de combustión. La zona de combustión es donde toma lugar la reacción entre el oxígeno y el combustible generando calor. La zona de combustión es una región muy estrecha (usualmente sólo algunas pulgadas de espesor) donde toma lugar la alta temperatura de oxidación que produce primariamente agua y gases de combustión (CO_2 y CO). El combustible es predominantemente coque, el cual se forma en la zona de craqueo térmico justo enfrente de la zona de combustión. El coque no es sólo carbono, pero es un material orgánico con una deficiencia de hidrógeno, el cual tiene una relación atómica hidrógeno a carbono (H/C) de entre 0.6 y 1.6, dependiendo de las condiciones de descomposición térmica. La temperatura alcanzada en la zona depende esencialmente de la naturaleza y cantidad del combustible consumido por unidad de volumen de roca.

Los productos de la combustión, principalmente agua (en forma de vapor de agua), CO_2 , y CO fluyen por delante del frente de combustión, el cual se mueve lentamente (0.125 ft/día a 1 ft/día en promedio). El oxígeno que no es consumido por el frente de combustión y el nitrógeno (en caso de que se inyecte aire) también fluyen con los gases de combustión.

En un frente de combustión diseñado correctamente, los gases calientes de combustión despojan las fracciones ligeras del aceite crudo que fluyen a través del frente de combustión (debido a la alta movilidad del gas comparado con la de los líquidos). Las fracciones desplazadas por los gases calientes de combustión y vapor de agua, se condensan en forma de un pequeño banco de agua caliente y de las fracciones ligeras en una zona del frente de combustión llamada meseta. Los compuestos de hidrocarburo y otros compuestos liberados por el proceso de craqueo (SO_2 , CO , CH_4 y H_2), se integran a los gases de combustión y son absorbidos también por el crudo que avanza en el frente.

En la combustión directa en seco, el combustible debe ser consumido en el frente de combustión a medida que avanza. Esto significa que la tasa de avance frontal es controlada por la disponibilidad de combustible y la tasa de oxígeno que es entregada al frente de combustión.

El yacimiento bajo el frente de combustión es calentado por conducción, que es particularmente importante en yacimientos de aceite pesado, donde grandes cambios en la viscosidad del crudo ocurren, con temperaturas relativamente pequeñas.

Corriente abajo de la zona de combustión, está la zona de craqueo/vaporización. En esta zona la alta temperatura generada por el proceso de combustión provoca que los componentes más ligeros se vaporicen y los componentes más pesados se descompongan en sustancias más simples (craqueo térmico). Los componentes ligeros vaporizados son transportados corriente abajo por los gases de la combustión y son condensados y mezclados con el crudo nativo. La pirólisis de los componentes más pesados da como resultado la producción de calor, CO₂, hidrocarburos y gases orgánicos y residuos orgánicos sólidos. Estos residuos, normalmente definidos como coque, son depositados en la roca y es el combustible principal para el proceso de combustión.

Adyacente a la zona de craqueo, está la zona de condensación. Debido a que el gradiente de presión dentro de esta zona es usualmente bajo, el comportamiento de la temperatura dentro de la zona es esencialmente plano (300-550° F) y depende de la presión parcial del agua en la fase de vapor. Por lo tanto, la zona de condensación es llamada a menudo placa o meseta de vapor. Alguna parte del vapor de hidrocarburos entra en esta zona, se condensa y se disuelve en el crudo. Dependiendo de la temperatura, el aceite puede ser sometido a un rompimiento de viscosidad y así reducir la misma. El rompimiento de viscosidad es una forma “apacible” del craqueo térmico. Esta zona contiene vapor, aceite, agua y gases residuales; y estos fluidos se mueven hacia el pozo productor. Las pruebas de campo indican que la placa de vapor se extiende de 10 a 30 pies adelante del frente de combustión. En el borde frontal de la placa de vapor, donde la temperatura es más baja que la temperatura de condensación del vapor, se forma un banco de agua caliente. Este banco está caracterizado por una saturación de agua más grande que la saturación original. Al banco de agua le sigue un banco de aceite. Esta zona contiene todo el aceite que ha sido desplazado de las zonas anteriores.

El mecanismo de transporte total de los fluidos en un proceso de combustión es una secuencia altamente compleja del empuje de gas (gases de combustión), empuje de agua (agua de formación re condensada y agua de combustión), empuje de vapor y empuje de solventes.

Aunque la descripción anterior provee una vista más clara de lo que es el proceso de combustión, no es una representación auténtica del comportamiento en campo. En el campo, varias zonas no están claramente identificadas. En suma, las locaciones relativas de las zonas y la secuencia en la cual ocurren pueden ser diferentes de lo descrito anteriormente. Esta diferencia surge principalmente debido a la naturaleza heterogénea del yacimiento. La heterogeneidad causa que el flujo de calor y fluidos sean diferentes en varios puntos de la región de combustión.

La distribución de fluidos dentro de cada una de estas zonas está influenciada por el perfil de temperatura, tanto como por la caracterización de la permeabilidad relativa de la formación. En la Figura 3.2 se muestra el esquema del comportamiento de la temperatura producto del avance del frente de combustión. Las propiedades químicas del aceite que ha sido dejado atrás por el banco de vapor determinan la cantidad de coque que se deja y también determina la cantidad de aire que debe ser inyectado para consumir este coque.

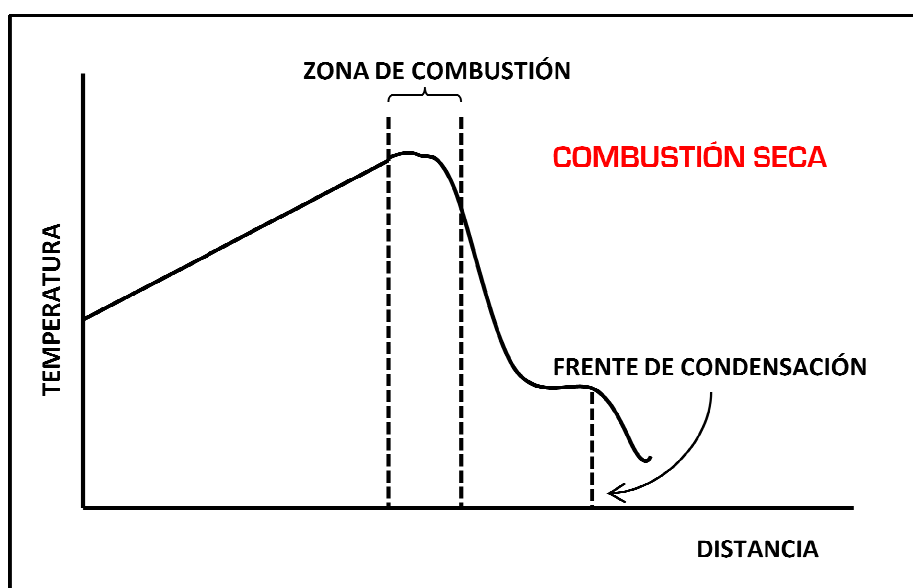


Figura 3.2. Perfil de Temperatura para una Combustión Seca.²⁴

3.2.2 Combustión Directa Húmeda

En el proceso de combustión directa en seco, la mayoría del calor generado durante la combustión es almacenado en la arena quemada, detrás del frente de combustión y no es usado para desplazar aceite. La capacidad calorífica del aire seco es muy baja y, consecuentemente, el aire inyectado no puede transferir eficientemente el calor de la matriz tan rápido como es generado. El agua, por otro lado, puede absorber y transportar calor más eficientemente que el aire. Si el agua es inyectada junto con el aire, mucho del calor almacenado en la arena quemada puede ser recuperado y transportado al frente. La inyección de agua simultánea o intermitente al aire es comúnmente conocida como *combustión húmeda parcialmente apagada*. La relación del gasto de agua inyectada al gasto de aire, influye en el comportamiento del avance del frente de combustión y del desplazamiento del aceite.

El agua inyectada absorbe el calor de la zona quemada, se vaporiza, pasa a través del frente de combustión y libera el calor en las secciones más frías del yacimiento. Así, el crecimiento de los bancos de vapor y agua delante del frente de combustión es acelerada, dando como resultado un movimiento de calor y desplazamiento de aceite más rápidos. El tamaño de estos bancos y el gasto de recuperación de aceite son dependientes de la cantidad de agua inyectada.

Dependiendo de la relación agua-aire inyectada, el proceso de combustión húmeda es clasificado como:

1. Combustión húmeda incompleta (Fig. 3.3 A)
2. Combustión húmeda normal (Fig. 3.3 B)
3. Combustión súper húmeda (Fig. 3.3 C)

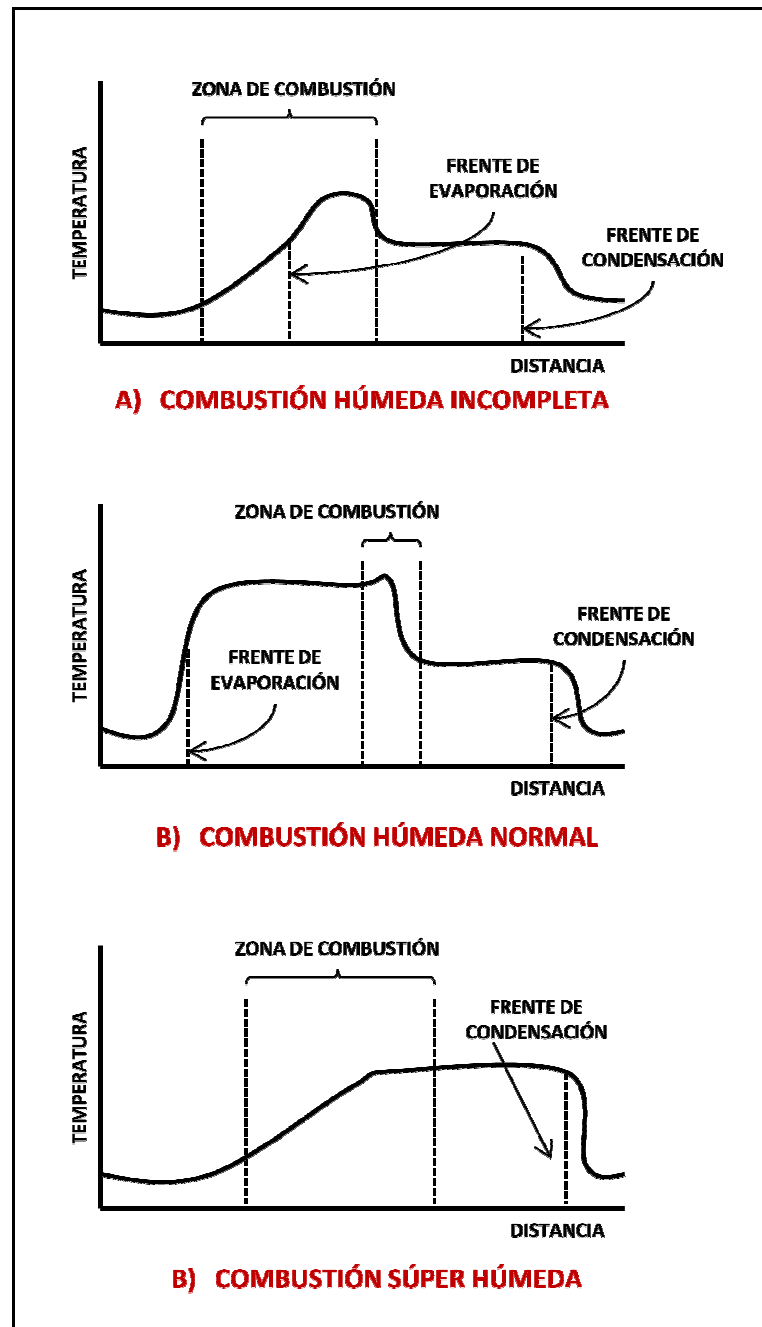


Figura 3.3. Perfiles de los Procesos de Combustión Húmeda.²⁴

A gastos bajos de agua (combustión húmeda incompleta), el agua inyectada crea vapor sobre calentado y se mueve hacia el frente de combustión. En este caso, el agua inyectada falla al recobrar todo el calor de la zona quemada. A gastos de inyección de agua más altos (combustión húmeda normal), el agua inyectada recuperará todo el calor de la zona quemada. A gastos de agua aún más grandes (combustión súper húmeda) la temperatura máxima declina en el frente de combustión.

La combustión súper húmeda es una modificación del proceso de combustión húmeda que intenta reducir el requerimiento de aire. Este proceso no incrementa la recuperación de aceite, pero incrementa la velocidad del frente de combustión y reduce los costos de compresión. El agua es inyectada a gastos más grandes que en la combustión húmeda normal. El calor incrementado, transportado por el vapor que pasa a través del frente de combustión, causa un decremento en la temperatura de combustión.

La combustión súper húmeda es más viable en yacimientos de aceite pesado pero no es viable si estos presentan un bajo contenido de combustible. Estudios de laboratorio han demostrado que los gastos de agua de 500-1,000 barriles por millón de pie cubico de aire, templan la zona de combustión y reduce los requerimientos de aire.

La presión de operación influye en la temperatura de la zona de combustión durante la combustión súper húmeda. Los perfiles de temperatura y saturación para los tres modos de combustión húmeda están descritos en las Figuras 3.4, 3.5 y 3.6 (Moore y Mehta, 1996).²⁵

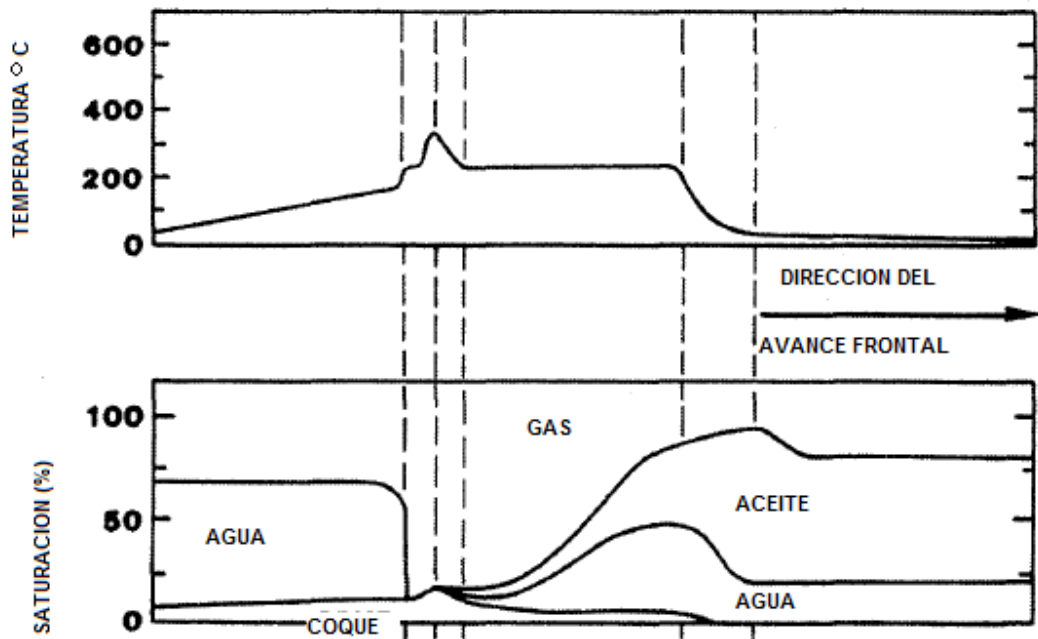


Figura 3.4. Perfiles de Temperatura y Saturaciones de una Combustión Húmeda Incompleta.

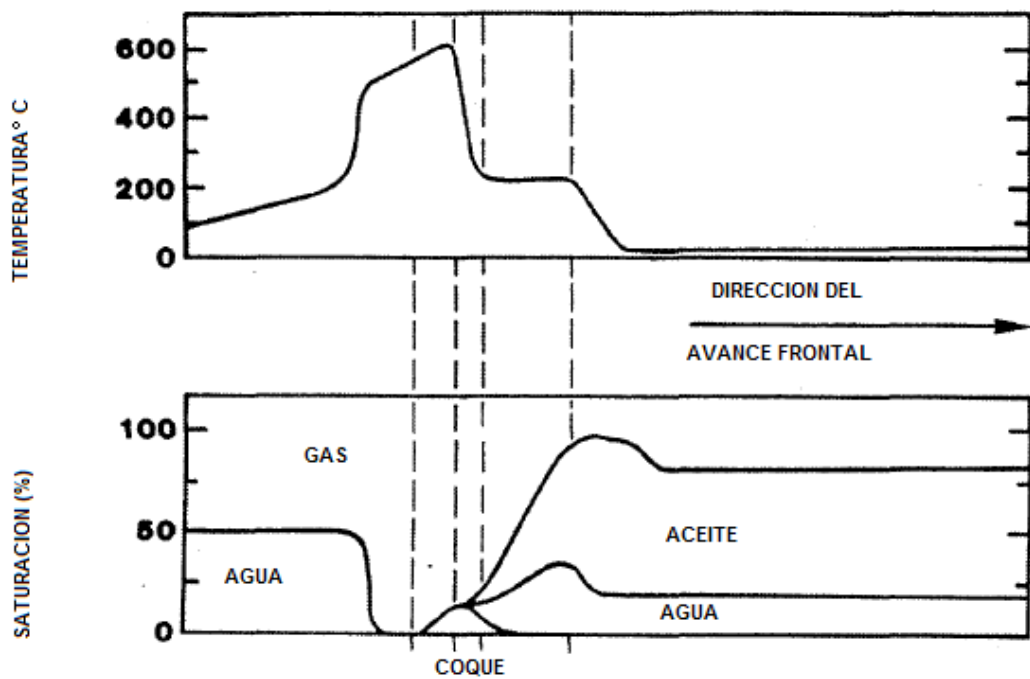


Figura 3.5. Perfiles de Temperatura y Saturaciones para una Combustión Húmeda Normal.

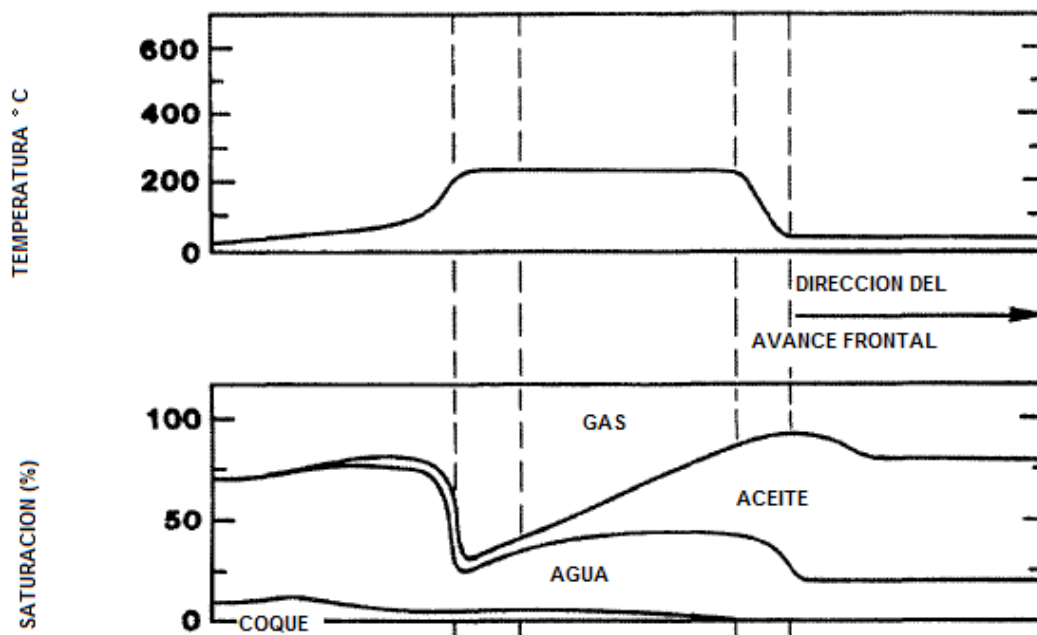


Figura 3.6. Perfiles de Temperatura y Saturaciones para una Combustión Súper Húmeda.

Los estudios de laboratorio y pruebas de campo también han mostrado que la combustión asistida por agua reduce la cantidad de aceite consumido como combustible. Este comportamiento incrementa la cantidad de aceite desplazado pero, un hecho más importante es que se reduce la cantidad de aire requerido para quemar un volumen específico del yacimiento. Se cree que el mecanismo que causa el decremento en el depósito de combustible se incrementó con la disponibilidad de hidrógeno en la zona de combustión. Una porción del depósito de combustible se hidrogena y se hace movable, moviéndose hacia fuera de la región no quemada. La reducción en el depósito de combustible y en el requerimiento de aire puede ascender a casi 25% la eficiencia del proceso.

En el proceso de combustión húmeda, se quema una cantidad pequeña de crudo como combustible, y el uso de calor y el desplazamiento de aceite son más eficientes, dando como resultado gastos de recuperación mejorados. El aspecto más importante de la combustión parcialmente apagada es que el frente de combustión avanza más rápido debido a que sólo se quema una parte del depósito de combustible. Esto da como resultado la reducción del tiempo de recuperación y reduce los requerimientos de aire comprimido comparado con la combustión seca.

3.2.3 Combustión Inversa

Para los aceites pesados, la combustión directa está a menudo llena de problemas de inyección debido a que el aceite tiene que fluir de la zona caliente a las zonas más frías del yacimiento. El aceite viscoso se convierte menos movable y tiende a crear barreras al flujo. Este fenómeno es especialmente prevalente en aceites muy viscosos o en arenas con brea. Se ha propuesto un proceso llamado combustión inversa y fue técnicamente viable en las pruebas de laboratorio. La zona de combustión es iniciada en el pozo productor y se mueve hacia el inyector; en contracorriente al flujo de fluidos. El aire inyectado tiene que viajar a través del yacimiento y contactar con la zona de combustión. El concepto básico de la combustión inversa es que la mayor porción del calor permanece entre el pozo productor y el aceite cuando está siendo movilizado. Por lo tanto, una vez que el aceite empieza a moverse, ocurre un enfriamiento pequeño que inmoviliza al aceite.

Los principios de operación de la combustión inversa no están tan bien entendidos como los principios de la combustión directa. Aunque el proceso de combustión es esencialmente el mismo, su movimiento no es controlado por el gasto de combustible quemado, si no por el flujo de calor. Durante la combustión inversa, el oxígeno proviene del pozo inyector a la zona de combustión. El combustible está a lo largo de la formación. El factor que determina dónde ocurre la combustión es la alta temperatura la cual ocurre en el pozo productor durante la ignición. Como el calor generado durante la combustión eleva la temperatura del yacimiento en dirección al pozo inyector, el fuego se mueve en esa dirección. El frente de combustión no se puede mover hacia el pozo productor mientras que el oxígeno esté siendo consumido en el frente de combustión. Así, el proceso de combustión busca las fuentes de oxígeno pero sólo se puede mover tan rápido como el calor genere las temperaturas elevadas²⁴. En la Figura 3.7¹⁸ se muestra un esquema del comportamiento de este proceso:

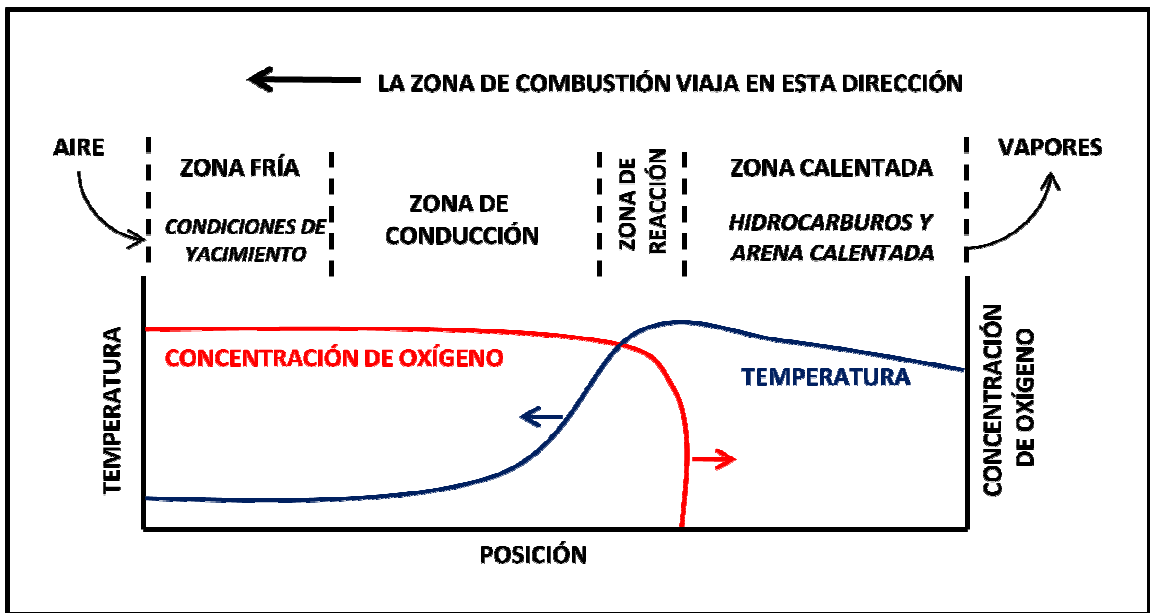


Figura 3.7. Comportamiento de la Combustión Inversa.¹⁸

CAPÍTULO 4

ESTUDIO EXPERIMENTAL EN TUBO DE COMBUSTIÓN

Justificación

Las pruebas fueron realizadas en un núcleo triturado y premezclado con agua, gas y aceite a una baja saturación de este último. El aceite de 12.4 °API, carecía de algún catalizador. Estas pruebas fueron diseñadas por los doctores Gordon Moore, Raj Mehta (Universidad de Calgary) y Marco Antonio Ramírez Garnica (IMP); para evaluar la capacidad y el potencial para la implementación de una inyección de aire basadas en un proceso de Recuperación Mejorada en un yacimiento de carbonatos en México.

Objetivos

El propósito general de este estudio fue el de simular mediante un tubo de combustión el comportamiento de la combustión de un aceite, bajo condiciones de presión que pueden ser encontradas en campo. Los objetivos específicos fueron:

1. Evaluar las características de la combustión en seco, en un núcleo saturado de agua y aceite a la presión de yacimiento de 11 790 kPa (1710 psig) y una temperatura de precalentado de 115° C.
2. Medir los requerimientos de aire y combustible, y diversos parámetros de la fase gas para así proveer datos útiles para una evaluación económica preliminar y el modelado de un proyecto de campo.
3. Medir las composiciones del gas y aceite producidos y las propiedades del agua, con el fin de proveer puntos de referencia para monitorear operaciones futuras de campo.
4. Proveer un caso base que sirva para comparar una prueba futura en tubo de combustión, donde esté presente un catalizador.

Metodología

Se llevaron a cabo unas pruebas de tubo de combustión en seco en un núcleo triturado y premezclado con agua, gas y aceite a una baja saturación de este último, que fueron diseñadas para valorar las características de quemado del aceite, bajo condiciones de presión que pudieran ser encontradas en campo.

Las saturaciones iniciales para el aceite, salmuera y gas en el núcleo fueron 23.1, 24.3 y 52.6 % respectivamente. El uso de una baja saturación de aceite tiene como objetivo el comparar y corroborar este estudio experimental con los estudios del Dr. Daulat D. Mamora (Universidad de Texas A&M), los cuales fueron diseñados a una baja saturación de aceite del Campo Hamaca en Venezuela.

Esta prueba de combustión en seco fue realizada a una presión de 11790 kPag (1710 psig), usando aire normal (22.14 % mol oxígeno) a un flux de inyección estable de 30.03 m³(ST)/m²h. Todas las zonas en las que fue dividido el tubo de combustión fueron precalentadas a la temperatura de yacimiento reportada de 115° C y la ignición fue iniciada en la Zona 1 (ver Figura 4.1) a 350°C. Subsecuentemente la ignición fue iniciada. La Figura 4.1 muestra un resumen del procedimiento experimental del tubo de combustión.

En este capítulo se describe el procedimiento experimental, y el análisis de los resultados del tubo de combustión, incluyendo el procedimiento de empaque y quemado, resultados y cálculos para los parámetros de requerimientos de combustible y de aire, y separación de fluidos. También se presentan los balances de materia y las propiedades y composición de los fluidos producidos.

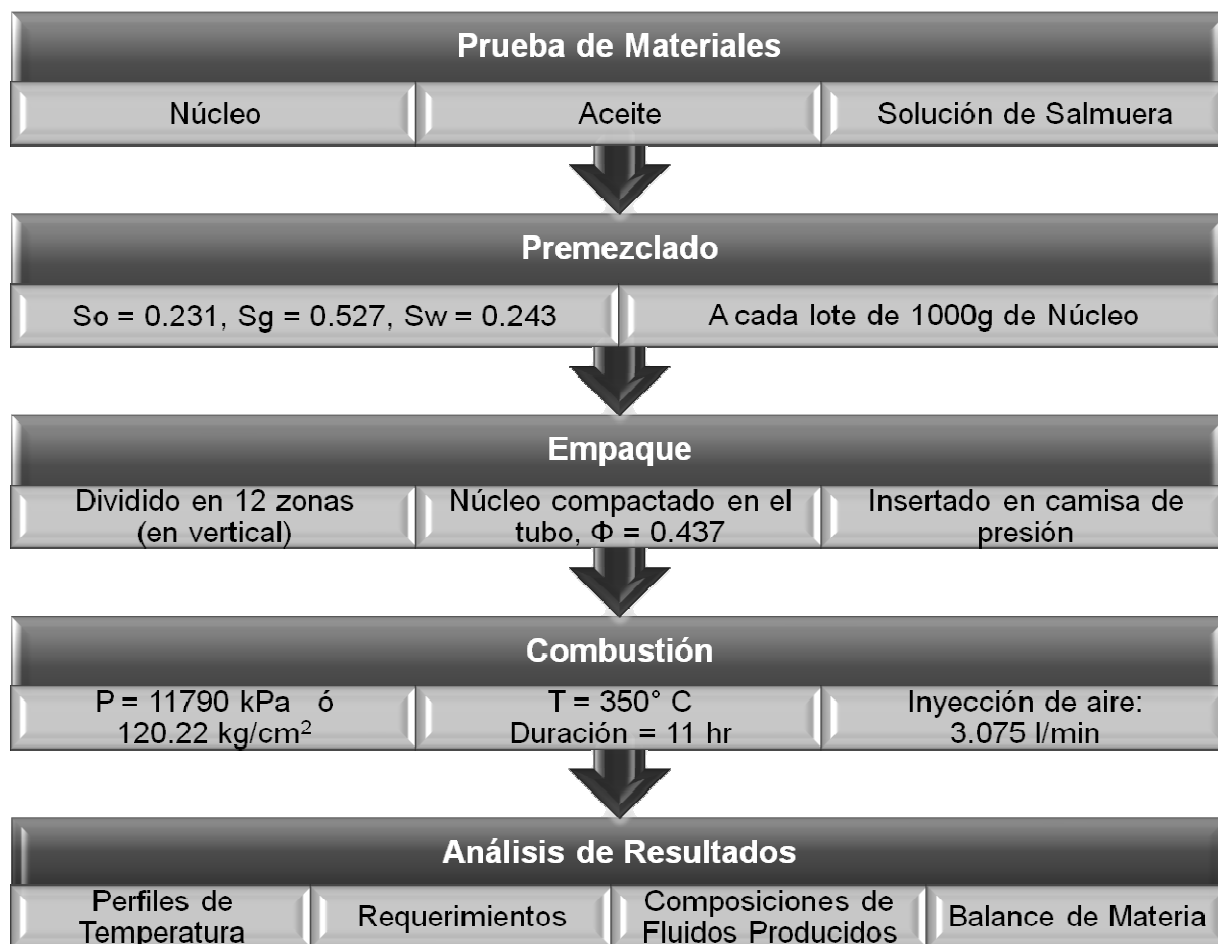


Figura 4.1. Diagrama de la Metodología Experimental

4.1 EMPAQUE Y COMBUSTIÓN

4.1.1 PRUEBA DE MATERIALES

Núcleo

El núcleo usado en la prueba fue del tipo carbonatado; que fue molido a una consistencia similar a la arena, de un tamaño de grano de 0.42 mm; esto con la finalidad de tener un medio poroso homogéneo en el tubo de combustión. El núcleo fue tamizado para remover una pequeña cantidad de material fino y se uso en la prueba sin un tratamiento adicional.

Aceite

Las propiedades del aceite se presentan a continuación:

Tabla 4.1. Propiedades del Aceite.

Aceite Crudo	
Densidad [°API]	12.4
Viscosidad [cSt]	
a 25° C	18130.0
a 37.8° C	6250.0
a 54.4° C	1490.0
Azufre Total [% w]	5.6
Nitrógeno Total [ppm w]	750.0

Análisis SARA [% w]	
Saturados	18.1
Aromáticos	28.1
Resinas	35.1
Asfaltenos (insolubles en C ₅)	26.0

Solución Salmuera

La salmuera para esta prueba fue sintetizada en el laboratorio basada en un análisis de una composición típica en yacimiento.

4.1.2 PREMEZCLADO Y EMPAQUE DEL NÚCLEO

El tubo de combustión de 3.937 pg de diámetro y 72.03 pg de longitud, fue empacado con 19 muestras de núcleos compactados, aceite y agua premezclados de manera similar. Cada lote fue preparado de la siguiente manera: adicionando 72.7 g de agua a 1000 g de núcleo de matriz en el recipiente de mezclado, en una unidad comercial de mezclado Hobart C-100; se agregaron 68.0 g de aceite y fueron homogeneizados. Inicialmente, una muestra de 500 g de arena sílica malla 16 seguida de 500 g de una muestra de arena sílica malla 20/30 fueron preparadas usando el mismo procedimiento de empacamiento del núcleo. Las masas de los fluidos adicionados a la arena de malla 16 fueron 39.5 g de agua y 36.7 g de aceite. Las masas de los fluidos adicionados a la arena de malla 20/30 fueron 24.9 g de agua y 24.0 g de aceite. La arena de malla 16 y la arena de malla 20/30 fueron compactadas dentro de la inyección final del núcleo, previniendo cualquier migración de partículas finas dentro del sistema de inyección. A continuación, las muestras de núcleos (preparadas como se describe anteriormente) fueron compactadas cada una dentro del

tubo de combustión consecutivamente desde el Núcleo 1 al Núcleo 19 y organizadas en 12 Zonas de manera vertical donde la Zona 1 se localiza en la parte superior donde ocurre la inyección de aire y la Zona 12 se localiza en la parte inferior donde también se encuentra la producción; ocupando con cada muestra una profundidad aproximada de 85.3 mm/kg de núcleo en la camisa de 10 cm de diámetro interior. Finalmente, una malla 20/30 y una malla 16 para empacamiento de arena fueron colocadas en la parte de la producción final del tubo, para prevenir partículas finas provenientes del interior del sistema de producción. La Figura 4.2 muestra una representación esquemática del proceso de empaque.

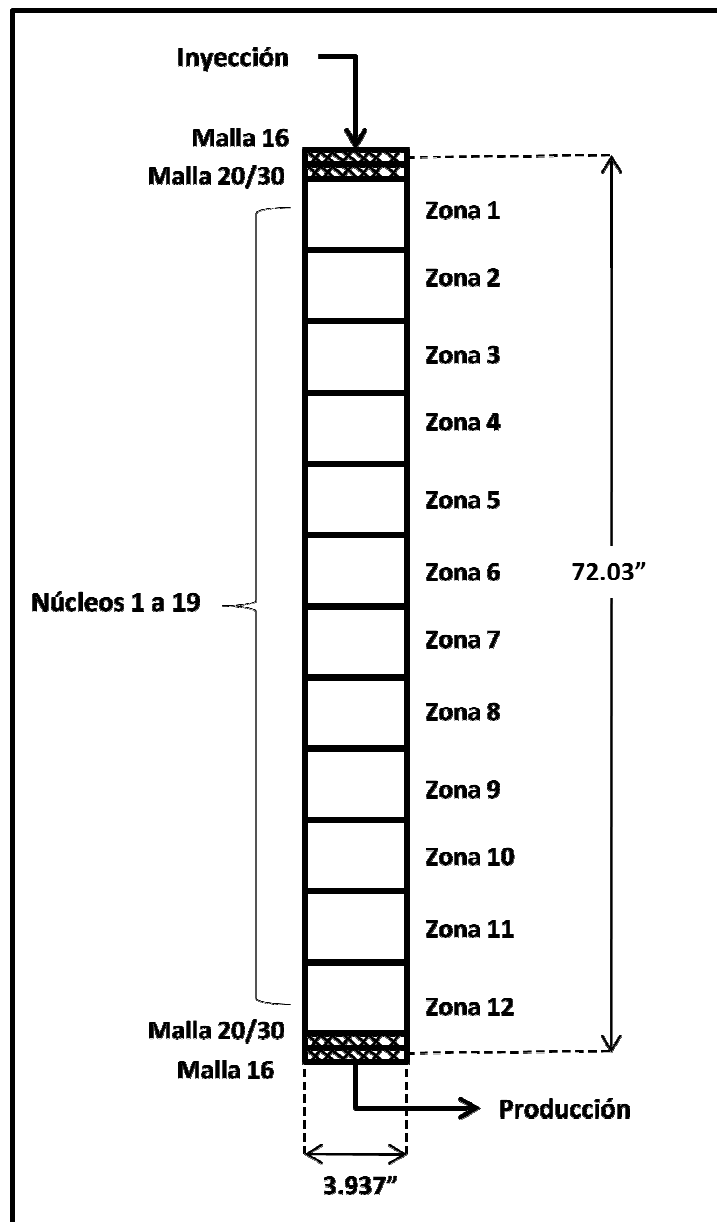


Figura 4.2. Esquema simplificado del empacamiento del tubo de combustión

Las saturaciones finales de aceite, agua y gas del empaque premezclado fueron 23.1, 24.3 y 52.7 % respectivamente. Basados en la masa del núcleo, la porosidad del núcleo reconstituido fue calculada en 43.7%. Un resumen de estas cantidades y profundidades usadas para este empaque se presentan en la Tabla 4.2.

TABLA 4.2. Datos del Empacamiento.

Muestra	Masa del Núcleo [g]	Profundidad Incremental [mm]	Profundidad desde Producción [mm]	Profundidad desde Inyección [mm]	Masa de Agua [g]	Masa de Bitumen [g]
Malla 16m Inyección	500.0	45	1785	45	39.5	36.7
Malla 20/30m Inyección	500.0	45	1740	90	24.9	24
Núcleo 1	1000.0	85	1655	175	72.7	68.9
Núcleo 2	1000.0	85	1570	260	72.7	67.6
Núcleo 3	1000.0	85	1485	345	72.7	67.5
Núcleo 4	1000.0	85	1400	430	72.7	67.5
Núcleo 5	1000.0	90	1310	520	72.7	68
Núcleo 6	1000.0	90	1220	610	72.7	68
Núcleo 7	1000.0	85	1135	695	72.7	67.6
Núcleo 8	1000.0	85	1050	780	72.7	68.1
Núcleo 9	1000.0	85	965	865	72.7	67.6
Núcleo 10	1000.0	85	880	950	72.7	67.6
Núcleo 11	1000.0	80	800	1030	72.7	67.5
Núcleo 12	1000.0	85	715	1115	72.7	67.6
Núcleo 13	1000.0	85	630	1200	72.7	67.5
Núcleo 14	1000.0	85	545	1285	72.7	67.5
Núcleo 15	1000.0	80	465	1365	72.7	67.5
Núcleo 16	1000.0	85	380	1450	72.5	67.7
Núcleo 17	1000.0	85	295	1535	72.7	67.5
Núcleo 18	1000.0	85	210	1620	72.7	67.5
Núcleo 19	1000.0	90	120	1710	72.7	67.8
Malla 20/30m Producción	500.0	40	80	1750	24.9	23.4
Malla 16m Producción	752.6	80	0	1830	59.9	55.6
Masa Total [gramos]	21253.0				1530.3	1426.2

Para concluir el proceso de empaque de operación, el tubo de combustión se cierra, aísla e inserta dentro de una camisa de presión. La Tabla 4.3 proporciona un promedio de las propiedades de la composición del núcleo (el núcleo premezclado más la malla) antes de la prueba y las saturaciones al comienzo de la inyección de aire. Dicha inyección es precedida a un flujo de gas inerte. Nótese que la permeabilidad del núcleo a la salmuera no está medida para los núcleos premezclados.

Tabla 4.3. Propiedades del núcleo, iniciales y en la combustión.

Porosidad Calculada:	43.7%	
Masas de Líquidos Presentes [g]	Antes del Flujo de Gas Inerte	Después del Flujo de Gas Inerte (Comienzo de Inyección de Aire)
Aceite en el Núcleo	1426.2	1426.2
Agua en el Núcleo	1530.3	1391.9
Aceite en las Líneas	0.0	0.0
Agua en las Líneas	250.0	50.0
Aceite Total en el Sistema	1426.2	1426.2
Agua Total en el Sistema	1780.3	1441.9
Saturaciones (% volumen)		
Aceite	23.1	23.1*
Salmuera	24.3	22.0*
Gas	52.7	54.9

**Las saturaciones del núcleo al comienzo de la inyección están basadas en densidades a 25° C y presión atmosférica. Además, brindan un "orden de magnitud" de la estimación de las saturaciones en el núcleo a las condiciones de yacimiento de 115° C y 11.8 MPa_g (1710 psig). La saturación de gas es por diferencia.*

4.1.3 PROCEDIMIENTO DE QUEMADO

El tiempo cero fue definido a las 12:15 pm, al comienzo de la inyección de aire. Todos los tiempos reportados en el resto de este trabajo son "tiempos de corrida" los cuales están referidos al tiempo cero ya definido. El paquete de núcleo fue presurizado con helio a 11790 kPag y precalentado a 115°C. El flujo de helio (flujo de gas inerte, IGF por sus siglas en inglés) a un gasto de 232.5 ℓ(ST)/h a la condición de precalentado, comenzó a las -2.09 horas. La inyección de helio fue continuada junto con el calentamiento de la Zona 1 a 350°C. La ignición fue realizada a 350°C.

Al tiempo cero, el flujo de helio fue reemplazado por aire sintético (22.14% mol de oxígeno, nitrógeno balanceado) y la inyección inició a un gasto de 233.3 ℓ(ST)/h (o un flux de 30.03 m³(ST)/m²h o 98.5 sft³/ft²h). El aire sintético fue usado para evitar la interferencia del argón

atmosférico con el oxígeno en el análisis GC (cromatografía de gases). La ignición fue observada después de 0.2 h de tiempo de corrida. La temperatura de respuesta seguida del comienzo de la inyección de aire indicaba una buena ignición, e inmediatamente después de la ignición, las paredes calientes fueron colocadas a un control adiabático con un desfase de 10° C debajo de la temperatura central. Así, las paredes calentadas son programadas para guardar la temperatura de la pared del tubo con 10° C respecto a la temperatura correspondiente al termopar central para las primeras 10 zonas calentadas del tubo de combustión.

La Figura 4.3 es una vista seccionada del tubo de combustión mostrando las localizaciones del núcleo central y las paredes de los termopares, y las paredes calentadas. El calor adicional suministrado a la sección de ignición provee una mayor velocidad de calentamiento de ignición; el calor adicional es controlado manualmente usando una resistencia eléctrica tipo Variac. La Figura 4.4 muestra un esquema simplificado de la instalación que complementa al tubo de combustión.

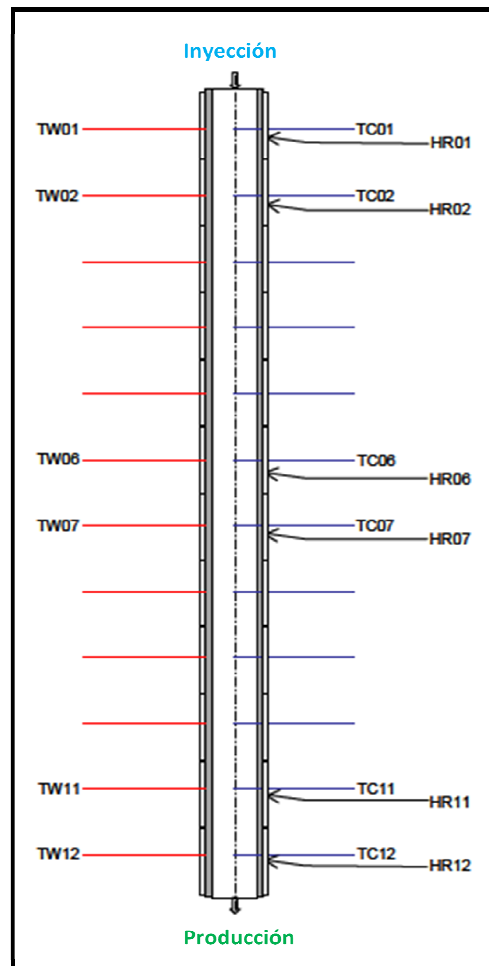


Figura 4.3. Vista seccionada del Tubo de Combustión.

TCi: termopares de línea central, TWi: paredes de los termopares, HRI: paredes calientes

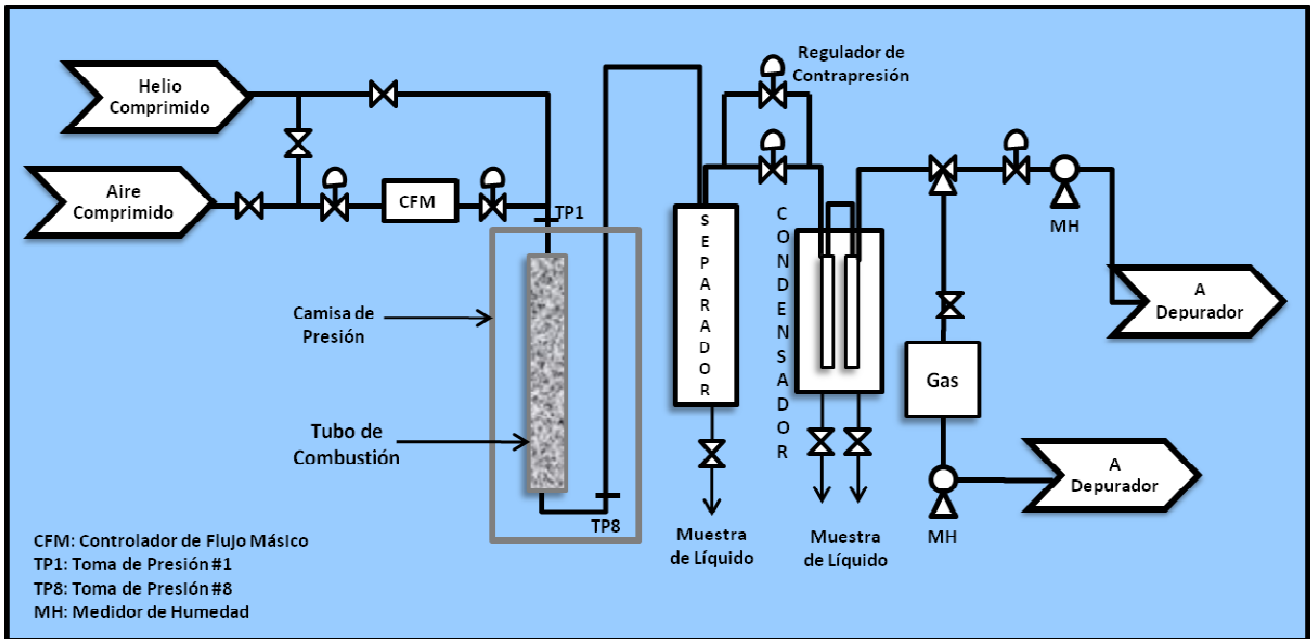


Figura 4.4. Esquema simplificado de la instalación del Tubo de Combustión.

La Figura 4.5 muestra la presión de entrada, la presión de salida y la caída de presión a través del tubo y las tuberías de producción con el incremento del tiempo de la corrida. Las caídas de presión mostradas en la Figura 4.5 están basadas en la presión de entrada al tubo de combustión y la presión medida corriente arriba del regulador de contrapresión (ver Figura 4.4). Se mostró una caída de presión despreciable en toda la prueba y este comportamiento es atribuido a la baja saturación de aceite del sistema. Además, el gas se desprende fácilmente mediante el establecimiento de la comunicación en la entrada y la salida del tubo de combustión debido a que rebasa al aceite a causa de su mayor movilidad.

La Toma de Presión # 1 está montada sobre la línea de inyección al núcleo y la Toma de Presión #8 está localizada en la brida de producción solo corriente abajo y al final de la producción de la placa ranurada (Figura 4.4). Las tomas de presión restantes están localizadas a lo largo de la camisa con la Toma de Presión #2 a 25 cm de la placa ranurada de inyección, y los 5 restantes estando separados por una distancia nominal de 30.5 cm. Todas las tomas de presión están referidas a una presión común (tendencia) la cual es la presión de referencia para el control de la contrapresión. Las líneas que corren de las tomas de presión sobre la camisa del núcleo a los transductores individuales de presión se llenan con la salmuera sintética, sin embargo el aceite puede migrar dentro de las líneas y causar un desplazamiento en la presión registrada. Por esta razón, todas las tomas de presión han sido corregidas para producir la misma presión durante todo el periodo de la prueba cuando las caídas de presión son muy bajas. Esto significa que las caídas de presión bajas sobre el núcleo no son apropiadas para propósitos de concordancia.

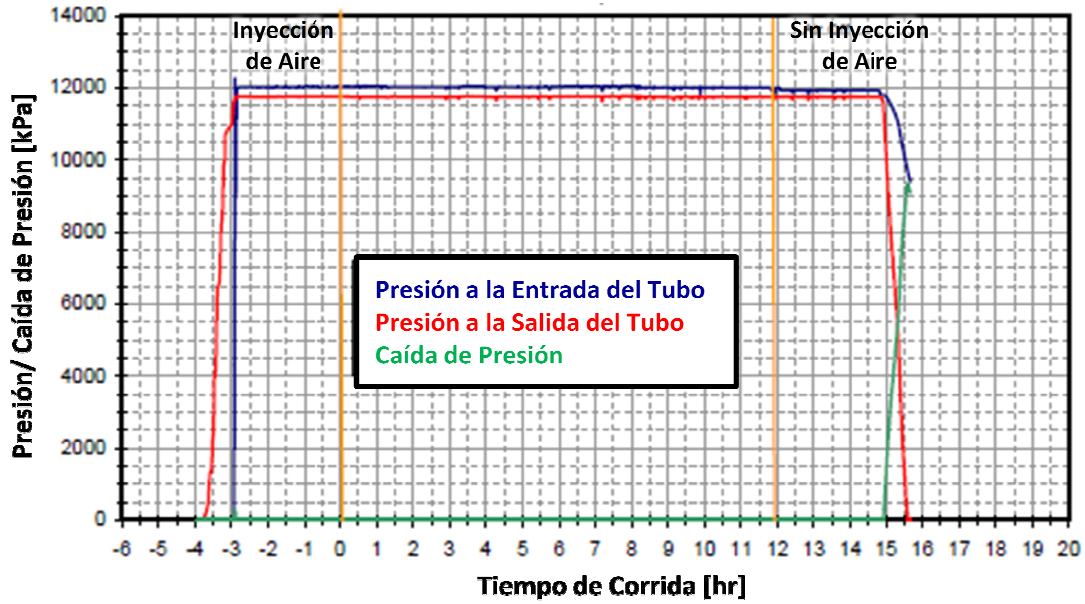


Figura 4.5. Presiones de Entrada y Salida del Tubo de Combustión y Caída de Presión.

La Tabla 4.4 presenta un resumen de la totalidad de la corrida de inyección de gas y gastos de producción. La columna 1 muestra el tiempo de las lecturas. Las columnas 2, 3 y 4 proporcionan información sobre el gas inyectado a través del núcleo. Los gastos instantáneos de inyección ($\ell(\text{ST})/\text{h}$) corresponden al tiempo de lecturas mostrados en la columna 2, los flux de inyección instantánea ($\text{m}^3(\text{ST})/\text{m}^2\text{h}$) están presentados en la columna 3 y el acumulado de la inyección de gas ($\ell(\text{ST})$) inyectado al tiempo de lectura está dado por la columna 4. Las columnas 5 y 6 proveen un resumen del helio inyectado incremental y acumulativo para el sistema de producción. El propósito de este gas es de asegurar que la concentración de oxígeno en el sistema de producción durante una prueba de aire enriquecido nunca exceda el nivel de 21 % nominal del aire común. Como en esta prueba se usa inyección de aire, no se inyecta una dilución de helio. Las columnas 7 y 8 proporcionan el total del gas inyectado el cual es la suma del gas inyectado a través del núcleo más el helio inyectado al sistema de producción, el cual en este caso es nulo. Un resumen de la producción de gas con los gastos de producción basados sobre las lecturas de medición de la prueba en seco se muestra en las columnas 9 y 10. La columna 11 proporciona la diferencia instantánea entre la producción acumulada de gas (columna 10) y la inyección acumulada de gas (columna 8) mientras que la columna 12 da la tasa de cambio de esta diferencia instantánea.

Tabla 4.4. Historial de Producción e Inyección de Gas.

Tiempo [h]	Gas Inyectado al Núcleo			Dilución de Helio		Gas Total de Entrada		Gas Total de Salida		Sal - Ent	Δ (Sal - Ent)
	Inyección [ℓ/h]	Flux [m ³ /m ² h]	Acumulado [ℓ]	Inyección [ℓ/h]	Acumulado [ℓ]	Inyección [ℓ/h]	Acumulado [ℓ]	Inyección [ℓ/h]	Acumulado [ℓ]	Acumulado [ℓ]	[ℓ]
-2.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-2.9	232.5	29.94	3.9	0	0	232.5	3.9	0	0	-3.9	-232.5
-2.72	232.5	29.94	46.5	0	0	232.5	46.5	272.9	50	3.5	40.4
-2.25	232.5	29.94	155	0	0	232.5	155	268	175.1	20.1	35.4
-1.75	232.5	29.94	271.3	0	0	232.5	271.3	258.9	304.5	33.2	26.3
-1.25	232.5	29.94	387.6	0	0	232.5	387.6	256.5	432.7	45.2	23.9
-0.5	232.5	29.94	562	0	0	232.5	562	237.6	611	49	5.1
-0.25	232.5	29.94	620.1	0	0	232.5	620.1	189.2	658.3	38.2	-43.4
-0.02	232.5	29.94	674.4	0	0	232.5	674.4	206.1	706.3	32	-26.5
0	233.3	30.03	678.2	0	0	233.3	678.2	721.2	718.4	40.1	487.9
0.75	233.3	30.03	853.2	0	0	233.3	853.2	245.4	902.4	49.2	12.2
1.25	233.3	30.03	969.8	0	0	233.3	969.8	249.2	1027	57.2	15.9
1.75	233.3	30.03	1086.5	0	0	233.3	1086.5	270.4	1162.2	75.8	37.2
2.25	233.3	30.03	1203.1	0	0	233.3	1203.1	231.7	1278.1	75	-1.6
2.75	233.3	30.03	1319.8	0	0	233.3	1319.8	261.2	1408.7	89	28
3.37	233.3	30.03	1463.6	0	0	233.3	1463.6	239	1556.1	92.5	5.7
3.75	233.3	30.03	1553	0	0	233.3	1553	216.8	1639.2	86.2	-16.5
4.25	233.3	30.03	1669.7	0	0	233.3	1669.7	273	1775.7	106.1	39.8
4.75	233.3	30.03	1786.3	0	0	233.3	1786.3	209.9	1880.7	94.4	-23.4
5.25	233.3	30.03	1903	0	0	233.3	1903	248.6	2005	102	15.3
5.75	233.3	30.03	2019.6	0	0	233.3	2019.6	225.4	2117.7	98.1	-7.8
6.25	233.3	30.03	2136.2	0	0	233.3	2136.2	253.3	2244.3	108.1	20.1
6.75	233.3	30.03	2252.9	0	0	233.3	2252.9	281.3	2385	132.1	48

(Continuación) Tabla 4.4. Historial de Producción e Inyección de Gas

Tiempo [h]	Gas Inyectado al Núcleo			Dilución de Helio		Gas Total de Entrada		Gas Total de Salida		Sal - Ent	Δ (Sal - Ent)
	Inyección [ℓ/h]	Flux [m ³ /m ² h]	Acumulado [ℓ]	Inyección [ℓ/h]	Acumulado [ℓ]	Inyección [ℓ/h]	Acumulado [ℓ]	Inyección [ℓ/h]	Acumulado [ℓ]	Acumulado [ℓ]	[ℓ]
7.25	233.3	30.03	2369.5	0	0	233.3	2369.5	220.8	2495.4	125.9	-12.5
7.75	233.3	30.03	2486.2	0	0	233.3	2486.2	211.8	2601.3	115.1	-21.5
8.25	233.3	30.03	2602.8	0	0	233.3	2602.8	243.2	2722.9	120.1	10
8.75	233.3	30.03	2719.4	0	0	233.3	2719.4	248	2846.9	127.4	14.7
9.25	233.3	30.03	2836.1	0	0	233.3	2836.1	201.6	2947.7	111.6	-31.7
9.75	233.3	30.03	2952.7	0	0	233.3	2952.7	222	3058.7	105.9	-11.3
10.25	233.3	30.03	3069.4	0	0	233.3	3069.4	229.3	3173.3	104	-4
10.75	233.3	30.03	3186	0	0	233.3	3186	241.9	3294.3	108.3	8.7
11.32	233.3	30.03	3318.2	0	0	233.3	3318.2	217.6	3417.6	99.4	-15.7
11.75	233.3	30.03	3419.3	0	0	233.3	3419.3	234	3519	99.7	0.7
11.85	232.5	29.94	3442.5	0	0	232.5	3442.5	372.4	3556.2	113.7	139.8
12.25	232.5	29.94	3535.5	0	0	232.5	3535.5	181.5	3628.8	93.3	-51.1
12.75	232.5	29.94	3651.8	0	0	232.5	3651.8	199.9	3728.8	77	-32.6
13.25	232.5	29.94	3768.1	0	0	232.5	3768.1	193.2	3825.4	57.3	-39.4
13.75	232.5	29.94	3884.4	0	0	232.5	3884.4	212.2	3931.5	47.1	-20.3
14.25	232.5	29.94	4000.6	0	0	232.5	4000.6	189.1	4026	25.4	-43.4
14.75	232.5	29.94	4116.9	0	0	232.5	4116.9	187.7	4119.9	3	-44.8
14.8	232.5	29.94	4128.5	0	0	232.5	4128.5	242.9	4132.1	3.5	10.4
14.88	27.6	3.56	4130.8	0	0	27.6	4130.8	466.7	4170.9	40.1	439.1

La Tabla 4.5 presenta un resumen del volumen total ($\ell(\text{ST})$) de gas inyectado y producido para la totalidad de la prueba. La última entrada en esta tabla (-277.2 $\ell(\text{ST})$), o el 6.3% de error final en el balance se debe principalmente a la incertidumbre en la medición del helio inyectado durante la presurización del tubo de combustión.

Tabla 4.5. Resumen Volumétrico del Gas Inyectado y Producido.

Parámetro Descrito [unidades]	Valor
Helio en el Sistema de Producción producto del incremento en la presión [$\ell(\text{ST})$]	304.8
Hora de la Inyección Inicial de Helio [tiempo de corrida]	-2.90
Hora de la Inyección de Aire [tiempo de corrida]	0.0
Hora de la Purga de la Inyección de Helio [tiempo de corrida]	11.85
Helio Inyectado a través del núcleo [$\ell(\text{ST})$]	1379.7
Oxígeno Inyectado [$\ell(\text{ST})$]	608.6
Nitrógeno Inyectado [$\ell(\text{ST})$]	2140.3
Helio Inyectado al Sistema de Producción [$\ell(\text{ST})$]	0.0
Volumen Total de Gas Inyectado [$\ell(\text{ST})$]	4433.5
Volumen Total de Gas Producido [$\ell(\text{ST})$]	4156.2
Volumen Salida – Volumen Entrada [$\ell(\text{ST})$]	-277.2
Diferencia Porcentual	6.3

En resumen, el aire sintético (22.14% oxígeno) fue inyectado a un flux de $30.03 \text{ m}^3(\text{ST})/\text{m}^2\text{h}$ ($98.5 \text{ sft}^3/\text{ft}^2\text{h}$) o a un gasto de $233.3 \ell(\text{ST})/\text{h}$ entre 0.00 y 11.85 horas y se observó una velocidad constante en el avance del frente de combustión. Como no se inyectó agua durante la prueba, la relación agua aire fue $0.00 \text{ kg}/\text{m}^3(\text{ST})$.

4.2 RESULTADOS

4.2.1 PERFILES DE TEMPERATURA

Los perfiles de temperaturas para la línea central del núcleo y el historial de temperaturas para las 12 zonas con termopares se presentan en las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8. Las gráficas muestran que durante la combustión, las paredes calentadas sirvieron como un aislamiento activo para la gran temperatura del núcleo (de hasta 763° C).

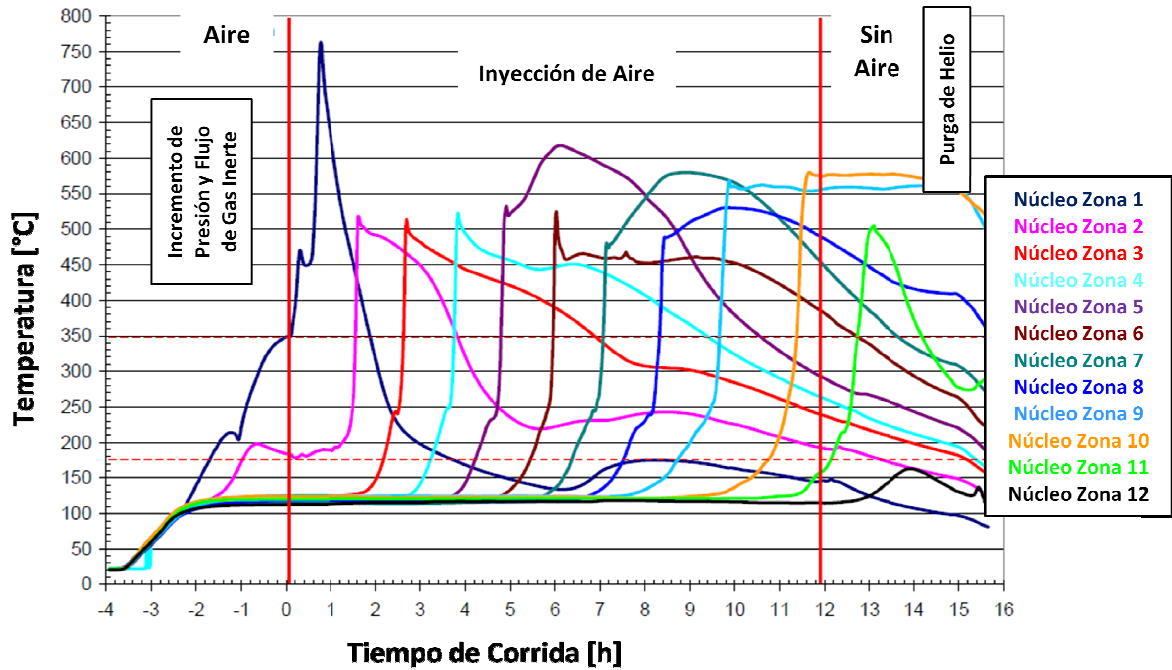


Figura 4.6. Perfil de Temperaturas de la Línea Central.

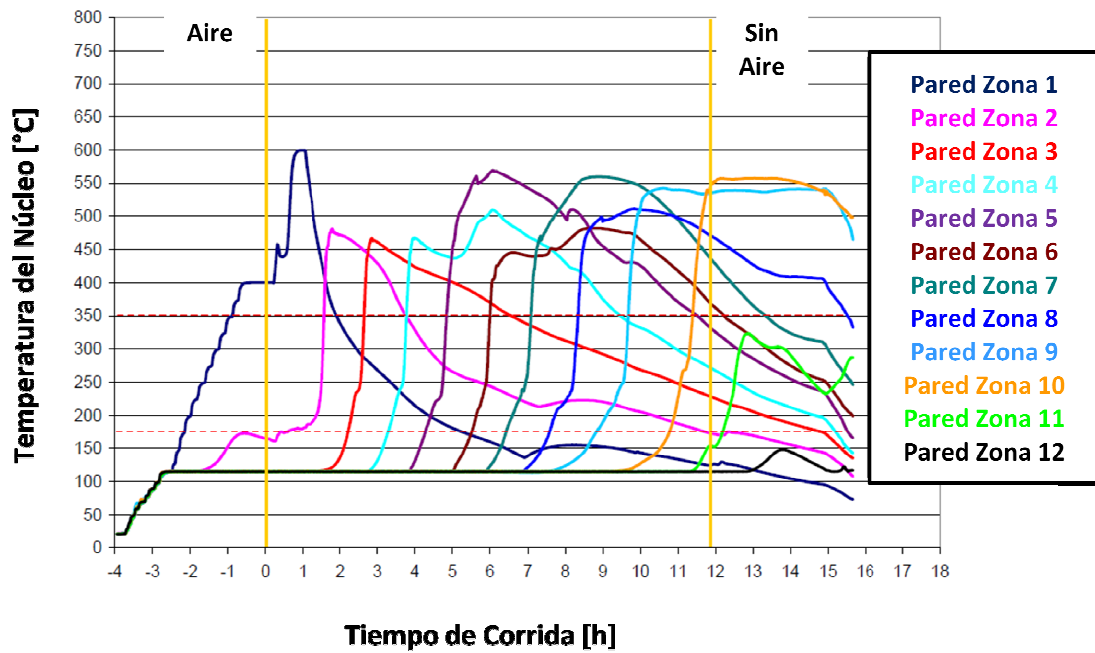


Figura 4.7. Perfil de Temperaturas de Pared.

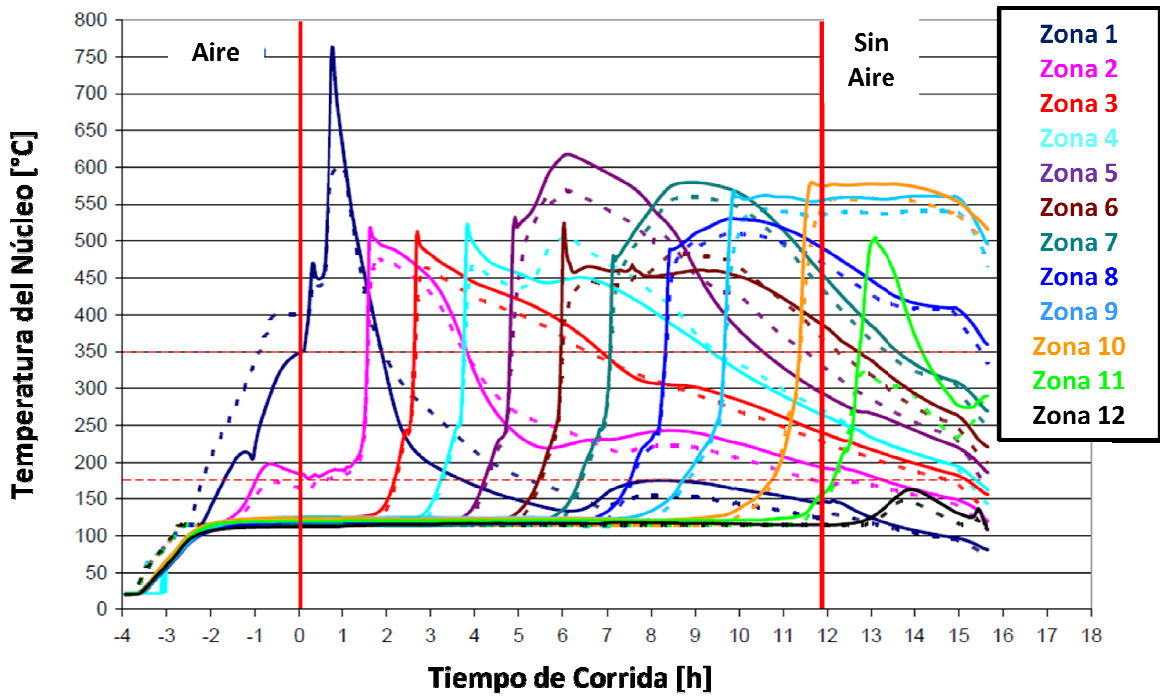


Figura 4.8. Perfiles de Temperaturas Superpuestas de Línea Central y de Pared.

*Líneas punteadas: Temperaturas de pared, Líneas Continuas: Temperaturas de Núcleo.

El historial de la temperatura de la línea central para cada una de las 12 zonas durante toda la prueba se muestra en la Figura 4.6. La respuesta de la temperatura seguida del inicio de la inyección del aire indica una buena ignición a causa de un aceite bastante reactivo, e inmediatamente después de la inyección, las paredes calentadas fueron colocadas a un control adiabático con 10° C debajo de la temperatura de la línea central. Entonces, las paredes calentadas (ver la Figura 4.7 que muestra las temperaturas de la pared) fueron programadas para mantener la temperatura de la pared del tubo con 10 °C de temperatura del correspondiente al termopar de la línea central sobre las primeras 10 zonas calentadas sobre el tubo de combustión. El progreso del frente de combustión fue estable a lo largo del paquete del núcleo. La Zona 1, en relación a la inyección final del tubo, fue la “zona de ignición” usada para quemar el núcleo. La orientación del tubo fue vertical, con la terminal de inyección en la cima (Figura 4.2).

El máximo o pico de temperatura observado en cada zona y en tiempo al cual ocurre está presentado en la Tabla 4.6. El pico de temperatura observado en cada zona es la mayor temperatura y funge como la principal frontera del pase de la zona de combustión por la localización del termopar. Los picos de temperatura estuvieron en un rango de 514-763 °C con la Zona 2 y la Zona 3 a 519 °C y 514°C respectivamente, menor que el resto de los picos de temperaturas de las zonas de combustión. El mayor pico de temperatura de 763°C corresponde a la Zona 1 sugiriendo una combustión de la fase de vapor. La primera zona es calentada a 350°C para la ignición y por lo tanto desprende hidrocarburos ligeros que pueden ser usados en la combustión de la fase vapor. Se cree que una gran masa de vapores hidrocarburos, en comparación con los residuos sólidos, fueron consumidos como combustible.

No es raro para las primeras 3 zonas (Zonas 1-3), el exhibir un comportamiento transitorio de combustión. El frente de combustión continúa para quemar la Zona 11 y sólo la Zona 12 no fue expuesta a la alta temperatura del frente cuando la inyección de aire fue detenida después de que la zona 10 registró 575°C. La Figura 4.8 muestra el historial de la temperatura en la pared y en línea central para cada una de las 12 zonas superpuestas.

Se observa que para todas las zonas, las temperaturas de la pared del tubo son menores que las temperaturas centrales. Normalmente después de la temperatura de cualquier pico, las paredes calentadas son colocadas a control adiabático con un retraso de 20°C debajo de la temperatura de línea central. Esta es la razón del cambio en la pendiente durante el enfriamiento. Los calentadores en una zona dada son colocados en un punto de control a 600°C cuando cada pico de temperatura en esa zona excede este valor.

Tabla 4.6. Resumen de Picos de Temperatura.

Zona	Localización [m]	Tiempo [h]	Pico de Temperatura	
			[°C]	[°F]
1	0.076	0.76	763	1406
2	0.229	1.61	519	965
3	0.381	2.7	514	957
4	0.533	3.83	523	974
5	0.686	4.91(6.05)*	532(618)*	990(1144)*
6	0.838	6.03	525	977
7	0.991	7.15(8.91)*	481(580)*	897(1075)*
8	1.143	8.46(9.85)*	490(531)*	913(987)*
9	1.295	9.88	568	1055
10	1.448	11.66	580	1076
11	1.6	13.1	505	941
12	1.753	13.93	163	325

*La temperatura máxima ocurre después del pico de temperatura.

Las velocidades del frente de combustión para pruebas de combustión normales mojadas y secas están basadas sobre la tasa de avance de un nivel específico de temperatura a la frontera principal de la región de alta temperatura. La localización del frente a 350°C se muestra en la Figura 4.8. A la presión de prueba de 11.8 MPag (120.36 Kg/cm²), la temperatura de vapor saturado es 324° C; disminuyendo este valor cerca de 30° C para la cantidad de presión parcial de gases no condensables en el tubo de combustión dando un banco de temperatura de vapor/condensado de 294°C.

Los tiempos a los cuales cada zona excede 350° C (frente de combustión en la frontera principal) están graficados contra la localización axial del termopar en dicha zona, para producir la gráfica de velocidad de la Figura 4.9 (esta temperatura fue el evento principal para el recorrido horizontal de la línea roja sobre los perfiles de temperaturas centrales en las Figuras 4.6 y 4.8). La pendiente de la línea sólida que ajusta los pares de puntos sobre la gráfica de velocidad para las Zonas 2-11 fue de 0.123 m/h. La velocidad del frente estabilizado basado sobre la localización de 350°C es asumida como 0.123 m/h. También se incluye en la Figura 4.9 dos diferentes velocidades del frente para la localización de 175° C para las zonas 3-9 y 11-12 las cuales son 0.140 y 0.109 m/h respectivamente.

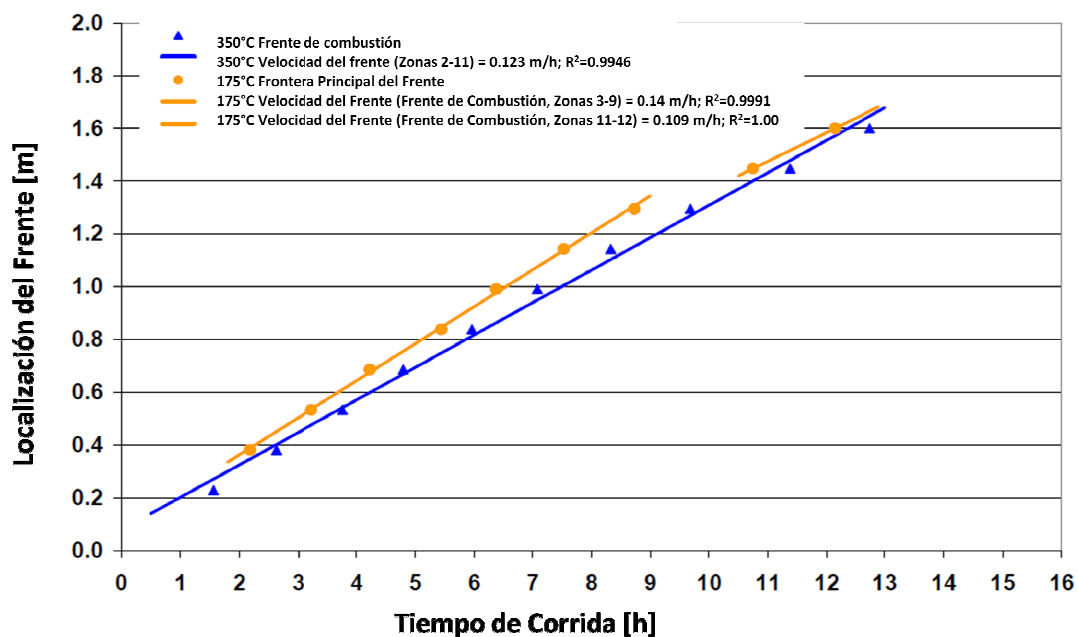


Figura 4.9. Localizaciones del Frente de Combustión.

4.3 REQUERIMIENTOS DE AIRE Y COMBUSTIBLE

4.3.1 CORRIDA TOTAL

El análisis producto del gas medido mediante cromatografía de gas esta tabulado como una función del tiempo de la corrida en la Tabla 4.7. El análisis de la composición del gas producido tiene como fin el revelar el estado de la prueba (si es estable o no) y pueden ser indicativos del comportamiento del fenómeno de combustión (como el craqueo y el requerimiento de aire).

Tabla 4.7. Composición del Gas Producido [% mol].

Tiempo [h]	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	H ₂ S	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	2MP	nC ₆	H ₂	Factor de Dilución
-2.32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1.91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.43	0.3	88.83	1.42	2.81	6.22	0	0.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.31	0.11
1.85	0.08	87.16	0.36	2.4	9.23	0.04	0.17	0	0.03	0.05	0	0	0	0	0	0	0.47	0.44
2.26	0.05	81.62	0.21	1.74	15.65	0.04	0.2	0	0.04	0.07	0.01	0.02	0	0.01	0	0.02	0.32	0.76
2.68	0.05	76.3	0.17	1.69	21.14	0.04	0.2	0	0.05	0.08	0.02	0.03	0	0.01	0	0.01	0.21	0.93
3.1	0.05	78.73	0.17	2.79	17.82	0.04	0.11	0	0.04	0.07	0.02	0.04	0	0.02	0	0	0.09	0.98
3.51	0.05	80.75	0.17	3.01	15.67	0.03	0.07	0.02	0.03	0.04	0.02	0.03	0.01	0.02	0	0	0.07	0.97
3.93	0.05	81.47	0.17	3.01	14.99	0.03	0.05	0.02	0.03	0.03	0.02	0.03	0.01	0.02	0	0	0.06	0.98
4.35	0.05	81.72	0.17	3.01	14.78	0.03	0.05	0	0.02	0.03	0.02	0.02	0.01	0.02	0	0	0.06	0.97
4.77	0.05	81.94	0.17	2.97	14.61	0.03	0.04	0	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0	0	0.07	0.98
5.18	0.06	81.92	0.19	2.9	14.66	0.03	0.05	0	0.02	0.02	0.01	0.02	0	0.03	0	0	0.09	0.88
5.6	0.05	81.97	0.16	2.83	14.7	0.03	0.04	0	0.02	0.02	0.01	0.02	0	0.02	0	0	0.11	0.98
6.02	0.05	81.64	0.16	2.68	15.1	0.03	0.06	0.02	0.03	0.03	0.01	0.02	0	0.02	0	0	0.15	0.99
6.44	0.05	81.21	0.16	2.58	15.64	0.03	0.05	0.02	0.03	0.03	0.01	0.02	0	0.02	0	0	0.14	0.99
6.85	0.05	79.63	0.16	2.47	17.38	0.03	0.04	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0	0.02	0	0	0.12	0.99
7.27	0.05	78.32	0.16	2.45	18.78	0.03	0.03	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.02	0	0	0.09	1
7.69	0.05	78.38	0.21	2.58	18.53	0.03	0.03	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.02	0	0	0.11	0.76
8.11	0.05	78.92	0.16	2.71	17.9	0.03	0.04	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.02	0	0	0.09	0.98
8.53	0.05	79.83	0.16	2.8	16.89	0.03	0.05	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.01	0	0	0.08	0.98
8.94	0.05	80.24	0.16	2.93	16.37	0.03	0.05	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.01	0	0	0.08	0.98

(Continuación) Tabla 4.7. Composición del Gas Producido [% mol].

Tiempo [h]	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	H ₂ S	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	2MP	nC ₆	H ₂	Factor de Dilución
9.36	0.05	79.93	0.17	2.86	16.76	0.03	0.05	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.01	0	0	0.07	0.96
9.78	0.05	79.74	0.16	2.92	16.89	0.03	0.05	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0.01	0	0	0.05	0.99
10.2	0.05	80.03	0.16	2.95	16.62	0.03	0.04	0	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0	0.06	0.99
10.62	0.05	79.62	0.17	2.81	17.06	0.03	0.08	0	0.03	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0.09	0.94
11.04	0.12	79.56	0.16	2.74	17.17	0.03	0.07	0	0.03	0.03	0.01	0.02	0	0	0	0	0.06	0.99
11.45	0.22	80.33	0.16	2.91	16.09	0.03	0.05	0	0.02	0.02	0.03	0.07	0	0	0	0	0.05	1
11.87	0.18	80.55	0.17	2.93	16.01	0.02	0.04	0	0.02	0.02	0	0.01	0	0	0	0	0.05	0.95
12.29	0.14	79.67	0.16	2.75	17.05	0.03	0.07	0	0.02	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0.06	1
12.71	0.12	78.67	0.16	2.67	18.08	0.03	0.07	0	0.02	0.03	0.03	0.07	0	0	0	0	0.05	0.99
13.12	0.13	78.19	0.16	2.87	18.45	0.03	0.06	0	0.02	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0.04	0.99
13.54	0.13	77.46	0.19	2.89	19.1	0.03	0.07	0	0.02	0.03	0.01	0.01	0	0	0	0	0.05	0.87
13.96	0.13	75.4	0.21	2.73	21.16	0.03	0.06	0	0.03	0.03	0.04	0.11	0	0	0	0	0.08	0.76
14.38	0.16	66.3	0.5	2.26	30.68	0	0.05	0	0.02	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0.32
14.8	0.2	56.73	0.84	1.83	40.35	0	0.04	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.19
15.21	0.37	46.93	1.41	1.35	40.6	0	0	9.34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.11

** El Factor de Dilución es la fracción de gas producido que no es Helio, el cual resulta del flujo de gas inerte (antes de la inyección de aire) o de la purga de Helio (después de la inyección de aire). El Helio es utilizado como gas transportador en los cromatógrafos de gas, y por lo tanto no se detecta. El área total GC es un indicio de la cantidad de gas analizado en la muestra.

El análisis de la composición del gas esta mostrada gráficamente en las Figuras 4.10 y 4.11 para la combustión y para los gases hidrocarburos respectivamente. Los gases de combustión mostrados en la Figura 4.10 revelan generalmente composiciones estables sobre el periodo de la prueba y son indicativos de combustiones vigorosas (reacciones de rompimiento de enlaces) en la región de alta temperatura. La producción de dióxido de carbono arriba del 15% puede sugerir alguna descomposición de la dolomita carbonatada. Se produjeron gases de hidrocarburos ligeros y esto es un resultado probable del craqueo debido a los altos picos de temperatura del frente y a los desprendimientos. La curva etiquetada como "Dilución de helio" representa el porcentaje del gas que no es helio.

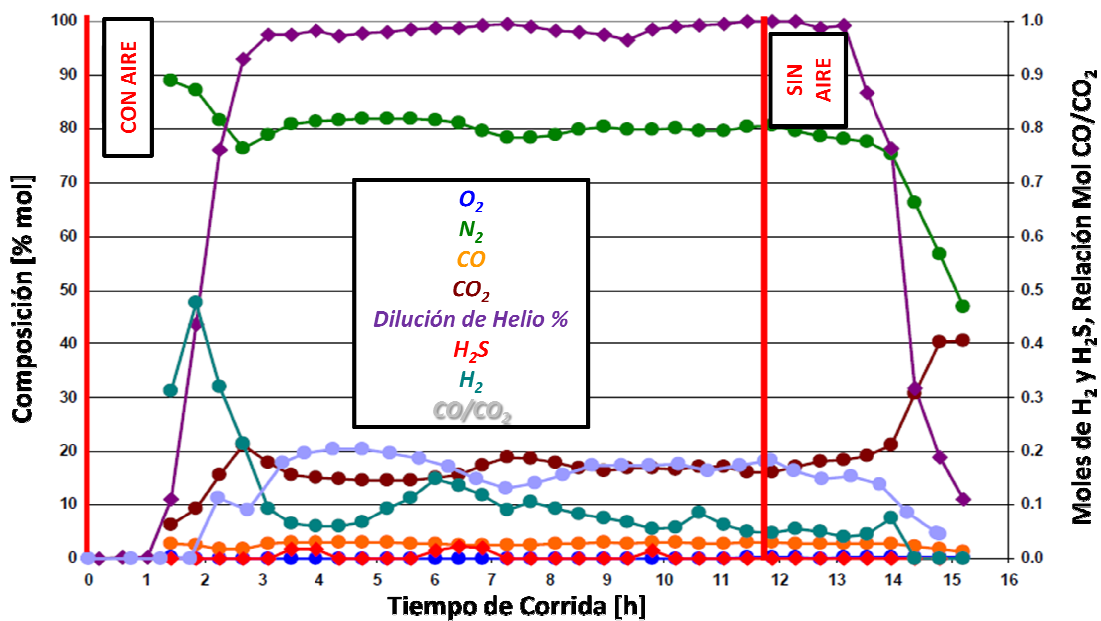


Figura 4.10. Composiciones del Gas de Combustión Producido.

Un resumen de la inyección de aire y consumo de combustible, incrementales y acumulados, basados en cálculos estequiométricos con respecto al tiempo, están contenidos en la Tabla 4.8. Los parámetros presentados en la tabla incluyen: consumo de combustible acumulativo e incremental, inyección de aire acumulativa e incremental en base al nitrógeno producido, relación incremental aire a combustible, relación atómica incremental aparente hidrógeno a carbono, la producción acumulada de CO₂, O₂, N₂, CO, H₂S, CH₄, el aire inyectado incremental y acumulado en base a la medición de masa que entra, y la fracción de oxígeno del aire inyectado; y todos estos parámetros referidos a un tiempo de corrida para su comparación y análisis.

Tabla 4.8. Parámetros Incrementales de Aire y Combustible.

Tiempo [h]	Consumo de Combustible		Inyección de Aire *		Relación A/C [m ³ /kg]	Relación H/C de Combustible	Producción Acumulada por Componentes [L(ST)]						Resumen de la Inyección de Aire		
	Ac. [g]	Inc. [g/h]	Ac. [g]	Inc. [g/h]			CO ₂	O ₂	N ₂	CO	H ₂ S	CH ₄	Ac. [g]	Inc. [g/h]	Y _{O₂}
0							0	0	0	0	0	0	3.89	233.28	0.2214
0.75							0	0	0	0	0	0	178.85	233.28	0.2214
1.25							0	0	0	0	0	0	295.49	233.28	0.2214
1.75							0	0	0	0	0	0	412.13	233.28	0.2214
2.25	8.65	17.3	91.32	182.63	10.56	5.68	13.44	0.05	71.1	1.53	0	0.18	528.77	233.28	0.2214
2.75	22.7	28.1	211.87	241.11	9.33	3.22	38.61	0.11	164.96	3.83	0	0.39	645.41	233.28	0.2214
3.37	38.06	24.9	359.58	239.52	9.45	2.35	62.2	0.18	279.97	8.05	0.02	0.63	789.26	233.28	0.2214
3.75	46.5	22.03	444.31	221.04	9.55	1.6	74.62	0.23	345.94	10.5	0.03	0.77	878.69	233.28	0.2214
4.25	60.15	27.29	583.8	278.98	9.71	1.93	94.34	0.3	454.54	14.5	0.04	0.99	995.32	233.28	0.2214
4.75	70.59	20.88	691.67	215.75	9.8	1.73	109.33	0.35	538.54	17.55	0.04	1.16	1111.96	233.28	0.2214
5.25	81.88	22.59	808.6	233.85	9.87	1.78	125.62	0.41	629.57	20.76	0.04	1.36	1228.6	233.28	0.2214
5.75	93.18	22.6	925.34	233.49	9.93	1.78	142.11	0.47	720.47	23.85	0.04	1.55	1345.24	233.28	0.2214
6.25	106.03	25.69	1056.03	261.37	9.96	1.81	161.35	0.54	822.22	27.13	0.07	1.75	1461.88	233.28	0.2214
6.75	120.9	29.75	1199.18	286.3	9.92	1.8	184.95	0.61	933.68	30.61	0.1	1.98	1578.52	233.28	0.2214
7.25	133.19	24.57	1309.85	221.35	9.83	1.6	205.52	0.67	1019.85	33.3	0.1	2.16	1695.16	233.28	0.2214
7.75	142.52	18.66	1394.18	168.65	9.78	1.44	220.95	0.71	1085.5	35.48	0.1	2.33	1811.8	233.28	0.2214
8.25	155.59	26.15	1515.65	242.94	9.74	1.47	241.91	0.77	1180.08	38.75	0.1	2.53	1928.44	233.28	0.2214
8.75	168.59	25.99	1640.2	249.11	9.73	1.43	262.04	0.84	1277.06	42.22	0.1	2.73	2045.08	233.28	0.2214
9.25	179.06	20.94	1740.36	200.32	9.72	1.35	278.27	0.89	1355.05	45.03	0.1	2.89	2161.72	233.28	0.2214

(Continuación) Tabla 4.8. Parámetros Incrementales de Aire y Combustible.

Tiempo [h]	Consumo de Combustible		Inyección de Aire *		Relación A/C [m ³ /kg]	Relación H/C de Combustible	Producción Acumulada por Componentes [L(ST)]						Resumen de la Inyección de Aire		
	Ac. [g]	Inc. [g/h]	Ac. [g]	Inc. [g/h]			CO ₂	O ₂	N ₂	CO	H ₂ S	CH ₄	Ac. [g]	Inc. [g/h]	Y _{O₂}
9.75	190.88	23.65	1852.27	223.82	9.7	1.35	296.71	0.94	1442.18	48.22	0.11	3.06	2278.36	233.28	0.2214
10.25	203.02	24.28	1968.06	231.58	9.69	1.34	315.51	1	1532.33	51.52	0.11	3.25	2395	233.28	0.2214
10.75	215.51	24.99	2086.02	235.92	9.68	1.32	335.23	1.09	1624.18	54.74	0.11	3.44	2511.64	233.28	0.2214
11.32	228.61	23.11	2212.63	223.43	9.68	1.31	355.48	1.33	1722.76	58.25	0.11	3.64	2643.83	233.28	0.2214
11.75	238.91	23.78	2313.59	232.98	9.68	1.26	371.14	1.52	1801.36	61.11	0.11	3.8	2744.92	233.28	0.2214
11.77	239.54	37.75	2319.76	370	9.68	1.1	372.09	1.53	1806.16	61.28	0.11	3.81	2748.9	238.8	0.2214
11.85	241.06	18.2	2334.63	178.46	9.68	1.11	374.39	1.55	1817.74	61.71	0.11	3.83	2748.9	0	0.2214
12.25	249.63	21.42	2416.11	203.7	9.68	1.22	387.88	1.67	1881.18	63.91	0.11	3.96	2748.9	0	0.2214
12.75	260.19	21.13	2512.42	192.63	9.66	1.23	405.16	1.79	1956.17	66.47	0.11	4.12	2748.9	0	0.2214
13.25	271.64	22.9	2613.9	202.96	9.62	1.21	424.06	1.92	2035.18	69.38	0.11	4.29	2748.9	0	0.2214
13.75	280.66	18.03	2689.56	151.31	9.58	1.13	439.56	2.02	2094.09	71.55	0.11	4.44	2748.9	0	0.2214
14.25	286.53	11.74	2727.4	75.68	9.52	1.04	451.41	2.09	2123.55	72.58	0.11	4.62	2748.9	0	0.2214
14.75	290.69	8.33	2745.7	36.62	9.45	0.95	461.11	2.14	2137.81	73.04	0.11	4.81	2748.9	0	0.2214
14.8	291.45	15.08	2748.9	63.9	9.43	0.87	462.88	2.14	2140.29	73.12	0.12	4.85	2748.9	0	0.2214

*Aire Inyectado Equivalente basado en el Nitrógeno producido.

Ac.: Acumulado. Inc.: Incremental.

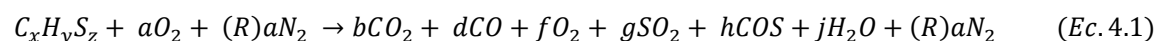
A/C: Aire-Combustible.

H/C: Hidrógeno-Carbono.

Los cálculos de la totalidad del aire y combustible, así como los balances de volumen para los componentes mayores, están resumidos en la Tabla 4.9. El consumo total de combustible durante la corrida completa fue 291 g, mientras que el aire inyectado total fue de 2749 L(ST) o 608.6 L(ST) de oxígeno. El total de la relación aire-combustible fue de 9.43 m³(ST)/kg de combustible, o una relación oxígeno/combustible de 2.09 m³(ST)/kg. Los requerimientos totales de aire y combustible fueron 244 m³(ST)/m³ y 26.0 kg/m³ respectivamente. Esos dos últimos valores están basados sobre un volumen quemado de 11.25 x10⁻³ m³, los cuales representan el 79% del total del volumen del tubo de combustión que fue quemado. El total del oxígeno utilizado fue de 99.7 %. Esto denota que el volumen de aire está basado en el volumen de nitrógeno producido producto de los cálculos de las mediciones de la prueba en seco y análisis del gas producido. Esas lecturas fueron balanceadas para ajustar los gastos medidos de aire inyectado a las mediciones masa-flujo.

El total de carbono e hidrógeno consumidos como combustible fueron 273 g y 18.3 g respectivamente. Esto denota que el consumo de hidrógeno está basado sobre un balance de oxígeno; por lo tanto, las reacciones de oxigenación a baja temperatura (LTO) pueden introducir un error en los valores calculados. El total de la relación atómica aparente hidrogeno-carbono (H/C) fue 0.80.

Muchos de los valores totales arriba mencionados fueron calculados basados en la siguiente ecuación estequiométrica:



Donde:

$$R = \frac{N_2 \text{ fracción mol}}{O_2 \text{ fracción mol}} \quad \text{en el gas de alimentación.}$$

a, b, d, f, g, h, j : son factores experimentales de la reacción.

El aire usado en esta prueba fue obtenido de un cilindro a alta presión como aire sintético, con una relación molar neta oxígeno/nitrógeno de 22.14 : 77.86; por lo tanto, la relación nitrógeno oxígeno fue de 3.52.

Como la temperatura máxima observada dentro del núcleo fue menor a 1000°C, la oxidación del nitrógeno fue despreciada. La masa total de gas combustible producido durante la corrida fue de 13.20 g; y se asume que proviene de componentes no oxidados en el gas producido (excluyendo nitrógeno, pero incluyendo H₂S). El total producido de cada uno de los componentes del gas producido está resumido en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Cálculos Totales de Aire-Combustible.

Cálculos Finales de Gas Producido y Consumo de Combustible:	
Consumo Total de Combustible	291.45 g
Aire Total Requerido	2748.90 litros (ST)
CO ₂ Producido Antes de la Combustión	0.00 litros (ST)
Oxígeno de Alimentación Medido	608.61 litros (ST)
Aire de Alimentación Medio	2748.90 litros (ST)
Volumen Total de Gas Producido (libre de Helio)	2691.32 litros (ST)
Volumen Total de Gas Producido (incluyendo Helio)	4156.23 litros (ST)
Masa de Carbono en los Productos de la Combustión	273.15 g
Masa de Hidrógeno en los Productos de la Combustión	18.30 g
Masa de Azufre en los Productos de la Combustión	0.00 g
Parámetros Generales de Requerimientos de Oxígeno y Combustible:	
Relación Aire/Combustible	9.43 m ³ (ST)/kg
Requerimiento de Aire	244.46 m ³ (ST)/m ³
Requerimiento de Combustible	25.92 kg/m ³
Relación Hidrógeno/Carbono	0.80
Oxígeno Total Utilizado	99.65 %
Relación Total (CO ₂ +CO)/CO	7.33
Relación Total (CO ₂ +CO)/N ₂	0.25
Oxígeno Reaccionado formando COx	82.35 %
Producción Total de Gas Combustible	13.20 g
Masa de Carbono en el Gas Combustible	10.51 g
Masa de Hidrógeno en el Gas Combustible	2.53 g
Masa de Azufre en el Gas Combustible	0.16 g
Masa Total de Aceite Producido como Gas	304.65 g
Componentes de Producción [litros (ST)]	
CO ₂	462.88
C ₂ H ₄	0.83
C ₂ H ₆	1.71
H ₂ S	0.12
C ₃ H ₆	0.69
C ₃ H ₈	0.82
C ₄ ⁺	1.45
O ₂	2.14
N ₂	2140.29
CO	73.12
CH ₄	4.85
H ₂	2.41

4.3.2 PERIODO DE COMBUSTIÓN ESTABILIZADA

Las velocidades del frente de combustión para pruebas de combustiones normales secas y húmedas, están basadas en una tasa de avance de un nivel de temperatura específico en la frontera inicial de la región de mayor temperatura. Las velocidades de la zona de combustión para pruebas de combustiones incompletas o súper-húmedas están basadas en la tasa de avance para un nivel de temperatura específico sobre el borde final de la zona de temperatura elevada.

Dado que la corrida actual se efectúa en seco, la velocidad de combustión está basada en la tasa del avance del flujo descendente o por el borde inicial de la región de la temperatura elevada. La selección del rango de temperatura, el cual es usado para definir la velocidad de combustión, está basada sobre el rango de temperatura en el cual ocurren las reacciones de oxidación/combustión, las cuales son las principales responsables de la movilización del aceite.

Para aceites pesados, la frontera inicial de la zona se encuentra donde las reacciones caen en el rango de alta temperatura ($T > 350^{\circ}\text{C}$) y normalmente se localiza con la región que correlaciona mejor con el perfil de producción de aceite. Para muchos aceites ligeros, la producción de aceite generalmente concuerda con la localización de la frontera inicial que aparece como una región de banco de vapor. Esta es la región del yacimiento donde operan las reacciones oxidación/combustión y que normalmente es referido como el rango de baja temperatura ($T < 350^{\circ}\text{C}$). Los picos de temperatura para muchos aceites ligeros caen en el rango de 300 a 400°C , pero la temperatura a la cual la tasa de energía es mayor está en el rango de 200 a 280°C . La velocidad del frente de combustión para estos aceites ligeros es asumida igual a la condensación o la velocidad del frente de vapor.

Es importante notar que tanto la adición de oxígeno y la combustión, o las reacciones obligadas de separación ocurren en un rango de baja temperatura. El desplazamiento efectivo de aceite es sólo alcanzado cuando el oxígeno es consumido por las reacciones de combustión o de fragmentaciones obligadas.

El nivel de temperatura usado para establecer la localización del frente de combustión fue seleccionado como 350°C el cual corresponde a las reacciones de combustión ocurridas en el rango de alta temperatura. La tasa de avance de la localización a la frontera inicial cuando la temperatura primero alcanza esta temperatura se asume para representar el frente de combustión.

La Tabla 4.10 presenta el promedio de las composiciones del gas producido correspondientes a dos porciones de la prueba donde la tasa de propagación del frente en el tubo de combustión y la composición del gas producido, fueron relativamente estables. Como se muestra en la Figura 4.10, las composiciones de los gases de combustión producidos parecen ser impactados por la

generación de dióxido de carbono asociada con la descomposición del núcleo. El promedio de la composición de gas en el periodo de 3.51 a 6.44 horas parece reflejar sólo la generación de dióxido de carbono debido a las reacciones de combustión. El periodo de tiempo de 6.85 a 8.11 horas es un periodo de transición donde el CO₂ parece ser generado por la descomposición del núcleo en la región del termopar #5. La composición de gas entre 8.53 y 12.29 horas puede ser impactado por la generación de CO₂ desde el núcleo a temperaturas máximas asociadas con las Zonas de la 7 a la 10, sin embargo es erróneo que el nivel promedio de CO₂ en este período de tiempo no se encuentra en exceso de los niveles observados en las pruebas con núcleos de roca arenisca.

La Tabla 4.11 provee el promedio de parámetros de combustión correspondientes al avance de la frontera inicial de 350°C en dos periodos para los cuales el promedio de las composiciones de gas fueron evaluadas.

Tabla 4.10. Dos Periodos de Composición Estable del Gas Producido.

Componente	% Mol* (3.51-6.44 horas)	% Mol* (8.53-12.29 horas)
CO ₂	15.02	16.69
CO	2.88	2.86
O ₂	0.05	0.1
N ₂	81.58	79.95
CH ₄	0.17	0.16
C ₂ H ₄	0.03	0.03
C ₂ H ₆	0.05	0.06
C ₃ H ₆	0.03	0.02
C ₃ H ₈	0.03	0.03
C ₄	0.07	0.04
H ₂ S	0.01	0
H ₂	0.09	0.06

*El tiempo de estabilización del frente de combustión fue de 1.56 a 12.75 horas.

Tabla 4.11. Resumen de los Parámetros de Combustión Estabilizada.

	Al avance de 350° C	
Localización del Frente Combustión	A la entrada	
Intervalo de la Composición del Gas	3.51 a 6,44 h	8.53 a 12.29 h
Localización del Flujo de Aire	A la entrada	
Relación Aire/Combustible	10.22 m ³ (ST)/kg	9.83 m ³ (ST)/kg
Flux de Aire	30.03 m ³ (ST)/m ² h	
Velocidad del Frente de Combustión	0.123 m/h	
Aire Requerido	244.06 m ³ (ST)/m ³	
Combustible Requerido	23.87 kg/m ³	25.60 kg/m ³
Relación Atómica Aparente H/C	1.53	0.93
Porcentaje de Oxígeno Utilizado	99.77	
Porcentaje del Oxígeno Convertido a COx	70.65	79.89
Relación (CO ₂ +CO)/CO	6.2	6.8
Relación (CO ₂ +CO)/N ₂	0.22	0.24
Porcentaje Mol de O ₂ en el Gas de Alimentación	22.14%	
Relación N ₂ /O ₂ en el Gas de Alimentación	3.52	

Los niveles altos de CO₂ y bajos de CO en el gas producido están normalmente asociados con la combustión de aceite previamente oxidado. Como se muestra posteriormente, el aceite producido exhibe incrementos en la producción de asfaltenos y en las viscosidades a comparación del aceite original. Los cambios en las propiedades del aceite sugieren que las reacciones a la adición de oxígeno ocurrieron en la región de la meseta de vapor (normalmente definido como oxidaciones a baja temperatura).

La Figura 4.9 muestra que la velocidad del frente de combustión fue relativamente constante en toda la corrida. La velocidad del frente de combustión fue de 0.123 m/hr a un flux promedio de aire de 30.03 m³(ST)/m²hr traducido a un requerimiento de aire de 244m³(ST)/m³ (244 ft³(ST) de aire por ft³ de yacimiento).

Los parámetros de oxígeno estabilizado y de requerimiento de combustible están basados sobre un tubo de sección de área transversal de 7.77x10⁻³ m² y un flux de inyección de aire de 30.03 m³(ST)/m²hr. Otros parámetros reportados en la Tabla 4.11 incluyen la relación oxígeno/combustible, la relación atómica aparente hidrógeno a carbono (H/C), porcentaje de oxígeno utilizado, la fracción del oxígeno reaccionado que es convertido a óxidos de carbono, y las relaciones (CO₂+CO)/CO y (CO₂+CO)/N₂ correspondientes a los dos promedios de las composiciones de gas producido. Todos los parámetros anteriores reflejan la naturaleza del comportamiento del fenómeno de combustión así como los requerimientos necesarios para su sostenimiento. Una alta producción de CO₂ representa combustiones más vigorosas que a diferencia de una combustión con alta producción de CO.

4.4 HISTORIAL DE LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO

La Tabla 4.12 presenta el historial de las producciones incremental y acumulada de líquido y esas cantidades se presentan en la Figura 4.12. La saturación inicial de agua en el tubo de combustión fue premezclada para un valor inicial de 24.3 %. La tabla indica que 338.4 gr (19.0% del agua inicial en el sistema) fue producida durante el flujo de gas (ver Figura 4.13). La Figura 4.14 presenta la recuperación de aceite y agua como un porcentaje de la porción inicial en el sitio con respecto al correspondiente volumen de poro de gas inyectado después de que el gas haya rebasado al aceite debido a su mayor movilidad. La figura muestra solo la producción de aceite después de 7 horas del tiempo de la corrida pero con una producción de agua significativa debida en parte a una baja saturación de aceite. Esa producción incluye el agua inicial desde las líneas y aceite y agua desde el núcleo empacado. La Figura 4.15 presenta el aceite recuperado como un porcentaje del aceite inicial en términos del volumen quemado, es decir la ubicación de la frontera inicial de 350° C como se muestra en la Figura 4.9.

Tabla 4.12. Historial de Producción de Líquido.

Tiempo (horas)	Aceite (g)	Aceite Acumulado (g)	Agua (g)	Agua Acumulada (g)	Relación Agua/Aceite	Agua Libre (% masa)	Emulsión (% masa)	Agua en Emulsión (% masa)
-3.73	0.00	0.00	235.90	235.90	-	100.00	0.00	-
-2.90	0.00	0.00	102.50	338.40	-	100.00	0.00	-
0.00	0.00	0.00	0.00	338.40	-	-	-	-
5.18	0.00	0.00	394.20	732.60	-	100.00	0.00	-
7.22	1.30	1.30	353.30	1085.90	278.09	99.40	1.00	63.40
9.08	173.40	174.60	303.60	1389.50	1.75	54.10	64.80	43.90
11.12	277.70	452.30	223.90	1613.30	0.81	0.00	94.30	41.30
11.92	72.00	524.30	69.10	1682.50	0.96	0.00	89.10	42.70
14.38	226.20	750.50	199.90	1882.40	0.88	0.00	100.00	46.90
14.47	44.80	795.20	164.10	2046.50	3.67	82.40	34.80	39.70
Líneas	61.70	856.90	73.10	2119.60	1.19	56.50	69.30	34.00

*Agua Libre: Porcentaje en masa del total de agua separada por segregación o por centrifugado.

Emulsión: Porcentaje en masa del fluido total de producción que fue separada como una fase emulsionada después del centrifugado.

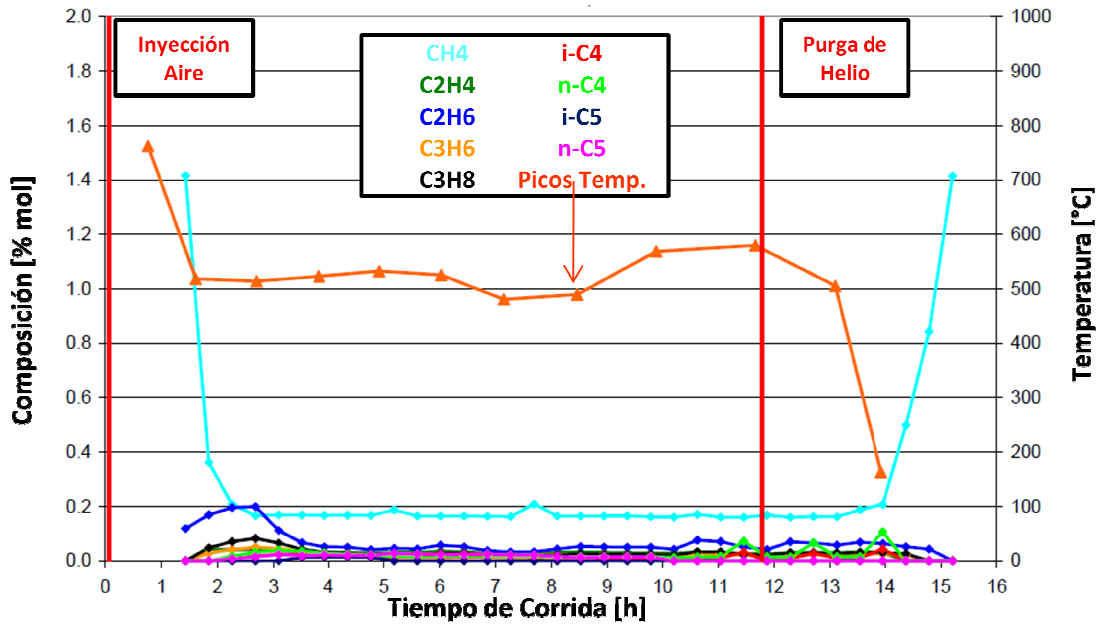


Figura 4.11. Composición de Hidrocarburos Ligeros Producidos.

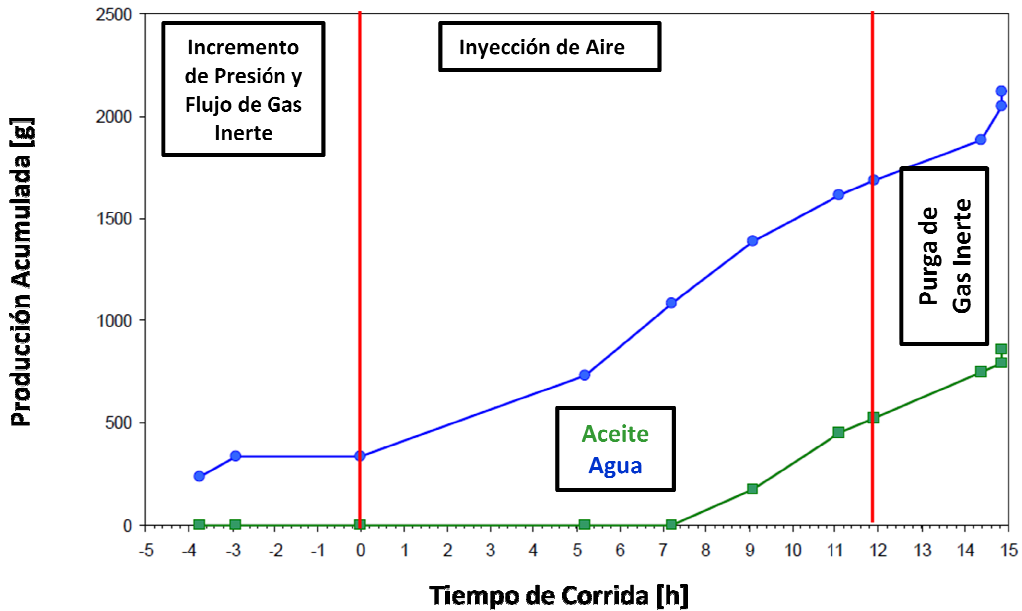


Figura 4.12. Producción de Agua y Aceite (Masas Acumuladas).

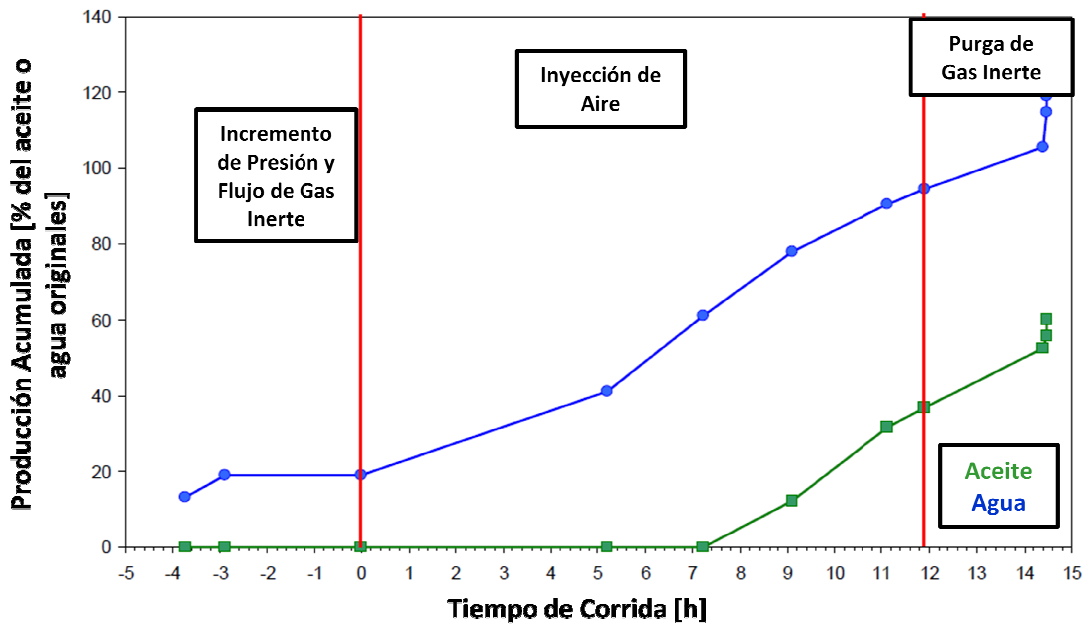


Figura 4.13. Producción de Agua y Aceite (Considerando Condiciones Iniciales).

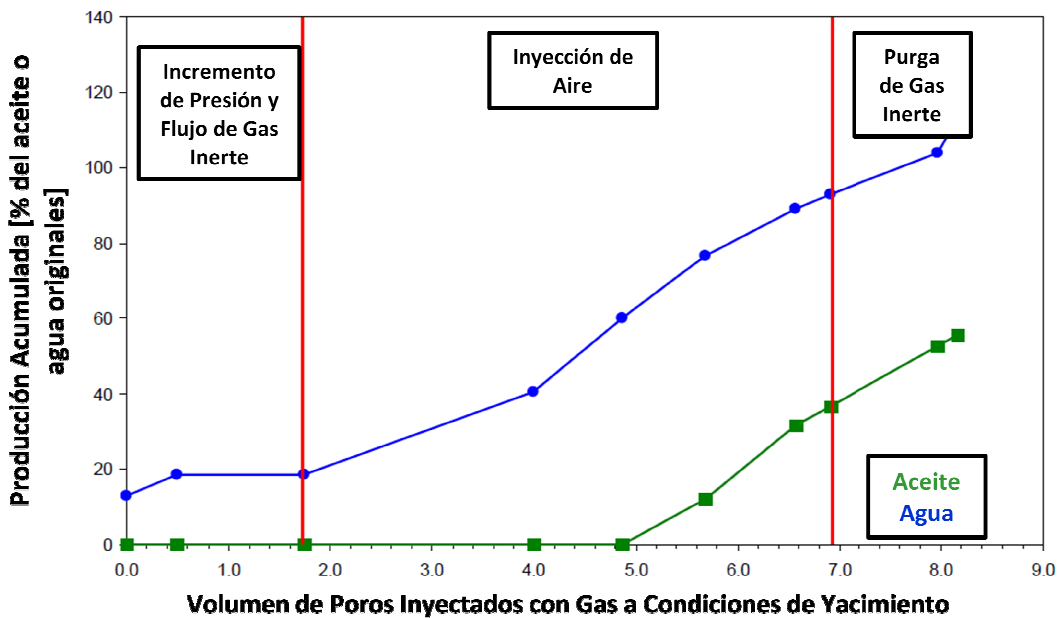


Figura 4.14. Producción Acumulada de Líquido (Volumen de Poros Inyectados).

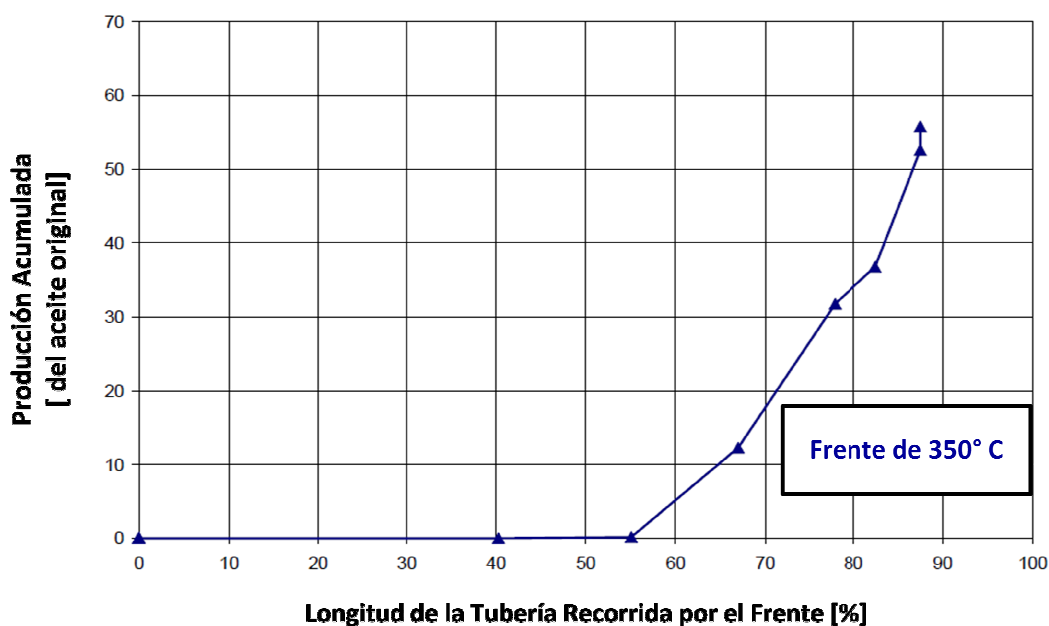


Figura 4.15. Gráfica Aceite Recuperado – Volumen Quemado.

La Tabla 4.11 muestra que antes del inicio de la inyección, cerca de 0 g de aceite y 338 g de agua fueron producidos y al final de la inyección de aire, cerca de 518 g de aceite y 1676 g de agua fueron producidos respectivamente. El total de aceite producido al final de la corrida fue 857 g. El aceite recuperado es cerca del 60% del aceite original en el núcleo (1426 g), remarcando que solo se barrió el 79% del núcleo antes de terminar la inyección.

4.5 EXTRACCIONES Y SEPARACIONES

4.5.1 SEPARACIÓN DE LAS MUESTRAS DE LÍQUIDOS PRODUCIDOS

El proceso de separar las fases producidas de agua y aceite fueron las siguientes: primero se removió el agua libre recolectada en el fondo de los frascos de líquido producido (por medio de una jeringa), se cuantificó, filtró y apartó para su análisis. El bitumen y agua remanentes y/o emulsiones fueron precalentadas a 65-70°C, transferidos a tubos cónicos, taponados y centrifugados a 65°C (centrifugado en caliente) a 2500 rpm durante una hora. Entonces se retiró el sobrenadante de aceite limpio. El agua separada, la emulsión y algo de aceite (de la capa de aceite del fondo) fueron enjuagados con tolueno dentro de un matraz de destilación de 1 ℓ que contenía los enjuagues de tolueno del frasco de la muestra y la jeringa. Se aplicó una destilación de tipo

Dean-Stark a esta porción para remover el agua remanente, la cual subsecuentemente fue cuantificada y descartada. Cada muestra, por lo tanto, dio una fracción de agua libre (inicialmente removida), y una fracción de agua residual (de la destilación Dean-Stark). Una vez conocida la masa total de agua, la masa total de aceite puede ser determinada por la diferencia de la masa total de la muestra. Donde existen suficientes cantidades, las muestras de aceite fueron usadas para análisis de propiedades.

4.5.2 EXTRACCIÓN Y ANÁLISIS DEL NÚCLEO DESPUÉS DE LA PRUEBA

Después de la prueba, el núcleo fue removido del tubo en segmentos de aproximadamente 1 Kg, y cada segmento fue almacenado en una bolsa hermética para su posterior análisis. La Tabla 4.13 provee las propiedades de los paquetes de núcleo después de la combustión y la Tabla 4.14 da una descripción de la apariencia del núcleo después de la combustión. Como se esperaba, las mallas de arena 16m y 20/30 m localizadas al final de la producción estaban mojadas y aceitosas debido a que el aceite desplazado fue recolectado al final de la producción. Los Núcleos 1 y 2 contenían algo de aceite pero no estaban mojados en comparación de la malla. Se observaron núcleos sin residuos de aceite después del Núcleo 4, la cual es la sección del núcleo barrida por el frente de alta temperatura.

Tabla 4.13. Propiedades del Empaque de Núcleo después de la Combustión.

Designación de la Muestra	Número de Muestra	Profundidad Media [m]	Peso Muestra [g]	Aceite [% peso]	Agua [% peso]	Coque [% peso]	Aceite [g]	Agua [g]	Coque [g]
Malla 16m Producción-1	1	1.808	548.6	7.66	6.17	0.21	42.01	33.85	1.15
Malla 16m Producción-2	2	1.768	377.2	3.89	5.62	0.24	14.67	21.18	0.92
Malla 20/30m Producción-1	3	1.73	558.2	5.72	2.63	0.92	31.93	14.68	5.14
Núcleo 1-1	4	1.685	449.7	4.4	0.6	0	19.81	2.69	0
Núcleo 1-2	5	1.65	122.4	0.94	0.31	0	1.15	0.38	0
Núcleo 1-3	6	1.63	452.9	0.22	0.27	0	1.01	1.22	0
Núcleo 2-1	7	1.6	491.5	0.02	0.34	0	0.1	1.68	0
Núcleo 2-2	8	1.558	510.4	0.01	0.37	0	0.07	1.88	0
Núcleo 3	9	1.49	1004.7	0.01	0.37	0	0.1	3.7	0
Núcleo 4	10	1.405	961.3	0.01	0.37	0	0.1	3.57	0
Núcleo 5	11	1.325	940.2	0.01	0.37	0	0.09	3.46	0
Núcleo 6	12	1.243	970.7	0.02	0.37	0	0.2	3.59	0
Núcleo 7	13	1.155	1033.7	0.01	0.33	0	0.07	3.43	0
Núcleo 8	14	1.07	941.8	0.01	0.33	0	0.06	3.14	0
Núcleo 9	15	0.99	984.2	0.01	0.37	0	0.05	3.68	0
Núcleo 10	16	0.908	986.8	0.01	0.33	0	0.06	3.28	0
Núcleo 11	17	0.813	1293.1	0.01	0.37	0	0.11	4.75	0
Núcleo 12	18	0.725	751.3	0	0.2	0	0.03	1.51	0
Núcleo 13	19	0.65	973.4	0	0.24	0	0.05	2.3	0
Núcleo 14	20	0.56	1055.6	0	0.27	0	0.05	2.83	0
Núcleo 15	21	0.468	1008.2	0.01	0.24	0	0.11	2.4	0
Núcleo 16	22	0.385	937.5	0	0.34	0	0.02	3.21	0
Núcleo 17	23	0.298	1106.7	0	0.3	0	0.03	3.34	0
Núcleo 18	24	0.21	791.8	0	0.34	0	0.03	2.71	0
Núcleo 19	25	0.13	1056.7	0	0.3	0	0.02	3.21	0
Núcleo 20 + Malla 20/30m Inyección	26	0.07	325.1	0	0.3	1.3	0.01	0.99	4.21
Malla 20/30m Iny. + Malla 16m Iny.	27	0.025	517.9	0	0.34	1.29	0.02	1.78	6.7
Total			21151.3				111.97	134.46	18.13

Tabla 4.14. Descripción del Núcleo Pos-Combustión.

Muestra	Masa [g]	Profundidad Incremental [mm]	Prof. desde Producción [mm]	Prof. desde Inyección [mm]	Descripción
Malla 16m Producción-1	548.55	45	45	1785	Malla aceitosa
Malla 16m Producción-2	377.17	35	80	1750	Ligera saturación de aceite
Malla 20/30m Producción-1	558.15	40	120	1710	Muy poco aceite
Núcleo 1-1	449.72	50	170	1660	Núcleo saturado de aceite
Núcleo 1-2	122.44	20	190	1640	Contenido de coque en la pared
Núcleo 1-3	452.88	20	210	1620	Núcleo parcial y limpiamente quemado
Núcleo 2-1	491.5	40	250	1580	Núcleo parcial y limpiamente quemado, con un poco de coque en la pared
Núcleo 2-2	510.41	45	295	1535	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 3	1004.69	90	385	1445	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 4	961.34	80	465	1365	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 5	940.21	80	545	1285	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 6	970.66	85	630	1200	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 7	1033.72	90	720	1110	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 8	941.78	80	800	1030	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 9	984.16	80	880	950	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 10	986.77	85	965	865	Oscurecimiento de la pared
Núcleo 11	1293.11	105	1070	760	Núcleo limpiamente quemado, un poco de material consolidado se adjunta a la pared
Núcleo 12	751.29	70	1140	690	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 13	973.4	80	1220	610	Núcleo limpiamente quemado, incrustaciones en la pared del tubo
Núcleo 14	1055.55	100	1320	510	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 15	1008.18	85	1405	425	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 16	937.46	80	1485	345	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 17	1106.69	95	1580	250	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 18	791.78	80	1660	170	Núcleo limpio, color café en la pared
Núcleo 19	1056.74	80	1740	90	Núcleo limpiamente quemado
Núcleo 20 + Malla 20/30m Inyección	325.06	40	1780	50	Malla limpia
Malla 20/30m Inyección + Malla 16m Inyección	517.93	50	1830	0	Malla limpia
Total	21151.3	1830			

De acuerdo al análisis realizado al núcleo, cada sección del núcleo fue homogeneizada y una porción de cada muestra (cerca de 15 g) fue medida en un cartucho Soxhlet previamente puesto a peso constante que luego fue colocado en un aparato de extracción Soxhlet con una trampa de Dean-Stark adjunta. La extracción se llevó a cabo entre 16 y 36 horas (dependiendo de la saturación del núcleo) usando tolueno como solvente extractor.

Después del proceso de extracción, el agua recolectada en la trampa Dean-Stark adjunta, fue transferida a un cilindro graduado y cuantificada. El aceite pesado extraído fue separado del solvente usando una evaporación rotaria. El matraz con aceite pesado fue puesto en una campana de extracción para permitir evaporar el tolueno residual (el peso de la muestra fue monitoreado hasta que se hizo constante). Mientras tanto, el cartucho Soxhlet con el núcleo extraído fue colocado en una campana de extracción hasta evaporar la mayor parte del tolueno fue evaporado. Esto fue colocado en el horno a 120°C toda la noche para remover cualquier residuo de tolueno. Por último, muestras de núcleo extraídas, limpias y secas y muestras de núcleo sin quemar fueron medidas dentro de depósitos previamente pesados y calentados a 600°C durante 16 horas. Cada uno fue enfriado en un desecador y entonces la pérdida de masa de las muestras a la misma temperatura en relación a las muestras no quemadas, se asumió igual al coque depositado en el núcleo durante la prueba.

La Figura 4.16 muestra la localización y cantidad del aceite residual, agua y saturaciones de coque en el núcleo después de la prueba con el pico del frente de temperatura observado en cada zona del paquete de núcleo. El aceite extraíble recuperado principalmente de la región no quemada fue de 112 g. La Figura 4.16 muestra que el aceite extraído fue en la Zona 12 donde el aire fue interrumpido. El resto de las zonas mostraron una cantidad insignificante de aceite dado que la alta temperatura de combustión movió todo el aceite corriente abajo para ser producido. La Figura 4.16 también muestra cantidades muy pequeñas de coque en todas las zonas. La cantidad total de coque encontrado después de la prueba fue de 18.1 g.

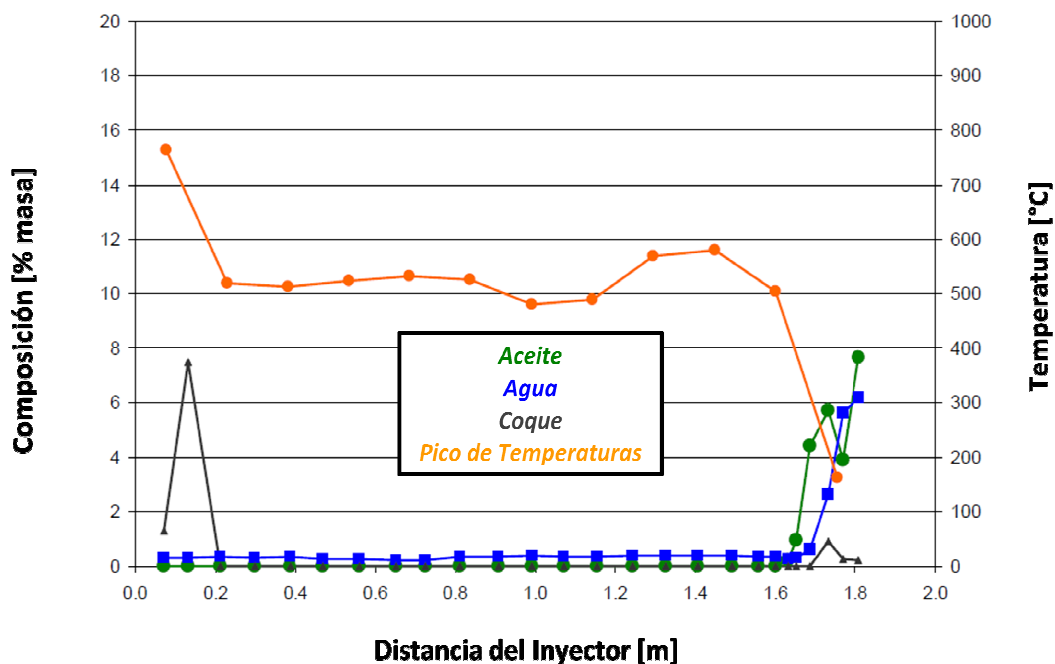


Figura 4.16. Saturaciones Residuales de Aceite, Agua y Coque.

4.6 BALANCE DE MATERIA

A fin de obtener un balance de materia completo, se pesaron todos los fluidos dentro y fuera del sistema. La Tabla 4.15 presenta un resumen de los fluidos adicionados y producidos durante la corrida. El balance de aceite tuvo un error del 9.43 % y el balance de agua tuvo uno de -17.02 %. La masa de agua generada durante la combustión fue calculada de los cálculos del consumo de hidrógeno, y el agua producida como vapor se basó en asumir que el gas producido fue saturado con agua a 0 °C (la temperatura fría de la trampa). Los errores en los balances de agua y aceite se debieron en parte al “flasheo” a presión atmosférica como es el caso de los fluidos producidos del separador caliente.

Tabla 4.15. Balance de Materia.

a) Balance de Aceite	[gramos]
Aceite Inicial en el Sistema	1426.2
Aceite Producido como Líquido	856.9
Aceite Producido como Gas	13.2
Aceite Producido como Combustible	291.4
Hidrocarburos Residuales en el Empaque	130.1
Total Producido	1291.7
Diferencia	134.5
Porcentaje de Error	9.43
b) Balance de Agua	[gramos]
Agua Inicial en el Sistema	1780.3
Agua Inyectada	0
Agua Generada por la Combustión	164.7
Entrada Total	1945
Agua Producida como Líquido	2119.6
Agua Producida como Gas	22
Agua Residual en el Empaque	134.5
Salida Total	2276.1
Diferencia	-331.1.1
Porcentaje de Error	-17.02

4.7 ANÁLISIS HIDROCARBURO Y COMPOSICIONAL

La Tabla 4.16 presenta un análisis composicional para cada muestra de aceite producido, habiendo suficientes muestras disponibles. La tabla indica las cantidades relativas de carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre y asfaltenos en cada muestra. La densidad de cada muestra de aceite, así como su viscosidad (a varias temperaturas) también se proporciona, junto a una indicación de la cantidad relativa de las fracciones de componentes maltenos a 400 °C de la muestra. Estos datos están graficados en las Figuras 4.17 y 4.18. La Figura 4.17 muestra el porcentaje masa de nitrógeno, azufre y la relación H/C de las muestras de líquido producido. El contenido de azufre incrementó en la muestra del valor original de 5.22 a un máximo de 6.83 % masa (Muestra 8, a un tiempo de corrida de 11.92 hr) y entonces disminuyó a 5.97 % masa en la Muestra 9 (a 14.83 hr). El contenido de azufre incrementó otra vez a 6.36 % en la Muestra 10

(14.47 hr). El porcentaje masa de nitrógeno en las muestras de líquido producido mostró una tendencia incremental en comparación a la muestra original con excepción de la Muestra 10. El nitrógeno aumentó de 0.44 en la muestra original a un máximo de 0.49 en la Muestra 7 (11.12 hr) seguido por un descenso hasta un mínimo de 0.41 en la Muestra 10 (14.47 hr). La relación H/C mostró una ligera disminución de 1.5 a 1.45 en la Muestra 10 (14.47 hr). La Figura 4.18 presenta la viscosidad, densidad (grados API), asfaltenos y la fracción de líquido producido a 400 °C. Se observó un incremento total en la viscosidad del aceite producido con respecto a la muestra original. Los valores de densidades API disminuyeron del valor original de 11.17 a 8.05 después de 14.48 horas de corrida (Muestra 10). El contenido de asfaltenos mostró un incremento en todas las muestras. El incremento en las cantidades de asfaltenos concuerda con las altas viscosidades.

Tabla 4.16. Análisis del Aceite Producido.

Número de la Muestra	Tiempo de Corrida [h]	Porciento Masa				Densidad @ 25° C [g/cm ³]	Viscosidad (mPas)			Porciento Masa		
		Carbono	Hidrógeno	Nitrógeno	Azufre		25° C	40° C	55° C	Asfaltenos	Fracción 400° C -	Fracción 400° C +
Aceite Original:		83.66	10.52	0.44	5.22	0.9918	21550	11970	2800	24.8	26.5	48.7
Aceite Producido:												
5	7.22	81.55	10.02	0.45	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
6	9.08	81.8	10.01	0.46	6.04	1.0272	921600	379500	55600	32.06	20.18	47.76
7	11.12	82.13	10.1	0.49	6.3	1.0276	630000	292000	41800	30.36	22.93	46.71
8	11.92	82.19	10.16	0.45	6.83	1.0253	797000	351500	47900	30.91	22.87	46.22
9	14.38	82.38	10.19	0.47	5.97	1.0136	85750	41000	7950	28.95	26.92	44.13
10	14.47	82.66	10.09	0.41	6.36	1.014	138700	65300	11620	28.58	26.88	44.54

*ND: No Determinado

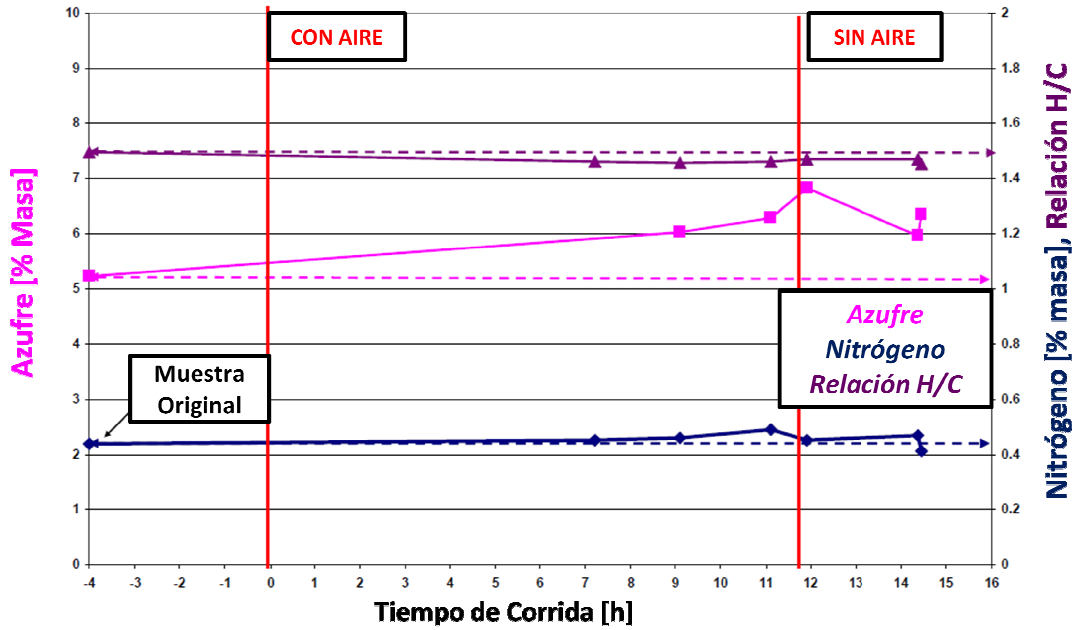


Figura 4.17. Análisis de las Muestras de Aceite Producido (Nitrógeno, Azufre y Relación H/C).

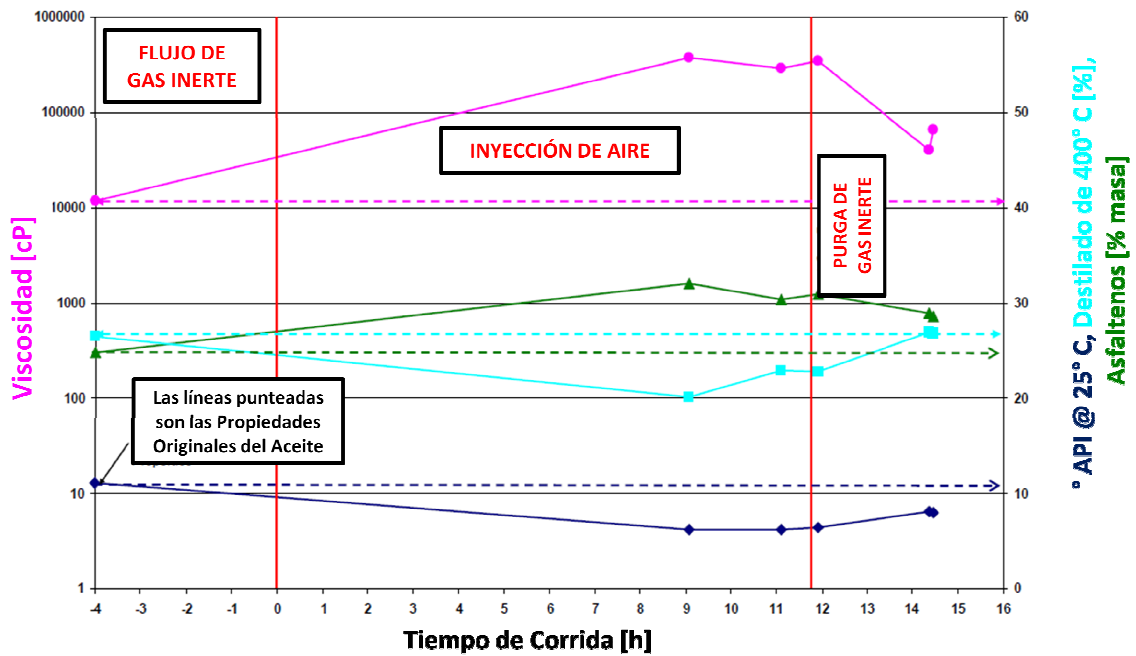


Figura 4.18. Análisis de las Muestras de Aceite Producido.

Todas las muestras de aceite producidas mostraron decremento en las fracciones de C₉ a C₁₂ pero mostraron un incremento en las fracciones de C₁₃ a C₃₀, en comparación de la muestra original de aceite. Las fracciones pesadas C₃₁ a C₉₉ en las muestras de aceite producido generalmente mostraron un decremento en sus fracciones después de 11.92 horas de corrida (Muestra 8).

4.8 ANÁLISIS DEL AGUA

La Tabla 4.17 proporciona las mediciones de pH, sólidos totales y el análisis de cationes y aniones seleccionados para el agua de muestras producidas durante la prueba. Todas las muestras de agua producida mostraron un decremento en su pH de 8.7 a 2.9 de la salmuera original (haciéndose ácida) causado en parte a la disolución de gases ácidos dentro del agua así como de ácidos orgánicos generados por las reacciones de la adición de oxígeno pero no atenuado por los minerales en la matriz central.

Tabla 4.17. Análisis de Muestras Selectas de Agua Producida.

No. Muestra y Tiempo [h]	Tipo	pH	CO ₃ ²⁻ [mg/ℓ]	HCO ₃ ⁻ [mg/ℓ]	Cl ⁻ [mg/ℓ]	SO ₄ ²⁻ [mg/ℓ]	Sólidos Totales [mg/ℓ]	K ⁺ [mg/ℓ]	Ca ²⁺ [mg/ℓ]	Na ⁺ [mg/ℓ]	Mg ²⁺ [mg/ℓ]	Fe ³⁺ [mg/ℓ]
Salmuera Original	Agua Destilada	8.7	45	552.2	11967.8	343.3	21250	<6	<6	1500	10	< 1
Muestra:												
1 (-3.73)	Agua Libre	4.6	ISS	18.3	9928.8	2098.5	19890	34	380	5200	210	71
2 (-2.90)	Agua Libre	8.1	ISS	195.3	11701.8	1690.3	23090	37	420	6100	250	< 1
4 (5.18)	Agua Libre	4.4	ISS	18.3	12942.9	3522.4	27190	65	620	7300	300	370
5 (7.22)	Agua Libre	3.3	ISS	0.0	12411	4117.4	28130	87	460	7500	250	680
6 (9.08)	Agua Libre	2.9	ISS	0.0	12499.7	4535.6	28910	97	260	7200	220	790
10 (14.47)	Agua Libre	5.2	ISS	3295.1	6914.7	1700.2	18990	120	530	3700	330	60

En síntesis:

1. El núcleo nativo fue quemado rápidamente a una temperatura de ignición de 350° C.
2. A la saturación inicial de aceite de 23.1 % y un promedio de inyección de aire de 30.03 m³(ST)/m²h, el núcleo quemado mantuvo una combustión estable con altas temperaturas. El frente de combustión avanzó a través del 79% de la longitud total del núcleo antes de terminar la inyección de aire.
3. El proceso de combustión que siguió al núcleo quemado consumió el 20% del aceite inicial en el núcleo para movilizar efectivamente el 60% del aceite inicial en el núcleo y desplazar casi toda el agua inicial solo después de que el 79% del tubo de combustión fue quemado. Esas recuperaciones incluyen el aceite y agua movilizados durante las zonas de calentamiento e ignición. El resto del aceite y agua quedaron remanentes en la sección no quemada del núcleo.

Basados sobre los resultados de la prueba del tubo de combustión, se necesitó una alta temperatura para la movilización del aceite. Una vez quemado a la temperatura de 350° C el sistema núcleo-aceite mantuvo fácilmente el proceso de Combustión *In Situ* en seco.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ESTUDIO EXPERIMENTAL

El desarrollo experimental del tubo de combustión tiene como fin aportar parámetros indispensables en el desarrollo de un proyecto de Combustión *In Situ*, de los cuales se destacan:

- ✓ Requerimientos de Inyección de Aire.
- ✓ Disponibilidad de Combustible en el Yacimiento.
- ✓ Características de Quemado (Perfiles de Temperaturas de Combustión, Velocidades del Frente de Combustión, Reacciones Involucradas; etc.).
- ✓ Tiempo de Producción.
- ✓ Productos de Combustión.
- ✓ Producción de Líquidos y Gases, después del Proceso, así como sus composiciones.

A partir de esto, se pueden pronosticar las características del proceso combustión en el yacimiento y anticipar su comportamiento. Para esto es necesario realizar la experimentación de combustión para cada yacimiento en particular, a fin de conocer las necesidades de cada yacimiento debido a sus peculiaridades tales como características litológicas y de fluidos presentes.

5.1 RESUMEN DE CONDICIONES, PARÁMETROS Y PRODUCTOS DE LA COMBUSTIÓN

Se emplearon las siguientes condiciones de operación:

- a. Porosidad del Núcleo: 43.7% (calculado)
- b. Presión: 11.8 MPa_g (1710 psig)
- c. Temperatura de Ignición: 350°C
- d. Gas de Alimentación: Aire normal (22.14% mol de oxígeno)
- e. Flux de Aire Inyectado: 30.03 m³(ST)/m²h

- f. Saturación Inicial de Aceite: 23.1%
- g. Saturación Inicial de Agua: 24.3%
- h. Saturación Inicial de Gas: 52.6%

Los parámetros de combustión de toda la prueba fueron:

- a. Pico de Temperatura Máxima Registrado de 763° C (1406° F)
- b. Requerimiento Total de Aire de 244 m³(ST)/m³
- c. Requerimiento Total de Oxígeno de 54.1 m³(ST)/m³
- d. Requerimiento Total de Combustible de 25.9 kg/m³
- e. Relación Atómica Aparente Hidrógeno a Carbono Total de 0.80
- f. Relación Aire-Combustible Total de 9.43 m³(ST)/kg
- g. Oxígeno Total utilizado: 99.65%
- h. Relación (CO₂+CO)/CO Total de 7.33
- i. Relación (CO₂+CO)/N₂ Total de 0.25
- j. El Oxígeno que reaccionó formando óxidos de Carbono fue calculado en 82.4%
- k. Recuperación de Aceite del 60% del Aceite Inicial en el Núcleo

Basado en el gas producido estabilizado durante el periodo de combustión de 3.51 a 6.44 horas:

- a. La Relación Aire-Combustible Estabilizada fue 10.22 m³(ST)/kg
- b. La Relación Atómica Aparente Hidrógeno a Carbono Estabilizada fue 0.80
- c. La Relación (CO₂+CO)/CO Estabilizada fue 6.20
- d. La Relación (CO₂+CO)/N₂ Estabilizada fue 0.22
- e. El Oxígeno Estabilizado que reaccionó formando óxidos de Carbono fue de 70.65%
- f. El Oxígeno Estabilizado utilizado fue de 99.8%

g. Basado sobre el avance del frente de 350° C en el periodo de 1.56 a 12.75 horas cuando la inyección de aire era un flux de 30.03 m³(ST)/m²h:

- i. La Velocidad del Frente fue 0.123 m/h
- ii. El Requerimiento de Aire Estabilizado fue 244 m³(ST)/m³
- iii. El Requerimiento de Oxígeno Estabilizado fue 54.0 m³(ST)/m³
- iv. El Promedio de Combustible Requerido fue 23.9 kg/m³

De los 1426.2 gramos de aceite original en el núcleo, el 60 % fue producido como líquido, 20.4 % fue consumido como combustible y 9.1 % quedó remanente como líquido en la región del núcleo no quemada después de la prueba.

5.2 CONCLUSIONES DEL CASO EXPERIMENTAL

Conforme a lo anterior se tienen las siguientes conclusiones:

- El alto porcentaje de aceite inicial que fue consumido como combustible es un reflejo de la condición de baja saturación inicial de aceite de la prueba. Como ya se ha mencionado, la disponibilidad de combustible incrementa tanto como incrementa la saturación inicial de aceite.
- Además, cabe resaltar que la recuperación final de aceite se ve afectada en gran medida a que el núcleo no fue consumido en su totalidad (79 % del total del núcleo). A pesar de esto, la recuperación de aceite es bastante alta y la mayoría de las zonas que entraron en combustión se mostraron limpias de aceite remanente, con lo que se demuestra la gran efectividad de desplazamiento de aceite por este método.
- En general, el comportamiento del proceso fue altamente estable debido en gran medida al control adiabático que se tuvo en la corrida (debido a que las temperaturas de la pared del tubo son menores que las temperaturas centrales). Esto se ve reflejado en la consistencia observada en las curvas correspondientes a las temperaturas del frente de combustión. Dichas curvas presentan comportamientos análogos, picos de temperatura similares y tienen una buena respuesta a la apertura y cierre de la inyección de aire.

- Las composiciones de los fluidos producidos a lo largo de la prueba fueron bastante estables gracias a combustiones vigorosas (reacciones de rompimiento de enlaces) en la región de alta temperatura y esto se ve reflejado también en una mayor producción de CO₂ a comparación de la de CO.
- En base a los parámetros de combustión estabilizada se aprecia que en las zonas donde se alcanza una temperatura mayor, se requiere obviamente de una mayor disponibilidad de combustible con lo que se reduce la relación aire/combustible. Posiblemente este incremento podría disminuir en pequeña proporción al incrementar la tasa de oxígeno que entra al sistema (el flux de aire es constante durante toda la prueba) para vigorizar las reacciones de combustión, pero a su vez este incremento podría acelerar al frente de combustión y por consiguiente el frente no alcanzaría a barrer la totalidad del aceite del medio poroso, dejando remanentes en el núcleo.

El anterior estudio experimental ya descrito se realizó a un aceite pesado a condiciones de yacimiento, es decir, a alta presión y alta temperatura (el cual se definirá como el Caso A).

A partir de esto, es necesario hacer un comparativo con otros estudios experimentales de tubo de combustión a condiciones similares con el fin de analizar los parámetros y características del proceso de combustión.

A continuación se resumen los resultados de otros 3 casos experimentales de combustión y las condiciones a las cuales se realizaron.

5.3 COMPARACIÓN CON OTROS CASOS EXPERIMENTALES DE COMBUSTIÓN

Los primeros dos casos a comparar se realizaron para evaluar un catalizador en un tubo de combustión²⁶, usando aceite pesado del Golfo de México de 12.5 °API. El objetivo fue el de incrementar la movilidad del aceite dentro del yacimiento por el efecto de un catalizador durante la combustión.

El catalizador, en fase líquida, está formulado de Molibdeno, Cobalto, Níquel y Hierro. El catalizador organometálico es altamente soluble y ultra disperso y fue mezclado con aceite crudo pesado con una concentración de 750 ppm.

La combustión fue corrida, para los dos siguientes casos:

- 1. Caso de aceite pesado sin catalizador (Caso B)²⁶**
- 2. Caso de aceite pesado con catalizador (Caso C)²⁶**

El objetivo principal de estos dos experimentos fue obtener la información básica necesaria para ver las diferencias en el tiempo de producción, producción de aceite, perfil de temperatura y calidad del aceite producido con un catalizador en fase líquida previamente propagado en el medio poroso.

Las condiciones que fueron constantes en estas corridas fueron: el gasto de inyección (3 ℓ/min) y la presión de producción (300 lb/pg²). La concentración en peso del aceite, agua y roca en las muestras introducidas en el tubo de combustión fueron aproximadamente de 5.38 %, 5.75 % y 88.87 % respectivamente. Estas condiciones imperaron desde el principio del experimento, por 6.6 h y 6.95 h respectivamente.

El tubo de combustión fue un cilindro de acero inoxidable con un diámetro externo de 3 pg. (7.62 cm), un ancho de 1/16 pg. (0.16 cm) y una longitud de 40 1/8 pg. (101.92 cm).

En ambas corridas, la inyección de aire fue iniciada cuando la temperatura de la roca, a lo largo de la resistencia de ignición, alcanzó 300 °C (573 K). La resistencia fue apagada 10 minutos después de que comenzó la inyección de aire.

Combustión sin catalizador (Caso B): La composición del gas de combustión durante esta corrida varió, lo cual indica que la combustión no fue muy estable. La temperatura promedio de combustión fue de 380 °C (653 K), y la velocidad promedio del frente de combustión fue de 8.18 cm/h (0.2684 ft/h). La producción de aceite inicial ocurrió a 7.91 h. y se tuvo una recuperación de 77.67 % del aceite original en el tubo.

Combustión con catalizador (Caso C): En este caso, el promedio de la temperatura de combustión fue muy similar que en primer caso, con la única diferencia de que al principio es relativamente más alto que en la primera corrida, cerca de 500 °C (773 K). La producción de aceite inicial empezó a 7.91 h. y se tuvo una recuperación de aceite original del 86.17 %. El aceite producido con el uso del catalizador es mayor.

El **Caso D**²⁷, consta de 6 corridas desarrolladas en un tubo de combustión de 40 pg. de longitud y 3 pg. de diámetro, usando un aceite de la Faja del Orinoco de 11 °API. Las corridas se realizaron con 3 diferentes concentraciones de oxígeno: 21, 30 y 40 %. Uno de los propósitos de este estudio fue el de analizar los efectos de las concentraciones de oxígeno en el gas de inyección (aire) sobre el proceso de combustión.

El gasto de inyección de aire (3 ℓ/min) y la presión de producción (300 psig) se mantuvieron constantes durante todas las corridas. El uso de aire enriquecido con oxígeno incrementó ligeramente la temperatura del frente de combustión de 400 °C (en una concentración de 21 % mol de O₂) a un máximo de 475 °C (para una concentración 40 % mol de O₂). También se incrementó la velocidad del frente de combustión de 13.4 cm/hr (para 21 % O₂) a 24.7 cm/hr (para 40 % O₂), esto reduce el tiempo del inicio de la producción de 3.3 horas (para 21 % O₂) a 1.8 horas (para 40 % O₂).

La Tabla 5.1 muestra un resumen de los parámetros obtenidos en los diferentes casos con el fin de visualizar más claramente las diferencias entre estos.

Tabla 5.1. Resultados Comparativos de Casos Experimentales de Combustión.

	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D
Densidad del Aceite [°API]	12.4	12.5	12.5	11
Gasto de Inyección de Aire [ℓ /min]	3.075	3	3	3
Medio Poroso	Dolomía Carbonatada de grano 0.42 mm	Dolomía Carbonatada de grano 0.42 mm	Dolomía Carbonatada de grano 0.42 mm	Arena
Dimensiones del Tubo [pg]				
Diámetro	3.937	3	3	3
Espesor	1/16"	1/16"	1/16"	1/16"
Longitud	72.03	40.125	40.125	40.125
Saturaciones [%]				
Agua	24.3	25.26	25.26	23.3
Aceite	23.1	23.79	23.79	21.56
Gas	52.6	50.95	50.95	55.14
Porosidad [%]	43.7	41.9	41.9	36.51
Presión [psi]	1710	300	300	300
Temperatura Inicial de Ignición [°C]	350	300	300	300
Velocidad Promedio del Frente [cm/h]	12.3	8.18	10.46	13.4 a 24.7
Rango de Temperatura del Frente [°C]	514 a 618	325 a 415	360 a 425	450 a 475
Inicio de la Producción de Aceite [h]	7.22	7.91	7.91	3.3 a 1.8
Tiempo de Combustión [h]	11	6.6	6.95	5.7
Temperatura del primer frente de combustión [°C]	763	380	500	520
Recuperación de Aceite [%]	60	77.67	86.17	80.6 a 83.6
Particularidades	Combustión desarrollada a condiciones de yacimiento	Aceite sin Catalizador	Aceite con Catalizador Base Fe	Inyección de Aire Enriquecido Oxígeno del 20 al 40%

Del análisis de los anteriores resultados se determina que:

- La diferencia más evidente radica en los valores de la temperatura del primer frente de combustión y el rango de temperatura del frente de combustión, los cuales se ven muy afectados por las condiciones de alta presión. En base al estudio realizado una alta presión puede generar reacciones más vigorosas de combustión.
- Otra diferencia es la velocidad del frente de combustión; resultando alta en el caso A pese a carecer de algún aditivo y de tener una geometría de tubo de combustión de mayores dimensiones. Por lo que se puede concluir que la velocidad del frente está influenciada por la presión a la cual se efectúa la combustión. Cabe resaltar que esta velocidad depende además del gasto de inyección aire, pero en este caso la diferencia sólo es 2.5% mayor en el caso A con lo que se considera más importante el efecto de la alta presión.
- Las recuperaciones en los casos C y D son marcadamente mayores, pero se deberán hacer estudios económicos y técnicos para verificar la factibilidad de su aplicación en un proyecto de campo. La recuperación en C y D sólo aumentaría entre el 3 y 9% a comparación del caso B. El caso A no podría entrar en comparación en este aspecto debido a que solo entró en combustión el 79 % del núcleo y la recuperación total del 60 % no corresponde al aceite contenido solo en la sección quemada.
- El tiempo en el cual inicia la producción es muy similar en los 3 primeros casos, pese a que en el caso A las dimensiones del tubo son mayores. Este comportamiento en el caso A es un reflejo de la alta velocidad del frente de combustión. Entonces, se puede puntualizar que el inicio de la producción es anticipado por una alta presión en el sistema. Es necesario agregar que en el caso D se presenta un frente más rápido y un inicio de producción adelantado y que esto va directamente ligado a reacciones más vigorosas provocadas por el aire enriquecido con oxígeno.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La industria petrolera afronta nuevos y mayores retos relacionados a la alta complejidad de extracción de crudo de yacimientos de mayor profundidad y de aceites más pesados.

Existen diversas soluciones para la producción de crudos pesados, de las cuales destacan las proporcionadas por los métodos térmicos. La Combustión *In Situ* es un efectivo proceso de recuperación térmica, que provee una alternativa importante a la inyección de vapor.

La Combustión *In Situ* se caracteriza por tener los siguientes beneficios:

- ✓ Incremento de la movilidad del aceite.
- ✓ Acelera el tiempo de producción.
- ✓ Aporta una alta eficiencia de desplazamiento.
- ✓ Cuenta con una inmensa disponibilidad del gas de inyección (aire).
- ✓ Recuperaciones de aceite muy elevadas.
- ✓ Mejoras en el rendimiento del aceite (asociado a la producción de gasolinas).
- ✓ Craqueo *in situ* del aceite.
- ✓ El aceite producido es más ligero.
- ✓ Es aplicable en una gran variedad de yacimientos.
- ✓ La transferencia de calor es la más eficiente de todos los métodos térmicos.
- ✓ Es una alternativa económica de recuperación de aceite.

A pesar de esto el proceso cuenta con las siguientes dificultades:

- ❖ El porcentaje de proyectos exitosos es menor del 50%.
- ❖ Existe una alta dificultad en el control del frente de combustión.

- ❖ La naturaleza del proceso está ligada a múltiples problemas de corrosión y del manejo de emulsiones del aceite producido.
- ❖ Los costos de compresión pueden ser altos, cuando los yacimientos son muy profundos.
- ❖ Los productos de la combustión pueden ser nocivos.
- ❖ Las altas concentraciones de oxígeno en las vecindades de los pozos pueden causar explosiones.
- ❖ Los equipos pueden sufrir daños a causa de temperaturas muy elevadas.

Considerando la complejidad del proceso, el proyecto de campo de Combustión *In Situ* debe ser diseñado después de extensas investigaciones de laboratorio y simulaciones numéricas, haciendo hincapié en que el desafío de un experimento fiable de combustión es el de determinar las características de quemado, disponibilidad de combustible y requerimientos de aire.

Con todo lo anterior se recomienda:

- Realizar estudios comparativos de diversos experimentos de tubo de combustión, a diversas condiciones para analizar el mayor número de parámetros involucrados en el proceso de combustión.
- Analizar experimentalmente del flux de aire óptimo requerido para cada tipo de aceite en particular.
- Monitorear de manera óptima los gastos de inyección de aire, para evitar un desabasto que repercuta en una polimerización del aceite con una consecuente formación de barreras de flujo.

- Llevar a cabo estudios que permitan identificar en cada yacimiento los canales preferentes donde se puedan desarrollar los frentes de combustión para su óptimo control y manejo.
- Estudiar el escalamiento de los parámetros, dimensiones y características del tubo de combustión en una aplicación de campo.
- Depurar los diseños de acondicionamiento de pozos y los requerimientos de aire para un proceso de combustión.
- Modelar física y numéricamente la aplicación de procesos de combustión a sistemas de doble porosidad.
- Cuidar y estudiar las concentraciones de oxígeno en la vecindad del pozo productor para evitar explosiones en estos.
- Desarrollar tecnologías híbridas de generación de energía geotermal mediante la Combustión *In Situ*, aplicadas a yacimientos abandonados.

GLOSARIO

Análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos): Es un análisis por cromatografía que se realiza normalmente a fracciones pesadas con la finalidad de conocer las cantidades ponderales de los cuatro tipos de compuestos, las cuales son una información importante para la refinación y diversos procesos de la industria petrolera.

Calor Específico: Es una magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para elevar su temperatura en una unidad (Kelvin o grado Celsius). En general, el valor del calor específico depende de dicha temperatura inicial.

Capacidad Calorífica: Es el cociente entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso cualquiera y el cambio de temperatura que experimenta. En una forma menos formal es la energía necesaria para aumentar 1 [K] la temperatura de una determinada cantidad de una sustancia. Indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho cuerpo para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor. Es una propiedad extensiva, ya que su magnitud depende, no solo de la sustancia, sino también de la cantidad de materia del cuerpo o sistema; por ello, es característica de un cuerpo o sistema particular. Por ejemplo, la capacidad calorífica del agua de una piscina olímpica será mayor que la de un vaso de agua. En general, la capacidad calorífica depende además de la temperatura y de la presión.

Combustión: La combustión es una reacción química en la cual generalmente se desprende una gran cantidad de calor y luz. En toda combustión existe un elemento que arde y se denomina combustible y otro que produce la combustión llamado comburente, que generalmente es oxígeno en forma de O_2 gaseoso. Los tipos más frecuentes de combustible son los materiales orgánicos que contienen carbono e hidrógeno. En una reacción completa

todos los elementos tienen el mayor estado de oxidación. Los productos que se forman son el dióxido de carbono (CO_2) y el agua, el dióxido de azufre (SO_2) (si el combustible contiene azufre) y pueden aparecer óxidos de nitrógeno (NO_x), dependiendo de la temperatura de reacción. En la combustión incompleta los productos que se queman pueden no reaccionar con el mayor estado de oxidación, debido a que el comburente y el combustible no están en la proporción adecuada, dando como resultado compuestos como el monóxido de carbono (CO). Para iniciar la combustión de cualquier combustible, es necesario alcanzar una temperatura mínima, llamada temperatura de ignición, que se define como la temperatura a la que los vapores de un combustible arden espontáneamente.

Conductividad Térmica: Es una propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción de calor. En otras palabras la conductividad térmica es también la capacidad de una sustancia de transferir la energía cinética de sus moléculas a otras moléculas adyacentes o a sustancias con las que está en contacto.

Coque de Petróleo: Es un sólido carbonoso derivado de las unidades de coquización en una refinería de petróleo o de otros procesos de craqueo. Su alta temperatura y contenido de ceniza bajo, hace que sea un buen combustible pero su alto contenido en azufre y bajo contenido de volátiles representan riesgos ambientales y técnicos con su combustión. Tiene una relación atómica hidrógeno a carbono (H/C) de entre 0.6 y 1.6, dependiendo de las condiciones de descomposición térmica.

Craqueo: es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples. Actualmente es un procedimiento fundamental para la producción de gasolina de alto octanaje.

Cromatografía: Es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia y la física. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Densidad o Gravedad API: La gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. La densidad API del agua es igual a 10° API.

Destilación: es la operación de separar, mediante vaporización y recondensación, los diferentes componentes líquidos, sólido en líquido o gases licuados de una mezcla, aprovechando los diferentes puntos de ebullición (temperaturas de ebullición) de cada una de las sustancias ya que el punto de ebullición es una propiedad intensiva de cada sustancia, es decir, no varía en función de la masa o el volumen, aunque sí en función de la presión.

Flux: Es la magnitud física que expresa la variación del volumen de un fluido en el tiempo referido a un área de sección transversal [$\text{m}^3/\text{m}^2 \text{ h}$].

Oxidación: La oxidación es una reacción química muy poderosa donde un compuesto cede electrones, y por lo tanto aumenta su estado de oxidación. El oxígeno es el mejor oxidante que existe debido a que la molécula es poco reactiva (por su doble enlace) y sin embargo es muy electronegativo.

Parafinas: Son hidrocarburos saturados con hidrógeno de la familia de los alcanos. Las formas más sólidas de parafinas provienen de cadenas largas de hidrocarburos que constituyen moléculas más pesadas.

Recuperación Primaria: Es la etapa de explotación de un yacimiento petrolero donde la extracción de crudo se atribuye al efecto de la presión o energía propia del yacimiento, es decir, el petróleo llega a superficie por sí mismo por medio de diversos mecanismos de drenaje o empuje como son: Expansión del Sistema Roca-Aceite, Empuje de Acuífero Activo, Expansión de Gas Disuelto, Expansión del Casquete de Gas, etc.

Recuperación Secundaria: Es la etapa de explotación de un yacimiento petrolero donde se adiciona energía al yacimiento (debido a la declinación natural de su energía) mediante la inyección de un fluido inmisible, manteniendo o reiniciando el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores. En un proceso secundario, las propiedades de los fluidos y del medio poroso no son modificadas respecto a las condiciones originales. Solamente la energía del movimiento, la competencia de movilidades y la zonificación del petróleo a contactar; son los factores que definen el incremento en la recuperación. Los tipos más comunes de esta recuperación son: la Inyección de Agua y la Inyección de Gas Inmisible.

Recuperación Terciaria: También conocida como **Recuperación Mejorada**, es la etapa de explotación de un yacimiento petrolero donde se proporciona energía adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos que interactúan con las propiedades del sistema roca-fluidos, modificando las propiedades originales de dicho sistema. Su propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento o la eficiencia de barrido mediante la reducción de las fuerzas capilares, la disminución de la tensión interfacial, el cambio de la mojabilidad de la roca, la reducción de la viscosidad del aceite, entre otros factores. Se engloban en cuatro subprocesos: Térmicos, Químicos, Miscibles, y Bacteriológicos.

THAI (*Toe-to-Heel Air Injection*): Es una variante del proceso de Combustión *In Situ* el cual usa un pozo horizontal como pozo productor. El nombre de dicho proceso se debe a la abstracción geométrica de un pozo horizontal asimilado a un pie (Toe: punta del pie, Heel: talón). Donde el frente de combustión entra en el extremo horizontal del pozo productor "Toe" hasta llegar al fondo del pozo donde inicia su tramo vertical "Heel".

NOMECLATURA Y UNIDADES

a_R = aire consumido en un volumen quemado [$\text{ft}^3 / \text{ft}^3$].

C_p = calor específico [$\text{kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$].

F_{HC} = cociente aparente de hidrógeno/carbono.

k_T = conductividad térmica [$\text{kJ}/\text{m}\cdot\text{h}\cdot\text{K}$].

K_T = coeficiente de difusión térmico [m^2/s].

m_E = consumo de combustible en un experimento de tubo de combustión [lbm/ft^3].

m_R = disponibilidad de combustible [lbm/ft^3].

N_{pb} = aceite desplazado por el volumen quemado [STB].

P = presión [kg/cm^2] [psi] [Pa]

V_{Rb} = volumen bruto del yacimiento quemado [acre-ft].

S_g = saturación de gas.

S_o = saturación de aceite.

S_{oF} = saturación de aceite correspondiente al combustible consumido.

S_{oi} = Saturación de aceite inicial.

S_w = saturación de agua.

S_{wF} = Saturación de agua producida por la reacción de combustión

T = temperatura [° C], [° F] ó temperatura absoluta [K].

u_{am} = flujo mínimo de aire para mantener el frente de combustión [ft³/ día-ft²].

V_b = volumen de yacimiento quemado [ft³].

V_{fm} = velocidad mínima del frente de combustión [ft/día].

V_{ob} = aceite desplazado del volumen quemado [ft³].

V_{Rb} = volumen bruto quemado [ft³].

V_{wb} = agua (líquido equivalente) desplazado del volumen quemado más el agua producida en la reacción [ft³].

w_f = masa de carbono e hidrógeno consumido en el volumen V_b [lbm].

W_{pb} = agua (líquido equivalente) desplazado por el volumen quemado más el agua producida por la reacción [bl].

μ = viscosidad dinámica o absoluta.

ν = viscosidad cinemática.

Φ = porosidad [fracción].

ρ = densidad [g/cm³].

ρ_F = densidad del combustible [lbm/ft³].

[bl] = barril.

[° C] = grados Celsius o centígrados.

[cP] = centiPoise.

[cSt] = centiStoke.

[° F] = grados Fahrenheit.

[ft] = pie.

[g] = gramos.

[h] = hora.

[kJ] = kiloJoule.

[K] = Kelvin.

[ℓ] = litros.

[lbm] = libra masa

[Pa] = Pascal.

[psig] = libra fuerza por pulgada cuadrada manométrica.

[s] = segundos.

[STB] = barril estándar.

BIBLIOGRAFÍA

1. Informe Anual PEMEX 2008
2. Anuario PEMEX 2009
3. Zhong Liguo, Yu Di, Gong Yuning Liaohe, Wang Ping, Zhang Lishu and Liu Changbao, "Feasibility Study of the In.Situ Combustion in Shallow, Thin, and Multi-Layered Heavy Oil Reservoir", paper SPE 117638, October 2008
4. Anon (1923), National Petroleum News, Vol. 15, No. 34, (Aug 22): p. 91
5. Gates, C. F. and Sklar, I.: "Combustion as Primary Recovery Process - Midway Sunset Field," *J. Pet. Tech.* (Aug. 1971) 981-86; Trans., AIME, 251.
6. *Martin, W. L. et al.*: "Thermal Recovery at North Tisdale Field, Wyoming," *J. Pet. Tech.*, (May 1972) 606-16.
7. Parrish, D.R, *et al.*: "Underground Combustion in the Shannon Pool, Wyoming," *J. Per. Tech.* (Feb. 1962) 197-205; Trans., AIME, 225
8. Buchwald, R. W. Jr., Hardy, W. C., and Neinast, G. S.: "Case Histories of Three In-Situ Combustion Projects", *J. Pet, Tech.* (July 1973) 784-92.
9. Marberry, J. E. and Bhatia, S. K.: "Fosterton Northwest-A Tertiary Combustion Case History," paper SPE 4764 presented at the 1974 SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, April 22-24.
10. Gutiérrez, D., Miller, R.J., Taylor, A.R., and Thies, B.P. "Buffalo Field High-Pressure Air Injection Projects: Technical Performance and Operational Challenges," paper SPE 113254, April 2008

11. Kristensen, M.R., Gerritsen, M.G., Thomsen, M.L., and Stenby, E.H., "Impact of Phase Behavior Modeling on In-Situ Combustion Process Performance", paper SPE 113947, April 2008
12. Lingyu Zhang, Jianguo Yuan, Hongbin Liang, "Energy from Abandoned Oil and Gas Reservoirs", paper SPE 115055, October 2008
13. Yang, X., Larter, S.R., and Gates, I. D., "Design and Optimization of Hybrid Ex situ/In Situ Steam Generation Recovery Processes for Heavy Oil and Bitumen", paper SPE 11764, October 2008
14. Fadadei, H., Quintard, M., Debenest, G., Renard, G., and Kamp, A.M., "How In-Situ Combustion Process Works in a Fractured System: Two-Dimensional; Core and Block Scale Simulation", paper SPE 117645, October 2008
15. De Zwart, A.H., van Batenburg, D.W., Tsolakidis, A., and Boerrigter, P., "The Modeling Challenge of High Pressure Air Injection", paper SPE 113917, April 2008
16. Lapene, A., Castanler, L.M., Debenest, G., Quintard, M., Kamp, A.M., and Corre, B., "Effects of Steam on Heavy Oil Combustion", paper SPE 118800, 2009
17. Cinar, M., Castanier, L.M. and Kavscek, A.R., "Isoconversional Kinetic Analysis of the Combustion of Heavy Hydrocarbons", paper SPE 120995, March 2009
18. W. Lake, Larry, "Enhanced Oil Recovery", Prentice Hall, 1989.
19. Zhong Liguo, Yu Di, Gong Yuning Liaohe, Wang Ping, Zhang Lishu and Liu Changbao, "Feasibility Study of the In-Situ Combustion in Shallow, Thin, and Multi-Layered Heavy Oil Reservoir", paper SPE 117638, October 2008
20. Nelson, T. W. and Mc Neil, J. S. Jr.: "How to Engineer an In-Situ Combustion Project", Oil & Gas J. (June 5, 1961)

21. Prats, Michael, "Thermal Oil Recovery", SPE Monograph Series, Richardson, TX (1982)
22. Gates, C.F. and Romey, H.J. Jr.: "A Method for Engineering In-Situ combustion Oil Recovery Projects", JPT (Feb. 1980)
23. Brigham, W.E., Satman A., and Soliman, M. Y.: "Recovery Correlations for In.Situ Combustion Field Projects and Application to Combustion Pilots". JPT (Dec. 1980)
24. Partha S. Sarathi, "In Situ Combustion Handbook, Principles and Practices", 1999.
25. Benham, A.L., and Poettmann, F.H., " The Thermal Recovery Process – An Analysis of Laboratory Combustion Data", AIME , 1958, pp. 213, 406.
26. Reyes Licona, Israel, "Tesis Profesional: Recuperación de Aceite Pesado en Tubo de Combustión don Inyección de Aire d Aire-Catalizador", Instituto Politécnico Nacional, México, Marzo 2008
27. Rodriguez, José Ramón, "Experimental And Analytical Study To Model Temperature Profiles And Stoichiometry In Oxygen-Enriched In-Situ Combustion", Texas A&M University, May 2004
28. A. Doriah, Sibaprasad Ray, and Pankaj Gupta, Oil and Natural Gas Corp., "In Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC-A Success Story", SPE, 2007.