

110871.37  
R.85



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE CIENCIAS  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA  
POSTGRADO INTERDISCIPLINARIO DE QUÍMICA APLICADA  
LABORATORIO DE CINÉTICA Y CATÁLISIS

**TESIS DE MAESTRÍA**

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

**Estudio de mejoramiento de crudo pesado de la Faja  
Petrolífera del Orinoco (FPO) en presencia de aditivos  
químicos por medio de Combustión *in situ*.**

Realizado por: Lic. Jefferson Reinoza  
Tutor Académico: Dr. Héctor del Castillo Paredes  
Tutor Empresarial: Dr. Ángel Rivas  
Los Teques, Marzo 2012

Licencia Creative Commons:  
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

## ***Dedicatoria***

***A*** ti Dios, Todopoderoso, te agradezco Señor de todo corazón<sup>111</sup> porque escuchaste mis oraciones<sup>110</sup> en momentos de duda, eres mi escudo, tú me animas<sup>93</sup>, eres mi fortaleza, dándome tu apoyo y protección, iluminas mi sendero siendo luz en mi oscuridad, quien me rebiste de valor y perfecciona mi camino ayudándome a prosperar. A ti Dios, que me das fuerzas en la batalla<sup>10</sup>, eres mi pastor, contigo nada me falta, tube que vivir momentos duros e inciertos pero ese era el camino que me conducía a manantiales de agua y prados de hierba fresca<sup>23</sup>, renovando mi alma cuando lo necesitaba.

***A*** ti Dios, que sabes que siempre busco tu ayuda<sup>25</sup>. Eres mi refugio, mi templo, porque siempre estás dispuesto a ayudarme en los momentos difíciles<sup>46</sup>. A pesar de las adversidades no di con mi pie contra piedra alguna, me respondiste cuando te llame, estando conmigo en la angustia<sup>61</sup>. Todos los honores deben ser para ti<sup>115</sup>. A ti Dios, que te contaba en silencio mis problemas y dificultades, me mostraste el camino, fuiste mi guía<sup>142</sup>, colocando frente de mí personas especial como mi Madre, María Coromoto Dávila, mi Padre, Luis A. Reinoza, y mis Hermanos, Louis A. Reinoza y Josséph A. Patiño que me brindaron su apoyo incondicional, llenándome de fuerza, valor y voluntad, sencillamente los amo. Te agradezco a ti Dios por ellos, así como también por dos personas más, que también de manera incondicional dieron e hicieron lo posible para que este sueño se materializara: Gleidy P. Olivier P. que con amor, paciencia, constancia y firmeza me enseñaste mucho más de lo que esperaba aprender contigo, eres lo más especial para mí; y Carlos J. Valero H. que con tu peculiar forma de ser y de ver la vida fuiste más que un amigo, actuando en el momento justo y según la circunstancia, te quiero mucho amigo.

***A*** ti Dios, gracias a ti por toda estas personas especiales y maravillosas. ¡Como no dedicarte este triunfo!, sencillamente a ti Dios.

## **Agradecimiento**

A la Ilustre Universidad de Los Andes y su Facultad de Ciencias, por haberme permitido alcanzar mi desarrollo académico en el seno de su institución. Así mismo, al Postgrado Interdisciplinario en Química Aplicada (PIQA) y al Laboratorio de Cinética y Catálisis, por abrirme las puertas, incluyéndome como parte de su grupo de investigación.

Al Dr. Héctor Luís Del Castillo, por aceptar mi petición de tutoría para la realización de la Maestría y durante el desarrollo de este Trabajo de Grado. Al Dr. Freddy Imbert y al Dr. Enrique Millán, por la valiosa ayuda y colaboración como jurados evaluadores de la realización y presentación de la sección experimental.

Al Fondo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (Fonacit) por su valiosa colaboración con el financiamiento económico aportado a través del contrato N° 200801714.

Al Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC) y al Dr. Joaquín Brito y demás miembros del Laboratorio de Físicoquímica de Superficies del Centro de Química, por brindarme la oportunidad de realizar pasantías en sus instalaciones.

Al Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA-Intevep) y sus gerencias EPEE (Exploración y Producción - Esquemas de Explotación) y FPIE (Faja Petrolífera - Investigación Estratégica) por recibirme en la modalidad de tesista de postgrado y permitir el desarrollo de la parte experimental de mi Trabajo de Grado. Al Dr. Ángel Rivas y al Ing. Arturo Mendoza, por su valioso aporte en la tutoría empresarial, planificación, organización, desarrollo y evaluación de la parte teórica y experimental de esta investigación, al igual que en mi preparación y adiestramiento en las instalaciones de la empresa. A la Dra. Omaira Delgado, quien de manera incondicional también contribuyo con su valiosa experiencia y conocimiento en el análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

A los compañeros del Laboratorio de Procesos Térmicos 1 y 2 (FPIE), Deivys Oliveros, Dixon Arellano, Oswaldo Albornoz, Nelson Reyes, Anderson Guerrero, Leandro Garrido y Anderson Arcía, quienes independientemente de sus rangos profesionales y académicos, fueron excelentes amigos y colaboradores en la realización de este proyecto, trabajando como un verdadero equipo cuando requerí de sus experiencias y conocimientos. ¡Muchas gracias!

A Marifred Torres y Bladimir López, miembros de la gerencia STQA (Soporte Tecnológico - Química Analítica) gracias por su ayuda y colaboración. Un agradecimiento muy especial al compañero Aaron Fulgence, también perteneciente a este grupo de trabajo, quien además de su aporte profesional me brindó su apoyo como gran amigo incondicional.

A los compañeros Juan Carlos Urbina y Deivys Vásquez, gracias por la ayuda oportuna en el momento indicado, su aporte fue de gran valor para la elaboración de esta investigación. Un agradecimiento especial al compañero Ubaldo Salazar, quien fue intermediario entre la empresa y mi persona durante mi búsqueda de una institución para la realización de la parte experimental de mi Trabajo de Grado. ¡Gracias!

**Estudio de mejoramiento de crudo pesado de la Faja  
Petrolífera del Orinoco (FPO) en presencia de aditivos  
químicos por medio de Combustión *in situ*.**

***E**sta investigación ha sido realizada como parte del programa del Postgrado Interdisciplinario en Química Aplicada (PIQA) de la Facultad de Ciencias de la Universidad de Los Andes (Mérida, estado Mérida - Venezuela), como requisito para la obtención del título de Magister Scientiae en Química, mención Estudios de los Materiales. Todos los experimentos presentes en el texto fueron realizados en el Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo – Intevep, S.A. filial de Petróleos de Venezuela, PDVSA (Los Teques, Estado Bolivariano de Miranda - Venezuela).*

## Resumen.

Actualmente, debido al agotamiento de yacimientos de crudos livianos y medianos a nivel mundial, es de gran importancia para la industria petrolera el tema de los crudos pesados y extrapesados, por tal motivo, se han orientado esfuerzos hacia su búsqueda, extracción y procesamiento. En este principio y basándonos en las grandes reservas de crudo pesado y extrapesado que posee nuestro país en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), es de vital importancia para la economía nacional, el estudio y desarrollo de tecnologías que permitan su recuperación. La combustión *in situ*, es un método térmico de recuperación mejorada, desarrollado con el objeto de facilitar la movilidad, y por ende, la obtención de estos tipos de crudos. Por otra parte, se han realizado estudios donde se utilizan sustancias que presentes en los procesos de combustión, mejoran el efecto que tienen dichos procesos térmicos, estas sustancias por lo general son catalizadores sólidos porosos con presencia de uno o múltiples metales de transición; sin embargo, se están desarrollando investigaciones con el uso de aditivos líquidos, que pueden ser introducidos a un yacimiento con relativa facilidad, y que mejoran las características físico químicas del crudo al mismo tiempo que se produce por medio del referido proceso de recuperación y mejoramiento.

En esta investigación, se utilizó la combustión *in situ* como base para el mejoramiento de una muestra de crudo extrapesado procedente de la FPO, contenida en un sistema poroso que simuló las condiciones del yacimiento en estudio a escala de laboratorio. Las muestras de crudo, con y sin presencia de aditivos líquidos, fueron introducidas en cilindros especiales, ensamblados posteriormente en un sistema general de pruebas combustión. Durante las pruebas se produjeron fracciones líquidas y gaseosas cuyos respectivos análisis fueron posteriormente interpretados. Los resultados indican que las pruebas de combustión con y sin presencia de aditivos en el crudo original, promueven un mejoramiento de la calidad de las fracciones líquidas producidas, alterando su composición SARA y sus viscosidades relativas antes y durante los períodos de combustión de todas las pruebas. Dependiendo del tipo de aditivo y de sus combinaciones con el crudo, se obtienen diferentes resultados en la movilidad del material retenido en el medio poroso, en la velocidad del frente y la generación de productos líquidos y gaseosos directamente relacionados con los períodos de combustión. La mezcla que presenta el mejor desempeño en el mejoramiento del crudo utilizado es la que contiene todos los aditivos; sin embargo, la generación de gases es un punto importante de consideración en el desarrollo de las pruebas.

Licencia Creative Commons.

## ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	Pág.
<b>CAPÍTULO I. GENERALIDADES.</b>	<b>1</b>
I.1 Petróleo.	2
I.2- Clasificación y Propiedades del petróleo.	2
I.3- Yacimientos.	3
I.4- Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).	4
I.5- Crudo pesado y extrapesado. Importancia.	6
I.6- Técnicas de recuperación de crudo pesado y extrapesado.	6
I.6.1- Recuperación Primaria.	7
I.6.2- Recuperación Secundaria.	8
I.6.3- Recuperación Terciaria y/o Mejorada.	8
I.6.3.1- Métodos Químicos de Recuperación Mejorada.	9
I.6.3.1.A- Inyección de Polímeros.	9
I.6.3.1.B- Inyección de Surfactantes.	9
I.6.3.1.C- Inyección de Soluciones Alcalinas.	9
I.6.3.2- Métodos Miscibles de Recuperación Mejorada.	10
I.6.3.2.A- Inyección de Gas Enriquecido.	10
I.6.3.2.B- Inyección de CO <sub>2</sub> .	10
I.6.3.2.C- Inyección de N <sub>2</sub> .	10
I.6.3.3- Microorganismos en la Recuperación Mejorada.	11
I.6.3.4- Métodos Térmicos de Recuperación.	11
I.6.3.4.A- Inyección Alterna de Vapor.	11
I.6.3.4.B- Inyección Continua de Vapor.	12
I.6.3.4.C- Inyección de Agua Caliente.	12
I.6.3.4.D- Combustión in situ.	12
I.7- Combustión <i>in situ</i> .	12
I.7.1- Combustión Seca Convencional.	14
I.7.2- Combustión Húmeda Convencional.	17
I.7.3- Combustión en Reverso.	17
I.8- Reacciones Químicas asociadas a la Combustión <i>In Situ</i> .	18
I.8.1- Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura (LTO).	19
I.8.2- Reacciones de Oxidación a Alta Temperatura (HTO).	20
I.8.3- Reacciones de Pirólisis.	21

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

I.9- Pruebas de combustión a escala de laboratorio.	21
I.10- Emulsiones y su Estabilidad.	22
<b>CAPÍTULO II. ANTECEDENTES.</b>	26
<b>CAPÍTULO III. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS.</b>	41
III.1- Hipótesis.	42
III.2- Objetivos.	42
III.2.1- Objetivo General.	42
III.2.2- Objetivos Específicos.	42
<b>CAPÍTULO IV. SECCIÓN EXPERIMENTAL.</b>	44
IV.1- Materiales y Equipos necesarios para el ensamblado de las celdas y del Sistema de Combustión.	46
IV.2- Equipos y Materiales necesarios para el análisis experimental.	47
IV.3- Preparación de las Celdas y Sistema de Combustión.	48
IV.4- Breve descripción del procedimiento de una prueba de combustión.	51
<b>CAPÍTULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS.</b>	52
V.1- Procedimiento de ensamblado de las celdas de combustión.	53
V.2- Desempeño térmico de las pruebas de combustión.	55
V.3- Composición SARA de las fracciones líquidas producidas en las pruebas.	69
V.4- Viscosidad en las fracciones líquidas obtenidas en las etapas de producción.	77
V.5- Gases producidos durante el transcurso de las pruebas.	88
<b>CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	97
VII.1- Conclusiones.	98
V.II.2- Recomendaciones.	100
<b>CAPÍTULO VII. REFERENCIAS.</b>	101
<b>ANEXOS.</b>	106
Anexo A- Bibliografía consultada no referenciada, referente a investigaciones acerca de procesos térmicos de recobro.	107
Anexo B- Equipos y Materiales necesarios para el análisis experimental.	112
Anexo C-Valores de las diferentes velocidades calculadas y los períodos de inyección de aire en cada prueba.	113
Anexo D-Composición de Saturados, Aromáticos, Resinas y	114

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

<b>Asfaltenos de cada prueba realizada en algunas de sus diferentes etapas de producción.</b>	
<b>Anexo E-Variación de viscosidades según los diferentes aditivos presentes en el crudo original antes y durante el transcurso de las diferentes pruebas realizadas.</b>	<b>115</b>
<b>Anexo F-Cantidades de agua libre y emulsionada, obtenida de la <i>masa total de las fracciones recuperadas en bruto</i> durante el transcurso de las pruebas de combustión.</b>	<b>116</b>
<b>Anexo G-Variación porcentual de viscosidades de las fracciones líquidas producidas en cada una de las pruebas realizadas.</b>	<b>118</b>

---

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Contenido	Pág.
I.1	Composición química promedio del petróleo.	2
I.2	Ubicación geográfica de la FPO en Venezuela y distribución de sus campos de estudio y desarrollo.	4
I.3	<i>Organización de las principales compañías que trabajan en diversas áreas de la exploración, explotación y producción de crudo en la FPO.</i>	5
I.4	Técnicas de producción primaria y recuperación mejorada de crudo.	7
I.5	Ejemplo de la combinación de pozos verticales y horizontales para su uso en la tecnología de combustión in situ por el método THAI.	13
I.6	Zonas características en el proceso de combustión progresiva seca.	15
I.7	Rango de acción de las reacciones presentes en un proceso de combustión.	19
I.8	Mecanismos que contribuyen a la inestabilidad de las emulsiones.	23
II.1	Zonas generadas durante el recorrido del frente de combustión a lo largo del medio poroso.	36
II.2	Región de la zona de calor que diferencia la región de vaporización, de craqueo y de las reacciones de Oxidación a Altas Temperaturas.	36
II.3	Apariencia de la arena luego del avance del frente de combustión.	37
II.4	Ejemplo de mapa de localización y distribución de pozos en un proyecto de combustión <i>in situ</i> .	38
II.5	Modelo de organización e interconexión de pozos inyectoros de gas, observadores y productores de crudo, en un diseño de simulación de gradilla para combustión <i>in situ</i> .	38
II.6	Simulación de posibles escenarios de pozos para aplicación de tecnología THAI.	39
II.7	Simulación de un medio poroso característico de un determinado yacimiento.	39
II.8	Movimientos del frente de combustión y generación de gases a lo largo de un medio poroso simulado con un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal.	40
IV.1	Diagrama experimental de desarrollo de las pruebas de combustión.	45
IV.2	Esquema de preparación de las mezclas de crudo y aditivos.	46
IV.3	Celda de combustión con sus principales componentes externos.	48

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)

IV.4	Celda de combustión posterior ensamblado de termocuplas de pared, correas de calentamiento y mantas aislantes.	49
IV.5	Equipo de control de flujo de gases a través del sistema. Válvula de apertura electrónica (electroválvula), controlador digital de flujos y flujómetro.	50
IV.6	Imagen del software de recolección de datos experimentales.	50
V.1	Termogramas de las pruebas de combustión realizadas con y sin presencia de aditivos.	55
V.2	Termograma de prueba realizada con agente hidrogenante como aditivo, en donde el frente de combustión se apaga por baja inyección de aire.	59
V.3	Apariencia de la arena aun saturada con crudo y agente hidrogenante como aditivo una vez apagado el frente de combustión por interrupción del flujo de aire.	60
V.4	Variación de la temperatura registrada por una termocupla en función al avance del frente de combustión.	62
V.5	Representación del registro de temperaturas internas en función al avance del frente de combustión a lo largo de la celda.	62
V.6	Característica de la arena luego de una prueba de combustión.	64
V.7	Relación entre el tiempo total de inyección de aire en las pruebas realizadas y las diferentes velocidades calculadas según diferentes criterios.	66
V.8	Variación general del SARA en las fracciones FR y F6 de cada prueba con y sin presencia de aditivos respecto al crudo original.	70
V.9	Composición porcentual del SARA correspondientes al crudo original y a las fracciones de crudo obtenido en la última etapa de producción de las pruebas.	74
V.10	Variación de viscosidades de las fracciones producidas antes y durante las diferentes pruebas realizadas con y sin presencia de aditivos.	77
V.11	Porcentaje de crudo o mezclas producido en las etapas de empuje y remanente en las celdas, en función a las viscosidades de las sustancias inyectadas en el medio poroso.	79
V.12	Relación de producción de crudo o mezclas obtenidas por empuje y expansión térmica en función al tiempo correspondiente de cada etapa.	81

Licencia Creative Commons.

## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla	Contenido	Pág.
I.1	Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad API ( $^{\circ}$ API) según la American Petroleum Institute.	3
II.1	Tipos de reacciones producidas en asfaltenos, en una atmósfera termo oxidativa en función a diferentes rangos de temperaturas.	31
V.1	Cantidad de arena presente en cada celda de combustión luego de su ensamblado. Valores de volúmenes internos, porosidades y permeabilidades.	53
V.2	Composición porcentual de los diferentes elementos constituyentes de las celdas ensambladas y listas para las pruebas.	54
V.3	Temperaturas registradas en las termocuplas internas a lo largo de las celdas durante los períodos de combustión de las pruebas realizadas.	56
V.4	Variación del SARA ( $\Delta$ SARA) en las fracciones FR y F6 de cada una de las pruebas realizadas partiendo de la composición del crudo original.	71
V.5	Tiempos de duración de las etapas de empuje y expansión térmica de las pruebas realizadas.	80
V.6	Relación promedio entre las concentraciones de O <sub>2</sub> no consumido, CO y CO <sub>2</sub> producidos en los períodos de combustión de las pruebas realizadas.	90
V.7	Comportamiento de cada una de las fracciones de los gases orgánicos livianos que evolucionan durante los períodos de combustión de las pruebas con y sin aditivos.	93

# *CAPITULO I*

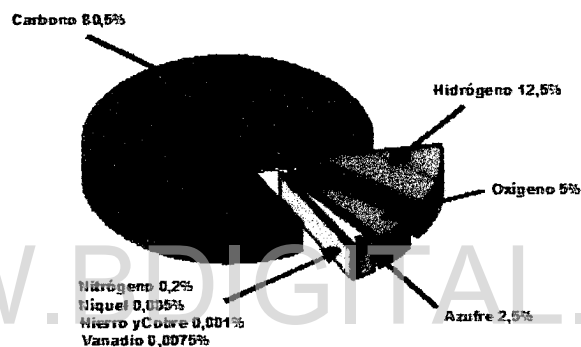
## *GENERALIDADES*

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



### I.1- Petróleo.

La etimología de la palabra petróleo (petro=roca y oleum=aceite) gramaticalmente significa "aceita de roca" y ha sido definido como una mezcla inflamable de origen natural compuesta de gran cantidad de hidrocarburos gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, los elementos que lo constituyen en más de un 90% son el carbono (C) y el hidrógeno (H), sin embargo, puede contener otros elementos como Oxígeno (O), Azufre (S), Nitrógeno (N) y algunos metales como Vanadio (V), Níquel (Ni), Hierro (Fe) y Cobre (Cu)<sup>[1]</sup>. La proporción de cada uno de los componentes del petróleo varía en cada yacimiento. En la Figura I.1 se representa un estimado de la composición química general de una muestra de petróleo en yacimiento.



**Figura I.1-** Composición química promedio del petróleo<sup>[2]</sup>.

El petróleo es una mezcla compleja de aproximadamente 500 hidrocarburos principalmente alifáticos, nafténicos y aromáticos con fracciones variables de hidrocarburos insaturados<sup>[1]</sup>. Existen petróleos que pueden ser opacos, negros y gruesos de igual o mayor densidad que la del agua y que contienen muy poco y a veces nada de los hidrocarburos que se usan en la gasolina, como también hay petróleos que son ligeros y que pueden contener hasta un 40% de dichos componentes.

### I.2- Clasificación y Propiedades del petróleo.

El petróleo se clasifica según su gravedad °API (API, *American Petroleum Institute* por sus siglas en inglés) como petróleo: liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a la Tabla I.1<sup>[3]</sup>.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

**Tabla I.1-** Clasificación del petróleo de acuerdo a su gravedad API (°API) según la *American Petroleum Institute*.

<b>Clasificación del petróleo</b>	<b>°API</b>
Liviano o ligero	30 - 40
Medio o mediano	22 - 29,9
Pesado	10 - 21,9
Extrapesado	<10

Los diferentes tipos de petróleo (generalmente llamados crudos en la jerga petrolera) tienen características y propiedades físicas y químicas que pueden ser utilizadas de manera práctica para distinguirlos unos de otros. Algunas de las propiedades más resaltantes del petróleo son las siguientes<sup>[1]</sup>:

Color.

Densidad.

Sabor.

Punto de ebullición.

Poder calorífico.

Olor.

Viscosidad.

Índice de refracción.

Punto de congelación.

Calor específico.

### I.3- Yacimientos.

Es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos que pueden desplazarse (o ser desplazados) para su recuperación<sup>[1]</sup>. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio poroso recipiente (yacimiento) y los fluidos almacenados en su seno. Implica la correlación de dos aspectos básicos para la industria petrolera: las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento. Algunos de los parámetros que deben ser considerados para el estudio y conocimiento de un yacimiento son:

Profundidad.

Heterogeneidad.

Saturación

Porosidad.

Espesor de la arena.

Permeabilidad.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

- Conductividad térmica.                      Petróleo *in situ* (POES)
- Movilidad del petróleo.
- Capacidad calorífica de rocas saturadas.
- Propiedades térmicas de las rocas y fluidos.
- Pérdida de calor durante transmisión de fluidos calientes.

### I.4- Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es el territorio que ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco<sup>[41]</sup>. Abarca una extensión de 600 Km de este a oeste y 70 Km en dirección Norte a Sur, con un área aproximada de 55.314 Km<sup>2</sup>. Se estima que la FPO contiene 270.000 millones de barriles de crudo extrapesado. La porción de la Faja del Orinoco explorada en estos momentos está conformada por cuatro campos: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (ver Figura I.2).

ÁREA TOTAL FAJA:            55.314 Km<sup>2</sup>  
ÁREA ACTUAL EN  
EXPLOTACIÓN:            11.583 Km<sup>2</sup>



**Figura I.2-** Ubicación geográfica de la FPO en Venezuela y distribución de sus campos de estudio y desarrollo.

El crudo de la FPO posee la menor viscosidad asociada a la mayoría de los petróleos pesados, y a pesar de tener una °API extremadamente baja, es posible bombearlo sin el costo de calentamiento para obtener unos cientos de barriles por día. Se estima que la región contiene 216 mil millones de m<sup>3</sup> de Petróleo Original En Sitio (POES).

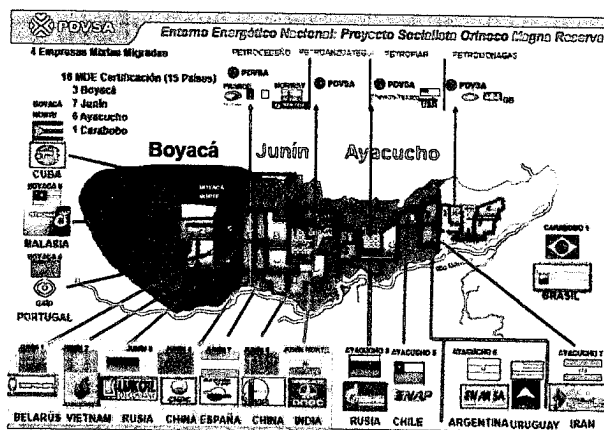
La FPO fue estudiada a partir de 1968, estos estudios conllevaron a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) a realizar una importante campaña de investigación para



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

evaluar técnicas de producción en frío y en caliente. Se comprobó que las propiedades del yacimiento eran típicas de areniscas someras, no consolidadas. Las estimaciones originales indicaron que no más del 5% del POES (7 a 10 °API) podría recuperarse sin calentamiento. A fines de la década de 1980 el costo de calentamiento no favoreció la *viabilidad comercial del desarrollo de la faja, sin embargo, más tarde varios factores se combinaron para mejorar esa situación*<sup>[4]</sup>. Se necesitaban mayores producciones de crudo para un desarrollo económicamente viable, pero los regímenes de producción más altos generaban una importante producción de arena y requerían bombas de fondo de pozo más poderosas. Los pozos horizontales resolvieron el primer problema, permitiendo tasas de flujo más altas con menos caídas de presión, y por tanto, minimizando los problemas de producción de arena. Las técnicas de producción en frío en los pozos horizontales generó un factor de recuperación similar al de la inyección cíclica de vapor en pozos verticales a un costo mucho más bajo.

A mediados de los 90, los pozos horizontales habían comenzado a resultar efectivos en materia de costos mientras que las bombas de cavidad progresiva y las eléctricas sumergibles habían evolucionado para manejar crudos pesados y grandes volúmenes. La tecnología resultaba entonces apropiada para el desarrollo comercial del petróleo pesado de la Faja. Actualmente, existen diferentes empresas internacionales que trabajan en conjunto con nuestra empresa petrolera nacional (PDVSA) en el desarrollo de tecnologías para la exploración, producción y refinación de crudo de la FPO. En la Figura I.3 se muestra la distribución primaria y secundaria de algunos campos en la FPO, así como la organización de algunas empresas que prestan (o han prestado) sus servicios petroleros en los últimos años.



**Figura I.3-** Organización de las principales compañías que trabajan en diversas áreas de la exploración, explotación y producción de crudo en la FPO<sup>[5]</sup>.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

### **I.5- Crudo pesado y extrapesado. Importancia.**

Venezuela posee una de las mayores reservas continuas de petróleo pesado y extrapesado del planeta, las cuales tienen un gran valor comercial e industrial, por tanto, surge la necesidad de desarrollar tecnologías que permitan su procesamiento al máximo. Estas reservas deben ser aprovechadas desde un punto de vista rentable, donde se permita el desarrollo energético integral de la nación utilizando en la mayor medida posible tecnología interna para satisfacer el desafío de la producción y aportar soluciones acerca de la disminución de reservas de hidrocarburos (livianos y medianos) y otros combustibles fósiles durante este siglo<sup>[6]</sup>.

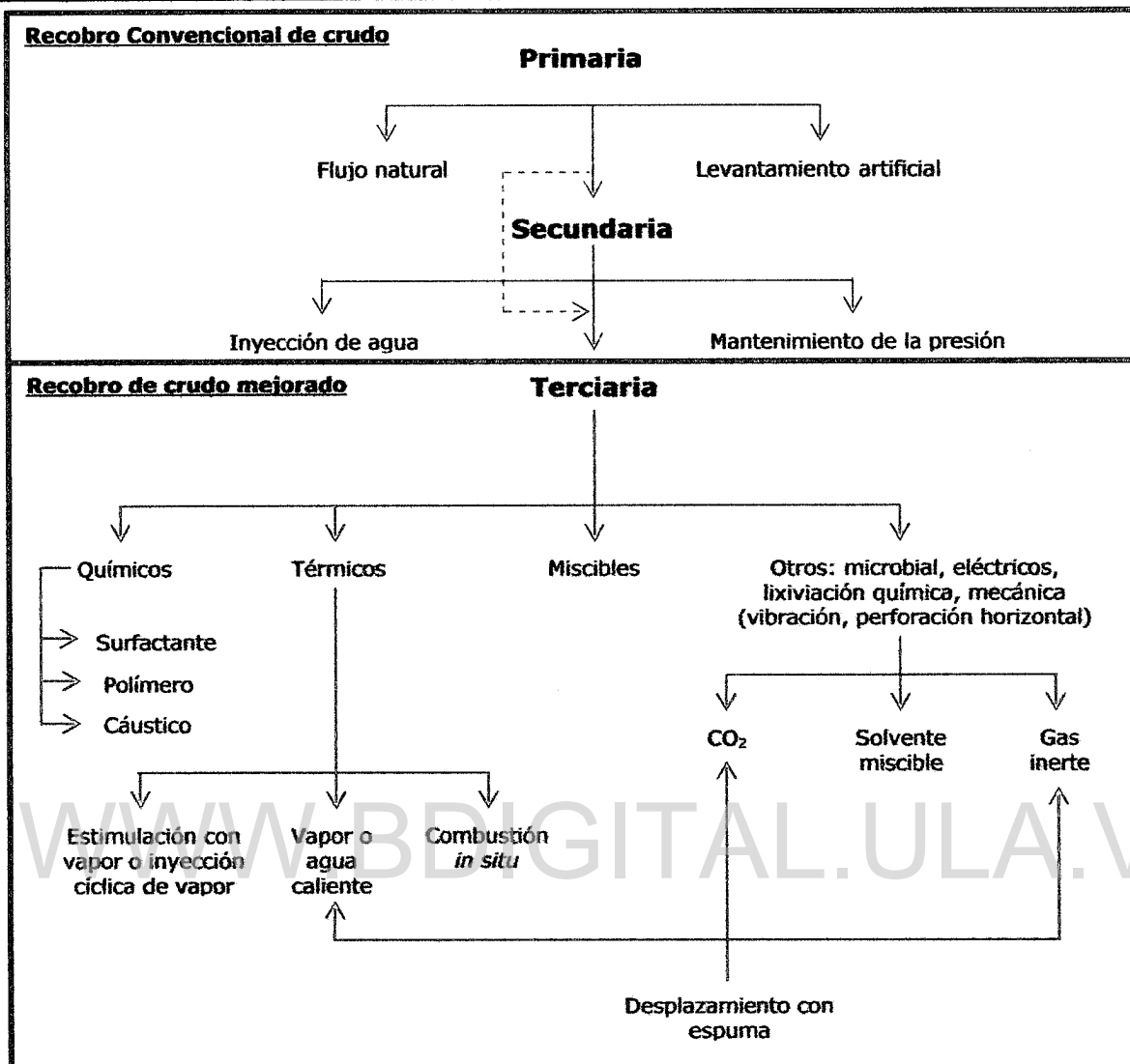
La merma del suministro de petróleo y los altos precios implícitos en su comercio están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, estos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con nuevas tecnologías y modificaciones de métodos desarrollados para los petróleos convencionales. La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo aún en yacimientos corresponde a estos hidrocarburos altamente viscosos, que son difíciles y costosos para producir y refinar, éstos poseen elevadas concentraciones de metales (entre otros elementos) que implican mayores esfuerzos para su extracción y generación de productos utilizables, sin dejar de lado la disposición final de los residuos luego de cada proceso petroquímico<sup>[1]</sup>.

### **I.6- Técnicas de recuperación de crudo pesado y extrapesado.**

Se pueden aplicar diferentes métodos de recuperación mejorada debido a que los mecanismos naturales de producción no son capaces de hacer fluir el líquido con eficiencia después de cierto punto durante la explotación de un yacimiento. En la Figura I.4, se muestran diferentes mecanismos de recuperación de crudo utilizables dependiendo de los requerimientos y las variables de producción, transporte, características demográficas, geológicas, climatológicas y de yacimiento, que engloba todo lo que concierne la explotación y el comercio del hidrocarburo.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.



**Figura I.4-** Técnicas de producción primaria y recuperación mejorada de crudo<sup>[7]</sup>.

### I.6.1- Recuperación Primaria

Consiste en drenar el petróleo naturalmente hacia los pozos productores bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el pozo productor y el seno del yacimiento. En muchos casos la presión interna aporta suficiente energía como para hacer que el petróleo llegue por sí mismo a la superficie, y a medida que se expanden los fluidos dentro del yacimiento, la presión disminuye a una velocidad que depende de los mecanismos involucrados. El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosa información sobre el comportamiento del yacimiento, que es de gran importancia para la



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

planificación de las siguientes etapas de producción. La recuperación primaria finaliza cuando la presión del yacimiento ha disminuido al punto de no generar producción, o cuando se están produciendo cantidades importantes de otros fluidos (gas, agua).

### **I.6.2- Recuperación Secundaria.**

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar al yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo pero propio del yacimiento, para mantener un gradiente de presión que mantenga una tasa de producción de crudo aceptable. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos inyectoros y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos productores (ambos pozos estratégicamente ubicados).

### **I.6.3- Recuperación Terciaria y/o Mejorada.**

Se define como la extracción de petróleo inducida por la inyección de materiales no presentes normalmente en el yacimiento<sup>[9]</sup>. "La recuperación mejorada de petróleo involucra a todos los procesos que incrementen económicamente el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y energía al yacimiento"<sup>[9]</sup>. Los métodos de recuperación mejorada se pueden dividir en los siguientes grupos:

- **Químicos:**
  - Inyección de Polímeros.
  - Inyección de Surfactantes.
  - Inyección de Soluciones Alcalinas.
  
- **Miscibles:**
  - Inyección de Gas Enriquecido.
  - Inyección de CO<sub>2</sub>.
  - Inyección de N<sub>2</sub>.
  
- **Microorganismos**
  
- **Térmicos:**
  - Inyección Alterna de Vapor.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

---

- Inyección Continua de Vapor.
- Inyección de Agua Caliente.
- Combustión *In Situ*.

### I.6.3.1- Métodos Químicos de Recuperación Mejorada.

Están referidos a algunos aditivos que una vez incorporados a la corriente de agua o gas de inyección, mejoran en algún grado el recobro del petróleo<sup>[9]</sup>. Este mejoramiento se puede realizar mediante:

- A. Control de la relación de movilidad (Polímeros).
- B. Disminución de las fuerzas interfaciales que atrapan el crudo en el medio poroso (Soluciones Alcalinas y Surfactantes).
- C. Combinación de las anteriores.

#### I.6.3.1.A- Inyección de Polímeros.

Los polímeros son macromoléculas que en solución aumentan la viscosidad del agua<sup>[10]</sup>. El incremento de la viscosidad que un polímero origina al solubilizarse con la corriente de agua de inyección, mejora la relación de movilidad entre el fluido desplazante (agua) y el desplazado (petróleo), aun cuando no ejerce ninguna acción sobre las fuerzas que atrapan el fluido, el resultado final es un *incremento del factor de recobro*<sup>[9]</sup>.

#### I.6.3.1.B- Inyección de Surfactantes.

Consiste en la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, incrementando la eficiencia de desplazamiento del petróleo. La mayor desventaja de este método es la adsorción del surfactante en la roca del yacimiento, lo que hace que la inyección de surfactante pierda su eficacia muy cerca del pozo inyector<sup>[11]</sup>.

#### I.6.3.1.C- Inyección de Soluciones Alcalinas.

El principal objetivo de la inyección de soluciones alcalinas es la formación de surfactantes *in situ*, mediante la reacción con los ácidos del petróleo, estos surfactantes como se explicó anteriormente reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lo que provoca el incremento en la movilidad del



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

crudo. Uno de los principales problemas de la inyección de soluciones alcalinas es el consumo adicional del químico por la roca del yacimiento, incluyendo reacciones con las arcillas

### **I.6.3.2- Métodos Miscibles de Recuperación Mejorada.**

Estos métodos se basan en la mezcla de gases y líquidos formando una sola fase homogénea, bajo ciertas condiciones sin importar las proporciones de miscibilidad de las especies. Los fluidos inyectados son típicamente de hidrocarburos (etano o propano), dióxido de carbono, nitrógeno y gas de línea, otro tipo de gases son posibles pero no comunes<sup>[12]</sup>.

#### **I.6.3.2.A- Inyección de Gas Enriquecido.**

Este proceso consiste en la inyección de gas enriquecido con hidrocarburos desde etano a propano, los cuales se mezclan con el petróleo para facilitar su extracción. Este tipo de recuperación se ha visto cuestionada debido al crecimiento de la demanda mundial de gas natural, el cual pasó de ser un subproducto excedente de la producción de petróleo a convertirse en un producto de alto valor comercial.

#### **I.6.3.2.B- Inyección de CO<sub>2</sub>.**

El dióxido de carbono es un gas comúnmente utilizado en sistemas de recuperación mejorada ya que proporciona una excelente condición para desplazar crudos livianos y medianos, disminuye las tensiones interfaciales y reduce las fuerzas que atrapan al petróleo en el medio poroso obteniendo mayores recuperaciones.

#### **I.6.3.2.C- Inyección de N<sub>2</sub>.**

El interés por la utilización de nitrógeno como método de producción de petróleo se debe a las múltiples ventajas que ofrece en cuanto a disponibilidad, costo y propiedades físicas, como lo son<sup>[9]</sup>:

- Es junto al oxígeno uno de los gases más abundantes y comunes del planeta.
- Es relativamente fácil de purificar y no genera problemas de corrosión.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

- Es de fácil producción y compresión.
- Es mucho más económico que el gas natural y el dióxido de carbono.

### **I.6.3.3- Microorganismos en la Recuperación Mejorada.**

Consiste en la inyección de bacterias (microorganismos) dentro de la formación que son capaces de producir alteraciones en las cadenas principales de los hidrocarburos mediante la activación y el desdoblamiento de las mismas<sup>[12, 13]</sup>.

### **I.6.3.4- Métodos Térmicos de Recuperación.**

Son todos los procesos donde se inyecta u origina energía térmica dentro del yacimiento con el fin de aumentar la recuperación de petróleo<sup>[14]</sup>. El objetivo principal de estos métodos es la reducción de la viscosidad del hidrocarburo, lo que trae como consecuencia una mayor movilidad dentro del yacimiento, conduciéndolo hacia los pozos productores. Son especialmente utilizados en petróleos altamente viscosos, pero también se pueden usar en petróleos de viscosidades bajas. Entre las técnicas de recuperación térmica más utilizadas se encuentran la inyección de vapor, la cual puede ser continua o cíclica, y la inyección de aire al yacimiento conocida como Combustión *In Situ*.

#### **I.6.3.4.A- Inyección Alterna de Vapor.**

Este método de recuperación térmico consiste en tres etapas. 1) inyección de vapor de agua en cada uno de los pozos, 2) fase de impregnación (conocida también como tiempo de remojo) el cual puede durar días u horas, en este punto el vapor le transfiere su energía en forma de calor al yacimiento y 3) se ponen a producir los mismos pozos a los cuales se inyectó. Se le denomina así a este proceso debido a la alternancia que hay en las etapas de inyección de vapor y producción de petróleo en un mismo pozo. También se le conoce como proceso de Remojo con Vapor ("Steam Soak") por que en cierta manera la formación y el petróleo de las adyacencias son remojados con el vapor inyectado. Las etapas de inyección, remojo y producción, y el tiempo en que las mismas constituyen lo que se denomina como un "ciclo" en el proceso de inyección alterna de vapor, debe ser previa y minuciosamente calculado<sup>[13]</sup>.



### I.6.3.4.B- Inyección Continua de Vapor.

Este proceso consiste en introducir vapor en la formación por medio de un pozo inyector con la finalidad de desplazar el crudo hasta un pozo productor, de modo que tanto la inyección como la producción ocurren en forma simultánea. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han observado efectos por empuje por gas o por extracción de solventes.

### I.6.3.4.C- Inyección de Agua Caliente.

Es un proceso de desplazamiento que consiste en inyectar agua líquida a elevada temperatura a través de una cierta cantidad de pozos, para facilitar la producción de petróleo por otros. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente son básicamente la reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

### I.6.3.4.D- Combustión *in situ*.

Es un método convencional térmico que se basa en la generación de calor en el yacimiento para seguir recuperando hidrocarburo una vez culminada la producción primaria y/o secundaria. Este método consiste básicamente en quemar una porción del petróleo (una fracción aproximada al 10% del Petróleo Original En Sitio – POES) presente en el yacimiento para generar el calor<sup>[15]</sup>.

## I.7. Combustión *in situ*.

Es un proceso de recuperación donde se aprovechan los efectos térmicos colaterales de un proceso de combustión<sup>[16]</sup>. Consiste en inyectar aire comprimido al yacimiento de manera que la combinación del aire, crudo y calor origine una combustión de hidrocarburos dentro del medio poroso, cuando esto sucede, se quema parte del petróleo *in situ*, originando un frente de gases de combustión, vapor y calor que conducen el petróleo presente hacia los pozos productores. Este método de recobro se aplica en yacimientos que contienen crudos muy viscosos como para ser producidos

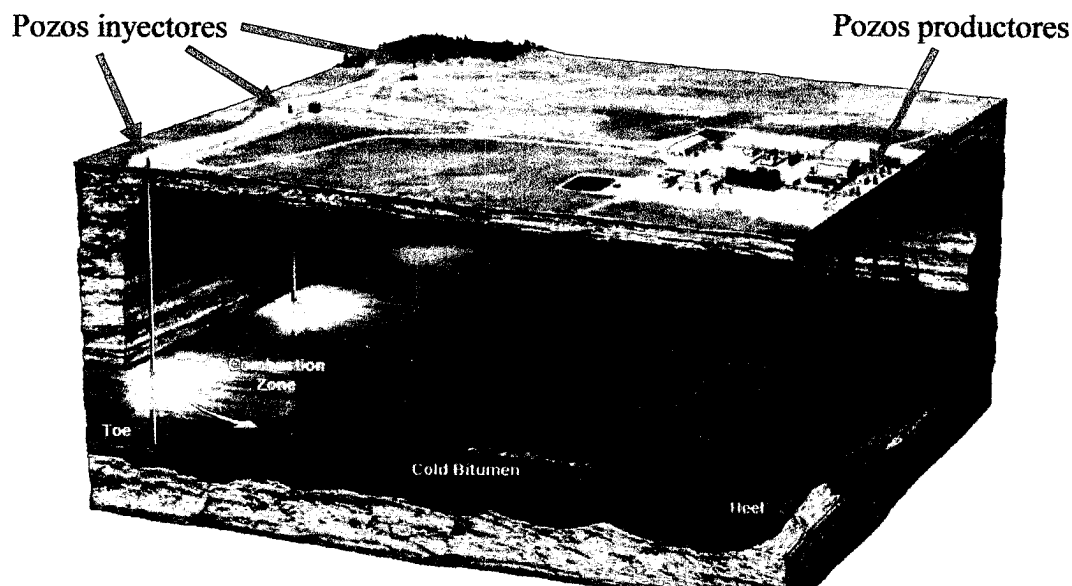
Licencia Creative Commons.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

por métodos convencionales y en yacimientos agotados donde no se genera la producción deseada. A través del quemado de una fracción del POES, se genera una zona de combustión que se transporta a lo largo de la formación hacia los pozos productores. Durante estos procesos, no solo se quema el crudo del yacimiento, sino también el coque que resulta del craqueo térmico y de la destilación del crudo residual próximo al frente de combustión, así como también el quemado del carbón natural presente en la roca de yacimiento<sup>[17]</sup>.

En la Figura I.5 se observa el proceso de combustión a lo largo de un yacimiento con una configuración de pozos especial (THAI), donde los pozos inyectoros son los que suministran el oxígeno (puede ser como aire comprimido o enriquecido) y los productores son los que extraen el petróleo desplazado por el avance del frente de combustión (zona de color amarillo en el yacimiento, punto de ignición). La zona de color rojo es la región donde se acumula la fracción de coque producida por la oxidación térmica, quien a su vez sirve de combustible para la combustión, mientras que la zona verde es la región que contiene el petróleo de mayor temperatura (y por tanto, de menor viscosidad) dentro del yacimiento. A medida que avanza el frente, se genera un gradiente térmico que disminuye gradualmente la viscosidad del crudo más distante de la zona de quemado, lo que permite que la región de petróleo frío (de color gris) se desplace con mayor facilidad.



**Figura I.5-** Ejemplo de la combinación de pozos verticales y horizontales para su uso en la tecnología de combustión *in situ* por el método THAI<sup>[15]</sup>.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

---

Los procesos de combustión se pueden ser clasificados en:

- Combustión Seca Convencional
- Combustión Húmeda Convencional
- Combustión en Reverso

### **I.7.1- Combustión Seca Convencional.**

En este proceso los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores. La idea básica de este tipo de combustión consiste en:

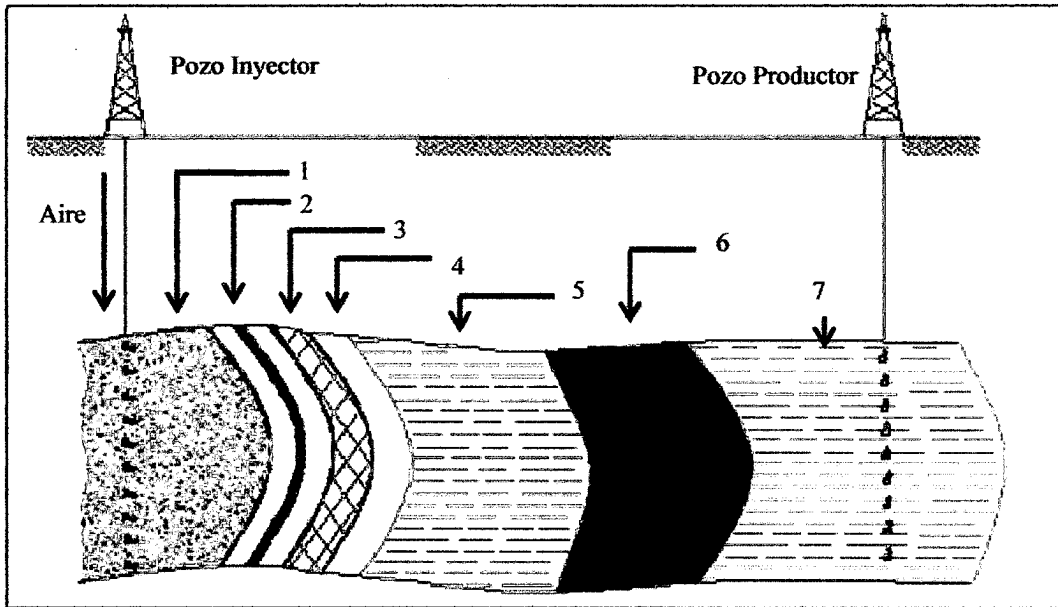
- *Inyectar aire a través de ciertos pozos con el objeto de crear una alta permeabilidad relativa al aire.*
- Encender el crudo en el pozo inyector.
- Propagar el frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección continua de aire, con el objeto de calentar y desplazar los fluidos delante de ella.

*El petróleo es producido en la superficie por una variedad de mecanismos, incluyendo vaporización, condensación, empuje por gas en solución, desplazamientos miscibles, empuje por vapor, craqueo térmico, entre otros. El proceso de combustión convencional es ideal debido a que una fracción indeseable del petróleo es consumida como combustible en forma de coque, y que el calor generado es utilizado lo más eficientemente posible. La cantidad de petróleo consumido es alrededor del 15%, pero varía ampliamente dependiendo del tipo de petróleo y tasa de inyección de aire<sup>[14]</sup>.*

Durante este proceso se forman varias zonas dentro del yacimiento perfectamente diferenciables<sup>[18]</sup>. Siendo estas esquematizadas en la Figura I.6.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.



**Figura I.6-** Zonas características en el proceso de combustión progresiva seca.

En la Figura I.6 se pueden distinguir siete (7) zonas, las cuales se definen de la siguiente manera<sup>[16]</sup>:

1. Zona quemada: es la zona que ha dejado atrás el frente de combustión, puede contener algunos sólidos orgánicos sin quemar, generalmente coque. Análisis de núcleos tomados de una porción de la zona quemada indican una cantidad de coque de alrededor 2%, en una zona saturada con aire. El color de la zona quemada es generalmente blanquecino con secciones grises, marrones y rojas. Debido a que esta zona estuvo a elevadas temperaturas por largos periodos, usualmente exhibe alteraciones en los minerales.
2. Zona de combustión: es el frente de combustión como tal, en el cual se lleva a cabo la reacción entre el oxígeno y el coque, que el combustible predominante. La zona de combustión es una región estrecha donde ocurren reacciones que esencialmente generan vapor de agua, dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y monóxido de carbono ( $CO$ ). El coque es formado en la zona de craqueo justamente delante de la zona de combustión. El coque no es solo carbón, pero contiene una deficiencia de hidrógeno con una relación atómica Hidrógeno/Carbono entre 0,6 y 1,6, dependiendo de las condiciones térmicas de la descomposición. La temperatura de

Licencia Creative Commons.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

---

esta zona depende esencialmente de la naturaleza y la cantidad de combustible consumido.

3. Zona de craqueo y vaporización: en esta zona las altas temperaturas ocasionadas por las reacciones de combustión hacen que los componentes livianos del crudo se vaporicen y que los componentes pesados se craqueen. Las fracciones livianas vaporizadas son transportadas hacia zonas posteriores por los gases generados en la combustión, donde pueden ser condensadas y mezcladas nuevamente con el crudo original. El craqueo de las fracciones pesadas conduce a la producción de gases y residuos orgánicos. Estos residuos definidos como coque, son generalmente depositados en la roca y es la principal fuente de combustible del proceso de combustión.
4. Zona de condensación: los componentes vaporizados son condensados y/o disueltos nuevamente en el crudo, lo que origina una leve disminución en la viscosidad del crudo desplazado. Esta zona contiene vapor, crudo, agua y gases de combustión, todos estos moviéndose hacia los pozos productores. Pruebas de campo indican que esta zona se extiende desde 10 a 30 pies delante del frente de combustión.
5. Zona de banco de agua: se caracteriza por una saturación mayor de agua que la saturación original del yacimiento.
6. Zona de banco de crudo: contiene todo el crudo que ha sido desplazado desde las zonas anteriores.
7. Zona inalterada: esta zona todavía no ha sido afectada por el proceso de combustión, excepto por un posible incremento en la corriente de gases de combustión ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$  y  $\text{N}_2$ ).

Los mecanismos de producción que actúan durante este proceso son muy variados, destacándose el empuje por gas, los desplazamientos miscibles, la vaporización y la condensación.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

Aunque lo descrito anteriormente proporciona una visión más específica de lo que es el proceso de combustión, no es una representación exacta del comportamiento en campo, donde varias regiones no están claramente identificadas y hay considerables superposiciones entre las zonas. Además, la ubicación relativa de las diferentes áreas y la secuencia en la que aparecen también puede ser diferente a la descrita anteriormente. Estas diferencias surgen principalmente debido a la naturaleza heterogénea del yacimiento, los cuales causan que el flujo de los fluidos y del calor sea diferente en varios puntos de la zona de combustión<sup>[16]</sup>.

### **I.7.2- Combustión Húmeda Convencional.**

Es un proceso diseñado con la finalidad de aprovechar la gran cantidad de calor dejada atrás del frente de combustión, en un proceso convencional, que de otra forma se perdería hacia las formaciones adyacentes. La recuperación de calor se logra mediante inyección de agua en forma simultánea o alternada con el aire<sup>[14]</sup>. La combustión húmeda se clasifica en normal, incompleta y superhúmeda dependiendo de la relación agua/aire inyectada. Cuando el coque depositado se consume completamente a pesar de la inyección de agua se habla de combustión húmeda normal, mientras que cuando este coque depositado no se quema completamente se refiere a una combustión húmeda incompleta. La combustión superhúmeda se refiere a que la cantidad de agua inyectada es mucho mayor dejando parte de esta sin vaporizar.

### **I.7.3- Combustión en Reverso.**

El frente de combustión se origina en los pozos productores con el fin de generar una alta temperatura en esta región, que disminuye la viscosidad del crudo y en donde el petróleo no consumido será producido con mayor facilidad. En este tipo de proceso, el petróleo vaporizado, el agua y los productos de la combustión se mueven en una zona del yacimiento que ya ha sido calentada. Bajo ciertas circunstancias, el frente de combustión se mueve suficientemente rápido, de tal forma que solo una fracción del petróleo *in situ* es consumida, sin embargo, en algunos casos esta fracción puede alcanzar hasta un 50% de este petróleo<sup>[14]</sup>. Los principios de operación de la combustión en reversa no están bien entendidos en comparación con el método de combustión convencional, sin embargo, el proceso de combustión es esencialmente el

Licencia Creative Commons.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

mismo. Durante el quemado en reversa, el oxígeno está presente desde el pozo inyector hacia el frente de combustión y el combustible está presente completamente en la formación. El frente de combustión no puede moverse hacia el productor, siempre y cuando todo el oxígeno se consuma en el frente<sup>[16]</sup>.

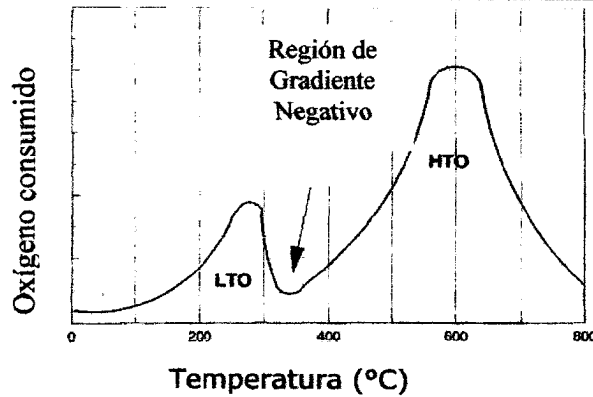
El comportamiento de este proceso es muy diferente al convencional, pues la zona de combustión no consume todo el combustible depositado delante de ella, no obstante, parte de los componentes livianos y medianos del petróleo *in situ* son utilizados como tal. Casi no existe producción de monóxido o dióxido de carbono y las principales reacciones que ocurren durante la oxidación del crudo originan compuestos oxigenados tales como aldehídos, ácidos, peróxidos y otros<sup>[11]</sup>.

### **I.8- Reacciones Químicas asociadas a la Combustión *In Situ*.**

Las principales reacciones químicas asociadas a este proceso ocurren sobre diferentes rangos de temperatura. Para simplificar los estudios, los investigadores han agrupado estas reacciones en tres tipos<sup>[16]</sup>:

1. Oxidación a bajas temperaturas o LTO (siglas en inglés de Low Temperature Oxidation), las cuales son heterogéneas (gas/líquido) y generalmente resultan en producción de componentes parcialmente oxigenados y un poco o ausencia de óxidos de carbón.
2. Pirólisis, que consiste en una reacción a temperaturas medias donde ocurre la formación del combustible mediante el craqueo de algunos hidrocarburos enfocándose en la formación de coque.
3. Oxidación a altas temperaturas o HTO (siglas en inglés de High Temperature Oxidation) que consiste en la reacción del oxígeno con el petróleo no oxidado anteriormente, con el combustible producido y con los compuestos oxigenados para producir dióxido, monóxido de carbono y agua.

En la Figura I.7 se muestra la secuencia de una reacción de combustión, se observa que se encuentra dividida en dos etapas, la primera se basa en la oxidación de baja temperatura y la segunda la oxidación a altas temperaturas.



**Figura I.7-** Rango de acción de las reacciones presentes en un proceso de combustión<sup>[16]</sup>.

### **I.8.1- Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura (LTO).**

La oxidación a baja temperatura es una reacción de adición de oxígeno, donde se produce agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos<sup>[19]</sup>. Estas reacciones son muy complejas y permanecen aún sin ser bien entendidas, sin embargo, se sabe que promueven la *condensación de componentes de bajo peso molecular a productos de un mayor peso molecular*. Los petróleos livianos son más susceptibles a la oxidación a baja temperatura que los petróleos pesados. Estas reacciones pueden incrementar la viscosidad del petróleo original, los intervalos de ebullición y la densidad, entre otros efectos, así como también puede tener influencia en el aumento de la fracción de asfaltenos, disminuyendo aromáticos y resinas para generar más combustible disponible durante el proceso de combustión, lo que origina un descenso en la recuperación de petróleo<sup>[16]</sup>. Estas reacciones pueden verse favorecidas por un bajo flujo de aire en la zona de oxidación resultado de la heterogeneidad del yacimiento y la canalización del oxígeno.

Las reacciones de oxidación a bajas temperaturas tienden a ocurrir por debajo de 316°C pero este valor es dependiente del tipo de petróleo<sup>[20]</sup>. Es difícil asignar un *rango de temperatura a la región donde proceden estas reacciones porque comienzan a ocurrir entre 132°C y 160°C*. Las LTO son evidenciadas por un rápido incremento en el consumo de oxígeno y la generación de óxido de carbono, pero su característica principal es que ocurre una disminución en la velocidad de reacción del oxígeno en el

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



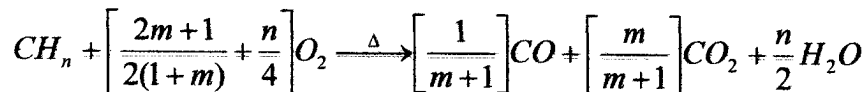
## CAPITULO I. GENERALIDADES.

rango de temperatura entre 232°C y 282°C, lo que da lugar a la región de gradiente negativo de temperatura observada en la Figura I.7, ya que el consumo de oxígeno disminuye con el incremento de la temperatura.

Si se producen fallas en el incremento de temperatura de reacción para sobrepasar la región de gradiente negativo, puede originarse una baja eficiencia en el desplazamiento del petróleo<sup>[16]</sup>. La prolongación de este tipo de reacciones puede traer como consecuencia que el petróleo quede permanentemente atrapado en los poros de la formación ya que el producto final predominante de la oxidación a bajas temperaturas es el coque.

### I.8.2- Reacciones de Oxidación a Alta Temperatura (HTO).

Son las reacciones entre el oxígeno del aire inyectado y el coque a temperaturas alrededor o por encima de 343°C, donde los principales productos de reacción son el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO) y agua<sup>[16]</sup>. Estas reacciones son heterogéneas (gas-sólido y gas-líquido) y se caracterizan por consumir todo el oxígeno de la fase gaseosa. La estequiometría de estas reacciones viene dada por:



donde "n" es la relación atómica hidrógeno/carbón, y "m" es la relación entre las moléculas CO<sub>2</sub>/CO.

El calor generado por estas reacciones proporciona la energía térmica necesaria para sostener y propagar el frente de combustión. Esta es la reacción predominante en el proceso de combustión *in situ* y es la que se busca promover debido a que consume el coque y las moléculas más pesadas originando una leve mejora en el crudo producido. Aunque las reacciones de oxidación a baja temperatura y de pirólisis ocurren a escala de laboratorio, es la oxidación a altas temperaturas la que se asume generalmente para representar el proceso de combustión en yacimiento.



### **I.8.3- Reacciones de Pirólisis.**

Es la responsable de la deposición de coque para que ocurra la posterior reacción de combustión a alta temperatura. La pirólisis del petróleo consiste en reacciones que en su mayoría son homogéneas y endotérmicas, e involucran tres tipos de reacciones: deshidrogenación, craqueo y condensación<sup>[16]</sup>. En las reacciones de deshidrogenación los átomos de hidrógeno son desplazados de las moléculas de hidrocarburo dejando al mismo tiempo los átomos de carbono intactos, en las reacciones de craqueo los enlaces carbono-carbono de las moléculas pesadas son fragmentados dando como resultado mayor cantidad de moléculas y de menor tamaño con la misma cantidad de materia, por último, en el caso de las reacciones de condensación, el número de átomos de carbono de las moléculas se incrementa para formar hidrocarburos más pesados. El tipo de petróleo y la estructura de sus hidrocarburos constituyentes determinan el tipo y la amplitud de las diferentes reacciones de pirólisis.

### **I.9- Pruebas de combustión a escala de laboratorio.**

Los experimentos se realizan en tubos metálicos altamente resistentes al calor a presiones elevadas, estos tubos funcionan como simuladores físicos y representan una pequeña parte del yacimiento con la restricción de un flujo unidimensional<sup>[21]</sup>. Las pruebas en dicho dispositivo permiten la simulación de la propagación del frente de combustión y la naturaleza de las reacciones químicas dinámicas resultantes a condiciones de yacimiento. Debido a que la propagación del frente de combustión es controlada por las reacciones químicas y la permeabilidad relativa característica del yacimiento, los resultados de las pruebas en estos "tubos de combustión" pueden proporcionar un sentido cualitativo para la aplicación de estas pruebas en campo<sup>[16]</sup>. Este tipo de pruebas se han aceptado como método para producir datos confiables que describan la mecánica del proceso de combustión *in situ*.

Aunque las pérdidas de calor en el tubo de combustión se consideran distintas a las que ocurren en un yacimiento, existe una analogía directa entre los dos sistemas. Un yacimiento está naturalmente aislado por los estratos tanto inferior como superior y las pérdidas de calor son relativamente bajas con respecto al calor generado. El tubo de combustión tiene altas pérdidas de calor debido a su geometría, al material de fabricación y a la limitada cantidad de calor generado, por tanto, para disminuir estas

Licencia Creative Commons.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

pérdidas y mantener el frente de combustión, se colocan resistencias eléctricas que pueden mantener el proceso con las menores pérdidas de calor, estas aumentan la temperatura de la pared del tubo manteniendo una temperatura menor sin interferir con el mecanismo del proceso, por lo tanto el calor a través del tubo empacado representa lo que pudiera ocurrir en el yacimiento salvo algunas excepciones.

Existen cálculos de difusión térmica que permiten conocer como debe ser el calentamiento gradual de la parte externa del tubo de combustión, ya que dependiendo de las características y composición del tubo, se puede restituir al sistema poroso y a la combustión una cantidad similar del energía calórica degradada a los alrededores, obteniendo un sistema lo más adiabático posible.

### **I.10. Emulsiones y su Estabilidad.**

Una emulsión es una dispersión termodinámicamente inestable de dos o más líquidos inmiscibles o parcialmente miscibles<sup>[22]</sup>. En la mayoría de las emulsiones una de las fases es acuosa y la otra un aceite polar. Las emulsiones con el aceite como fase dispersa se conocen como emulsiones de aceite en agua (*oil-in-water, o/w*) y las emulsiones con agua como fase dispersa se conocen como emulsiones de agua en aceite (*water-in-oil, w/o*). Existen otros tipos de emulsiones que básicamente consisten en la dispersión de una emulsión, por ejemplo, una emulsión w/o se puede dispersar en una fase acuosa para dar una emulsión w/o/w, y una emulsión o/w puede ser redispersada en una fase oleosa para generar o/w/o. Las emulsiones pueden convertirse en sustancias cinéticamente estables gracias a la presencia de agentes tensioactivos que presentan cierta capacidad de absorción en las superficies de las gotas. Los diámetros de las gotas dispersas se pueden encontrar entre 0,1 a 20  $\mu\text{m}$ .

El tipo de emulsión que se tiende a formar depende del balance entre las propiedades hidrófilas e hidrófobas de un agente emulsificante. Generalmente se suele cumplir la *regla de Bancroft*, que expresa: "la fase continua es aquella la cual solubiliza al agente emulsificante". La naturaleza anfótera de los agente tensioactivos puede ser expresado en términos de una escala empírica que comúnmente se denomina el balance HLB (balance hidrófilo-lipófilo). El valor HLB puede variar en función del tipo de electrolito, temperatura y tipo de aceite debido a que modifican la geometría de la capa de agentes tensioactivos en la interfase y por lo tanto varían su curvatura preferida. El

Licencia Creative Commons.

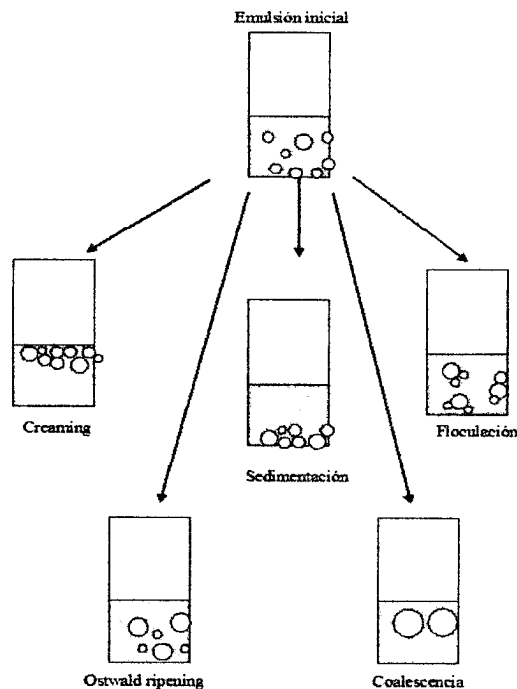


## CAPITULO I. GENERALIDADES.

proceso de ruptura de las emulsiones puede ocurrir mediante cuatro mecanismos de inestabilidad diferentes que son:

- 1- **Sedimentación (Creaming)**: proceso causado por la acción de la gravedad y produce un gradiente vertical de concentración de las gotas sin variar la distribución del tamaño de las mismas.
- 2- **Floculación**: consiste en la adhesión de las gotas sin fusionarse. No existe variación en la distribución de tamaño de gotas. La floculación está controlada por un equilibrio global entre las fuerzas de atracción electrostáticas de Van Der Waals y repulsivas de tipo estéricas y de hidratación.
- 3- **Coalescencia**: es la fusión de gotas para crear unas gotas más grandes con la eliminación de parte de la interfase líquido/líquido.
- 4- **Engrosamiento de Gotas (*Ostwald Ripening*)**: Se debe al crecimiento de las gotas más grandes a costa de las más pequeñas hasta que éstas últimas prácticamente desaparecen. Este proceso ocurre a una velocidad que es función de la solubilidad de la fase dispersa en la fase continua.

En la Figura I.8 se muestra gráficamente cada uno de los procesos mencionados. Cabe destacar que la sedimentación y el "creaming" son procesos similares.



**Figura I.8-** Mecanismos que contribuyen a la inestabilidad de las emulsiones.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

Las principales propiedades de las emulsiones son: el tamaño de gota o distribución estadística, la estabilidad (forma en que evoluciona cuando está sometida a condiciones particulares de almacenamiento, transporte o manipulación), y la viscosidad (comportamiento reológico ya que en muchos casos las emulsiones no son fluidos newtonianos). La reología, puede estudiar el comportamiento de estos fluidos sometidos a diferentes tipos de esfuerzos y para tales estudios se utilizan reómetros, que permiten obtener una relación entre el esfuerzo y el cizallamiento aplicado a un fluido, si existe una relación lineal entre estas variables, se dice que el fluido es newtoniano; es el caso de la mayoría de los fluidos simples, pero no de las emulsiones o suspensiones, las cuales presentan a menudo un comportamiento llamado pseudoplástico. Tal comportamiento se caracteriza por una disminución de la viscosidad a medida que el cizallamiento aumenta.

La viscosidad de una emulsión puede verse afectada por la siguiente lista de factores por orden de importancia (con excepción del último):

- Viscosidad de la fase externa ( $\eta_o$ ).
- Proporción volumétrica de la fase interna ( $f$  ó  $\phi$ ).
- Tamaño de las gotas de la fase interna.
- Viscosidad de la fase interna.
- Efectos electro-viscosos.
- Efecto del emulsionante, es decir de la formulación.

Existen además otras observaciones que de manera muy puntual, son de vital relevancia para entender el desempeño o comportamiento de una emulsión frente a un estímulo o perturbación determinada, entre ellas destacan<sup>[221]</sup>:

- Se considera que una emulsión es de bajo contenido de fase interna si la misma está por debajo de un 20% en la mezcla.
- A mayor contenido de gotas, mayores interacciones entre ellas y por lo tanto mayor viscosidad.
- Cuando menor el tamaño de gota, mayor la viscosidad. Cuando más amplia la distribución de tamaño de gota, menor la viscosidad.



## CAPITULO I. GENERALIDADES.

---

- A menor viscosidad de la fase interna en general menor el diámetro de las gotas (para una agitación dada). Para que la emulsión sea estable tiene que poseer un tamaño de gota relativamente pequeño, pero no demasiado pequeño, ya que esto aumenta la viscosidad.
- Las gotas pequeñas se pueden unir o vaciar en gotas más grandes. Por tanto, puede ser conveniente dejar envejecer las emulsiones para reducir su viscosidad, sin embargo, el envejecimiento puede producir floculación o películas interfaciales rígidas que pueden resultar en aumentos indeseables de viscosidad.
- La única forma de describir la geometría de una emulsión es por su distribución de tamaño de gotas.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

## *CAPITULO II*

### *ANTECEDENTES*

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

La generación de calor dentro de un yacimiento (*in situ*) tuvo su origen en 1920<sup>[23]</sup>, desde entonces se han realizado numerosas investigaciones acerca de procesos térmicos de recobro (ver Anexo A), algunas de ellas utilizando catalizadores. La selección de un método de recobro para su aplicación en campo requiere de un estudio bastante complejo, tal como sucedió en algunos campos de crudo pesado en África, donde se evaluaron un total de trece (13) diferentes técnicas establecidas y emergentes<sup>[24]</sup>. El estudio incluyó un primer grado de aproximación de la recuperación de crudo vía EOR (Enhance Oil Recovery) y diversas estimaciones económicas.

La combustión *in situ* ha demostrado tener ventajas sobre otros métodos de recobro térmico<sup>[25]</sup>. La energía requerida es generada *in situ*, produciendo altas temperaturas, lo que se traduce en un proceso térmicamente eficiente y que mejora sustancialmente el crudo al extraerlo del yacimiento. En el proceso THAI, se pueden distinguir las siguientes zonas:

- a) zona de quemado o de combustión
- b) frente de combustión
- c) zona de coque
- d) zona de crudo móvil
- e) zona de crudo frío

Las condiciones de operación durante el desarrollo de una prueba de combustión pueden variar dependiendo de algunos factores como: la viscosidad y la °API del crudo utilizado, la presencia de aditivos en la muestra, la similitud del proceso a condiciones de yacimiento, la utilización de elementos originarios del yacimiento o de origen sintético (arenas o arcillas), los tipos de fluidos que se hacen pasar a través del medio poroso previo al calentamiento e inyección de aire, entre otros. Existen investigaciones donde describen en cierta medida el procedimiento de preparación de una prueba de combustión<sup>[26, 27, 28]</sup>, desde el ensamblado de la celda hasta los estándares de inyección de gases y de recolección de las fracciones de crudo producidas a lo largo de una prueba:

El mejoramiento de crudo pesado dentro de la formación requiere de la presencia de hidrógeno, por lo cual se ha investigado acerca del procedimiento y la optimización de la generación de este gas dentro de yacimientos bituminosos<sup>[29]</sup>, para convertir parte del bitumen en H<sub>2</sub>. Algunas de las tecnologías que permiten la generación de hidrógeno



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

*in situ* utilizan amoníaco y otras sustancias químicas como materia prima, estos aditivos son indispensables para la disminución del consumo de hidrógeno puro inyectado en los yacimientos. La construcción de esquemas de reacción asociados a parámetros cinéticos constituyen un paso importante hacia el diseño de procesos generadores de hidrógeno *in situ*, los cuales unifican dichos parámetros con procesos de pirólisis (termólisis y craqueo térmico) aquatermólisis, gasificación y combustión de bitumen. Estos modelos han sido estudiados por datos experimentales y de plantas, e implementados en avanzados simuladores térmicos de yacimientos. Los experimentos de combustión revelan que por delante de la zona de combustión, la conducción térmica calienta la arena con crudo y debido a la ausencia de oxígeno, las reacciones de craqueo térmico convierten los maltenos en asfaltenos y éste posteriormente en coque.

Las zonas de reacción en un proceso de gasificación *in situ* por combustión son muy complejas e interactúan sobre escalas de longitudes relativamente cortas e incluye no solo zonas de combustión y de craqueo térmico, sino también aquatermólisis y zonas de gasificación<sup>[29]</sup>. Una limitación clave para el proceso de generación de hidrógeno, es que el H<sub>2</sub> generado y el O<sub>2</sub> inyectado pueden reaccionar para formar agua, implicando que estas reacciones deben ocurrir fuera de la zona de combustión donde no hay oxígeno. Estos resultados de investigaciones se presentan en esquemas de reacciones simples para cubrir los procesos de combustión, craqueo térmico (termólisis), pirólisis y aquatermólisis. Entre las reacciones que deben ser estudiadas para comprender el comportamiento de los procesos térmicos en materia de recuperación, transformación y mejoramiento de crudo *in situ* se encuentran:

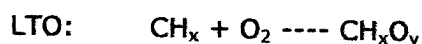
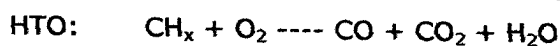
- Generación de Hidrógeno.
- Craqueo Térmico
- Oxidación a Bajas Temperaturas
- Oxidación de Coque a Alta Temperatura
- Oxidación de Gas a Alta Temperatura
- Generación de Hidrógeno
- Consumo de Hidrógeno
- Combustión de Monóxido de Carbono

En procesos de combustión se han registrado temperaturas de entre 500 y 650°C, alcanzando una propagación estable del frente y una elevada tasa de recobro del POES

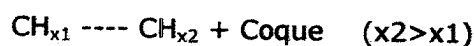


## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

(Petróleo Original En Sitio) de cerca del 79%<sup>[25]</sup>. Por otra parte, se han obtenido altos mejoramientos de crudo utilizando catalizadores de Hidrodesulfuración (HDS) a base de catalizadores de CoMo. El incremento de la temperatura generada por combustión *in situ* reduce significativamente la viscosidad del crudo generando reacciones que usualmente se dividen en dos tipos: reacciones de Alta Temperatura de Oxidación y Baja Temperatura de oxidación (HTO y LTO, siglas en ingles respectivamente).



Existe otra reacción que se lleva a cabo en pleno proceso de combustión llamada *Pirólisis*, que consiste en la formación de coque a partir de la hidrogenación de una fracción de crudo.



Algunas investigaciones hacen referencia a reacciones de combustión y de craqueo térmico de crudo<sup>[29,30,31,32]</sup>, expresando que son necesarias para mantener una propagación estable de la alta temperatura del frente y así generar suficiente energía térmica en las siguientes reacciones de oxidación entre el aire y el combustible, principalmente coque, siendo éste generado directamente en el frente de combustión por el craqueo térmico del residuo pesado. Las principales reacciones químicas que toman lugar en una atmósfera oxidante a elevadas temperaturas son<sup>[30]</sup>:

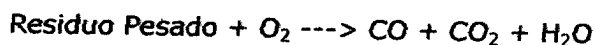
a) Craqueo Térmico



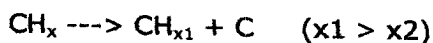
b) Oxidación del Coque:



c) Oxidación del Residuo Pesado



d) Rechazo de Carbon



e) Adición de Hidrógeno



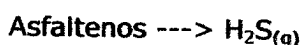
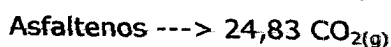
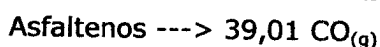
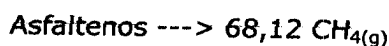
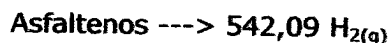
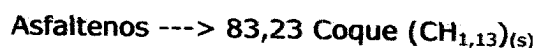
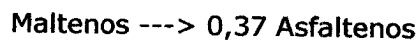
Por otra parte, el Departamento de Química e Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Calgary (Alberta - Canadá), ha realizado importantes investigaciones con el proposito de entender y optimizar el proceso de generación de hidrógeno *in situ* para el mejoramiento de crudo pesado dentro del reservorio. Una de estas investigaciones



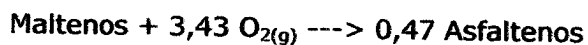
## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

se realizó por medio de un modelo cinético introducido en un programa de simulación térmica en yacimiento, el cual tomó como base algunas reacciones propuestas en investigaciones previas<sup>[29]</sup>, sugiriendo otras donde también se involucran procesos de combustión. Las reacciones a las que se hace referencia son las siguientes:

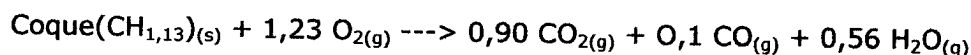
### Reacciones de Craqueo Térmico:



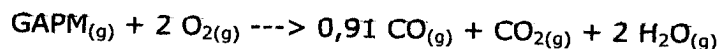
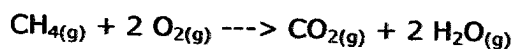
### Reacciones de Oxidación a Baja Temperatura:



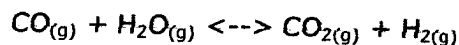
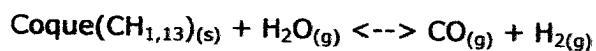
### Reacción de Oxidación de Coque a Alta Temperatura:



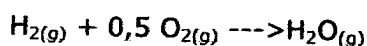
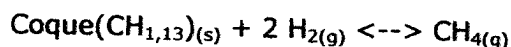
### Reacciones de Oxidación de Gas a Altas Temperaturas:



### Reacciones de Generación de Hidrógeno:



### Reacciones de Consumo de Hidrógeno:



### Reacción de Combustión de Monóxido de Carbono:



Licencia Creative Commons:



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

Dependiendo de las temperaturas alcanzadas en el punto de quema durante el transcurso de la combustión *in situ*, se pueden producir diferentes tipos de reacciones tal como se muestra en la Tabla II.1.

**Tabla II.1-Dominio de reacciones en una atmósfera termo oxidativa de asfaltenos en función a diferentes rangos de temperaturas<sup>[33]</sup>.**

Rango de Temperatura (°C)	Tipo de reacción
40 - 290	Evaporación. Destilación. LTO
290 - 400	Destilación. Isomerización. LTO
400 - 480	Craqueo Térmico. Oxidación a Media Temperatura
480 - 560	Craqueo Térmico. Combustión
560 - 750	Coquificación. Combustión. Descomposición mineral

Pueden suceder múltiples alteraciones en la composición del SARA de una muestra de crudo que conduzca a su mejoramiento, sin que tenga que ocurrir necesariamente una secuencia de transformación desde las moléculas más grandes, complejas y de mayor peso molecular hacia las moléculas más sencillas, livianas y de cadenas más pequeñas (Asfaltenos > Resinas > Aromáticos > Saturados). Algunas reacciones logran un mejoramiento de crudo a pesar de generar fracciones más pesadas, debido a que las fracciones livianas (también producidas) ejercen un efecto diluyente en las más pesadas. Algunas transformaciones ejemplo de este tipo de mejoramiento son<sup>[34]</sup>:

- Craqueo de Aromáticos ---> Asfaltenos + Crudo liviano
- Craqueo de Resinas ---> Asfaltenos + Crudo liviano
- Craqueo de Asfaltenos ---> Coque + Crudo liviano

Para investigar la factibilidad de la combustión *in situ*, se realizan experimentos primarios de laboratorios, de simulación numérica, y pruebas pilotos cuyos resultados indican la factibilidad y el potencial de la combustión<sup>[35]</sup>. Otros resultados muestran que la temperatura de ignición óptima es por encima de los 400°C, siendo el factor de recobro de crudo (FR) mayor al 80%. Adicionalmente, los procesos de simulación pueden arrojar información relacionada a la relación necesaria de inyección de aire, velocidad del frente de combustión y otros parámetros que han sido medidos o calculados.



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

La mayor parte de las reservas de crudo pesado y extrapesado del mundo se encuentran actualmente en Canadá y Venezuela a profundidades mayores de 400 metros<sup>[36]</sup>, lo cual hace que los procesos de minería se convierten en un asunto poco práctico y económicamente casi imposible. El uso del proceso THAI alcanza una elevada tasa de recobro en estos yacimientos (cerca de 80% del Petróleo Original En Sitio - POES), esto aunado al hecho de que una fracción del crudo recuperado incrementa su °API (entre 8 y 10 unidades). Para el tipo de crudo pesado y extrapesado se recomiendan los métodos de recobro térmicos debido a la dificultad de producción y extracción<sup>[26]</sup>.

THAI (Toe to Heel Air injection - Inyección de aire desde la punta del pie hasta el talón) es un proceso utilizado para el mejoramiento *in situ* y recuperación de crudos pesados<sup>[30]</sup>. Esta tecnología utiliza los efectos térmicos implícitos de la combustión *in situ* para mejorar la calidad del petróleo presente en la formación, cuyas mejoras alcanzadas pueden verse favorecidas con la presencia de catalizadores distribuidos a lo largo del pozo productor, generando una especie de reactor de fondo. Se han desarrollado experimentos de Hidrodesulfuración a elevadas temperaturas con catalizadores a base de metales como Ni, Mo y Co, dando como resultado periodos de combustión estables, alcanzando temperaturas máximas de combustión de 500 a 600°C. El mejoramiento térmico logra un incremento de cerca de 10 unidades en la gravedad API (°API) del petróleo producido, sin embargo, estos valores pueden aumentar entre 4 y 7°API utilizando procesos catalíticos. Esto indica que es posible convertir un crudo pesado en un crudo casi ligero en un proceso *in situ* de un solo paso.

A medida que el frente de combustión avanza, la zona de reacción se automantiene y se propaga en el yacimiento dentro de una distancia que podría variar significativamente. Existen dos límites para su propagación: el frente podría tanto desplazarse uniformemente como transformarse infinitamente separado y desacoplado<sup>[37]</sup>. La extensión de esos límites en el espacio de velocidad de inyección varía con la cinética y la estequiometría de la reacción de generación de combustible. En el 2010 se investigaron los efectos de los agentes catalíticos en la propagación de las zonas de reacción de HTO y LTO, demostrándose teóricamente que las pérdidas de calor en el yacimiento son perjudiciales en procesos de combustión *in situ* a bajas relaciones de inyección de aire debido a que la temperatura del frente cae drásticamente<sup>[38]</sup>. Ésta influencia de pérdida de calor se hace notable en presencia de



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

arcillas/aditivos, y puede tener un efecto significativo en el desempeño del frente de combustión a elevadas relaciones de inyección de aire.

Algunos estudios realizados en sistemas heterogéneos utilizando tubos de combustión, simulando fallas de yacimientos explican la formación de pasajes preferenciales de aire a través de la línea de fractura, ocasionando que el frente de combustión se desplace más rápido que en la matriz<sup>[39]</sup>. La temperatura del frente es más baja en el sistema fracturado debido al retardo de la combustión en la matriz generada por la baja difusión de oxígeno. La producción de crudo desde la matriz experimental es atribuida a la expansión térmica y a la evaporación de componentes livianos del crudo, siendo el recobro de crudo menor para el sistema fracturado. La porosidad también afecta la combustión ya que un incremento en la conductividad térmica de la arena aumenta la relación de avance del frente. Este es el motivo por el que se procura generar un sistema homogéneo para el movimiento del frente durante el transcurso de las pruebas.

Durante un proceso de combustión, un lecho catalítico suficientemente caliente promueve reacciones de conversión de  $H_2O$  y  $CO$  producidos en el frente de combustión a  $H_2$  y  $CO_2$  por medio de una reacción de cambio agua-gas<sup>[40]</sup>. Existe un contacto efectivo entre el crudo y el catalizador ya que éste último tiene una baja saturación de agua y retiene una considerable cantidad de crudo. La zona catalítica calentada puede acumular cantidades significativas de coque que puede disminuir el desempeño del sistema y que podría ser removido por un proceso de combustión inversa. El contacto del crudo pesado con gases de combustión y el catalizador a elevadas temperaturas emulando condiciones de yacimiento da como resultado una significativa hidrodesulfuración del crudo, al igual que la reducción de la densidad y la viscosidad.

Se han realizado pruebas para evaluar el desempeño de catalizadores en fase líquida a base de metales como Fe, Mo, Co, y Ni en cilindros (reactores) durante un proceso de combustión<sup>[27]</sup> utilizando crudo originario del golfo de México (12,5 °API) con el objeto de incrementar su movilidad dentro del yacimiento. Estos catalizadores son altamente solubles y ultradispersos, y su uso permitió concluir que bajo un proceso de combustión convencional se logra un incremento de la producción de crudo, un frente de combustión más rápido, mayor eficiencia en la combustión y mayor temperatura al



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

comienzo de la combustión. El uso de bajas concentraciones de catalizadores en el crudo pesado hace este proceso comercialmente atractivo.

Algunos catalizadores utilizados en THAI han sido desarrollados originalmente para funciones específicas en refinerías para procesos de FCC, dando como resultado el incremento de entre 4 y 6°API en el crudo producido a través de un proceso de combustión *in situ* por vía catalítica<sup>[41]</sup>, reduciendo simultáneamente la viscosidad en casi 4 órdenes de magnitud y obteniendo un crudo con menor cantidad de asfaltenos. La remoción de metales pesados (V, Ni) es mayor del 90%, quedando atrapados en la matriz de arena quemada en el yacimiento. Los análisis del contenido SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) del crudo recobrado por la combustión muestra un incremento substancial en la fracción de saturados comparado con el crudo original, acompañado por una reducción significativa en las fracciones de aromáticos, resinas y asfaltenos.

Una sustancia utilizada como aditivo es un líquido iónico a base de Ni mezclado con crudo pesado del Golfo de México (12,5 °API) en un tubo de combustión, con el objeto de incrementar la movilidad y la calidad del crudo dentro del yacimiento por efecto catalítico del metal en solución<sup>[28]</sup>. Los resultados obtenidos muestran las ventajas del uso de este catalizador en relación a la combustión convencional, por ejemplo: 1) importante reducción de la viscosidad, 2) incremento de la producción de crudo, 3) frente de combustión más rápido, 4) mayor eficiencia de combustión, 5) temperaturas más elevadas aunque ya el proceso oscila por los 600 °C, y 6) reducción del contenido de azufre, resinas y asfaltenos en el petróleo producido. Utilizando este tipo de catalizador a base de Ni se permite incrementar el factor de recobro y mejorar las propiedades del crudo *in situ*.

Algunas sales metálicas solubles en agua juegan un papel importante como catalizadores en combinación con el crudo y otros componentes<sup>[42]</sup>. Algunos aditivos metálicos mejoran la oxidación y el craqueo de hidrocarburos, afectando la naturaleza y cantidad de combustible formado. El mecanismo por el cual transcurre el mecanismo catalítico es hasta el momento desconocido. En el caso de la arcilla, se ha propuesto que el catión intercambiable de la sal metálica que interactúa con el soporte, genera un mecanismo con sitios activos que mejoran la reacción de combustión. La deposición de combustible es un factor decisivo que se ve alterado por los aditivos, ya que si el crudo es demasiado ligero no se deposita suficiente combustible para mantener la



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

combustión, mientras que si el crudo es pesado, la deposición excesiva de combustible requiere de un alto consumo de aire y un elevado consumo de combustible.

Investigaciones realizadas en Athabasca-Canadá<sup>[31]</sup>, indican que el proceso THAI logra una eficiencia de recuperación de crudo pesado de entre el 67 y el 80% del POES, reduciendo drásticamente la viscosidad del crudo recuperado. Los procesos de combustión limpian la región alrededor del pozo y estimulan la producción por efectos térmicos. Para el año 2006 no se tenían registros de procedimientos simultáneos de combustión *in situ* utilizando inyección de solventes de cualquier tipo<sup>[43]</sup>, no obstante, este mismo año se realizaron experimentos de este tipo a lo largo de un tubo de acero utilizado como celda de combustión y una muestra de crudo procedente del campo Hamaca de la FPO (actualmente campo Ayacucho) a condiciones experimentales que no simulaban las de yacimiento. Otras pruebas de combustión *in situ* se llevaron a cabo en un yacimiento de crudo pesado en Balol (15 °API) situado en el estado de Gujarat, India<sup>[44]</sup>, donde el tipo de combustión aplicada fue húmeda.

En el año 2007 en Canadá, se evaluaron algunos óxidos con el fin de mejorar las propiedades del crudo pesado<sup>[45]</sup>, incrementando su movilidad en yacimiento, reduciendo su viscosidad y mejorando su calidad utilizando metales de transición soportados en alúmina y catalizadores de metales de transición en fase líquida, ambos mezclados de forma homogénea con el crudo. Este mejoramiento se basa en la disminución de la cantidad de asfaltenos, resinas y contenido de azufre, y en el incremento de la gravedad °API. Se utilizaron dos tipos de catalizadores MoCoP/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (catalizador comercial) y MoCoNiWP/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (catalizador experimental) que fueron disueltos en un agente hidrogenante y activados con el crudo pesado a 543 K. Algunas de las conclusiones más relevantes de esta investigación destacan el incremento de la gravedad °API de 12,5 a 21-26, la disminución de la viscosidad cinemática de 18.130 a 100-8 cSt (a 298 K), reducción del contenido de asfaltenos de 26 a 7%, remoción de azufre en un rango de 30 a 60% y el incremento de la fracción destilable de entre 20 y 30%.

Otra investigación realizada en el 2007 indica que la aplicación de un catalizador organometálico con un donante de hidrógeno dentro del yacimiento podría mejorar la calidad del crudo y este factor podría incrementar el índice de productividad<sup>[45]</sup>. Los catalizadores soportados son una buena alternativa para mejorar el crudo en superficie, pero estos deben ser aplicados dentro del yacimiento, por tanto, es

Licencia Creative Commons:

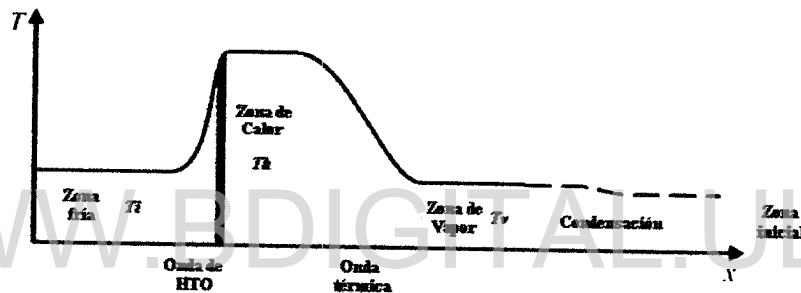
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

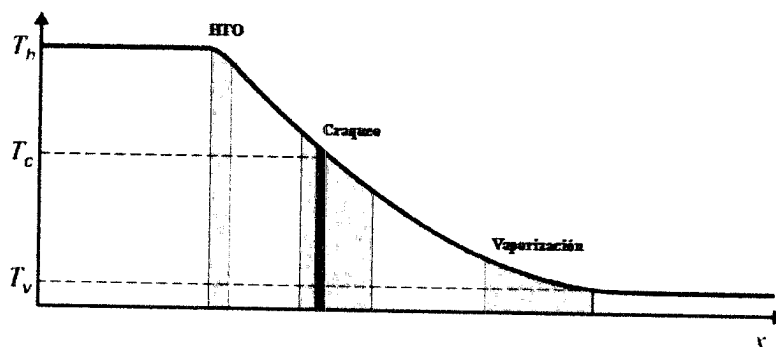
necesario encontrar, desarrollar y optimizar un mecanismo de inyección que los sitúe dentro del pozo, de manera que en combinación con algunos métodos de recuperación térmico (como inyección de vapor o donante de hidrógeno) se puedan llevar a cabo importantes reacciones de hidrocraqueo. Los catalizadores en fase líquida homogénea son relativamente económicos y solubles en compuestos donadores de hidrógeno, este hecho podría generar consecuencias directas en el mejoramiento de la producción de crudo, ahorro en instalaciones de superficie y reducción de producción y costos de transporte.

Durante un proceso de combustión se pueden diferenciar claramente algunas regiones específicas a lo largo del sentido del frente de combustión<sup>[46]</sup> (ver Figura II.1). Se puede diferenciar una onda de reacción y una onda térmica, así como una región de vaporización y una de condensación.



**Figura II.1**– Zonas generadas durante el recorrido del frente de combustión a lo largo del medio poroso.

Dentro de la onda de reacción se delimitan otras regiones: de craqueo y de vaporización. La transformación de cada uno de los componentes ocurre en una fina región dentro de la zona de craqueo tal como se presenta en la Figura II.2.



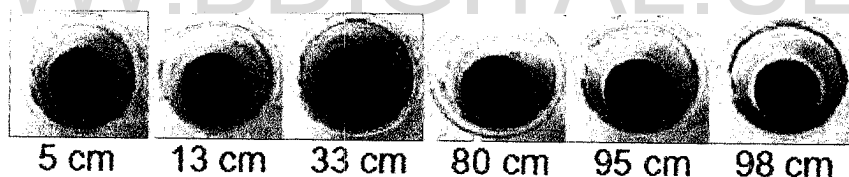
**Figura II.2**– Región de la zona de calor que diferencia la región de vaporización, de craqueo y de las reacciones de Oxidación a Altas Temperaturas.



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.

De esta manera podemos tener un conocimiento más amplio acerca del comportamiento del frente de combustión y poder diferenciar las zonas donde es más probable de que suceda un determinado proceso de transformación del crudo desplazado.

Otras pruebas fueron realizadas en Brasil utilizando crudo de 12,8°API con el propósito principal de investigar la influencia del contenido de arcilla en el yacimiento<sup>[26]</sup>. Las arcillas han jugado un papel determinante en la deposición de combustible (sustentación de la combustión) y consecuentemente en la propagación del frente de combustión, *sin arcilla no es posible la sustentación de la combustión en modo HTO*, manteniendo solo las LTO. Los resultados de las pruebas muestran aumentos en las velocidades de frentes de combustión y aumento la gravedad °API de 3,2 a 8,4 durante la producción de crudo. Las temperaturas del frente fueron registradas entre 457 y 501°C, y factores de recobro mayores del 84%. El resultado del desplazamiento se puede observar en la arena recuperada del tubo de combustión (Figura II.3) lo cual indica la alta eficiencia del proceso, desde que el crudo fue desplazado hasta la zona donde se encuentra aún depositado (utilizando una celda de combustión de 100 cm).

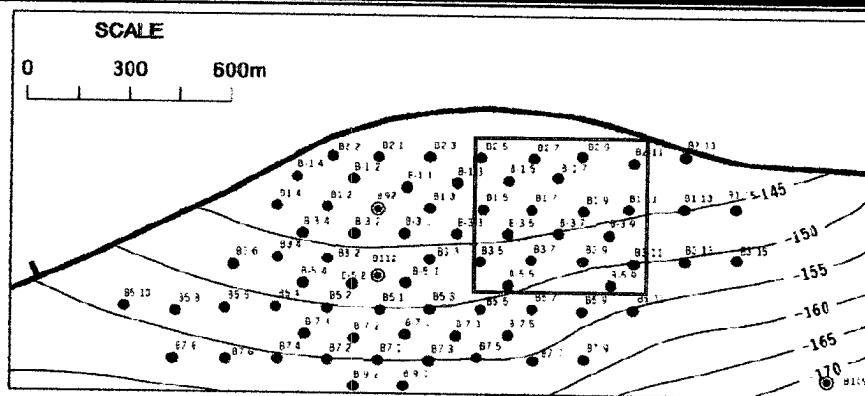


**Figura II.3-** Apariencia de la arena luego del avance del frente de combustión.

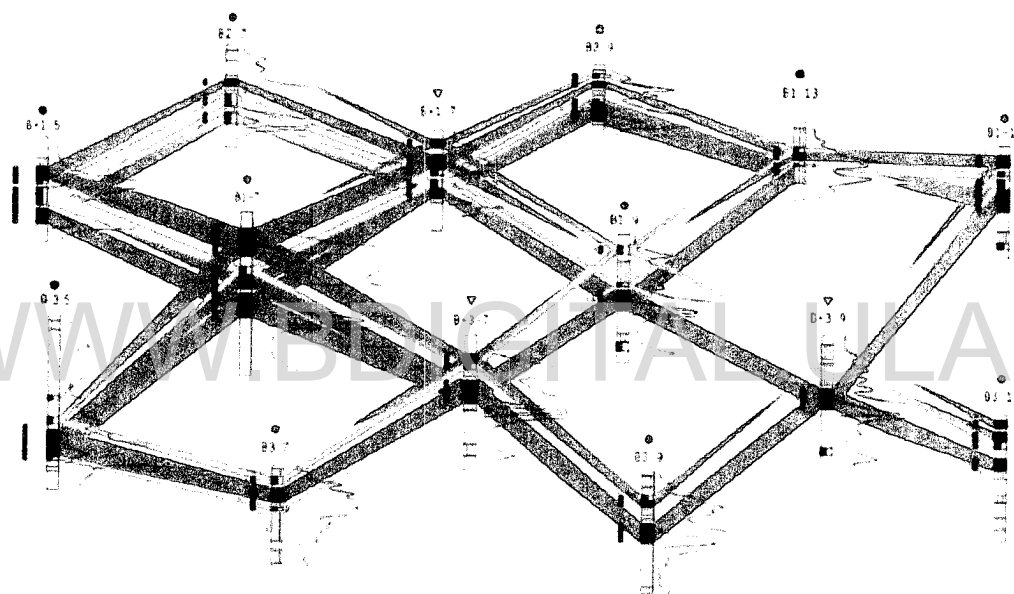
Toda la información recopilada de carácter experimental a escala de laboratorio tiene gran importancia en procesos de simulación, un ejemplo de ello es la generación simulada de mapas donde se indican los pozos productores, inyectoros y otros, al igual que la saturación simulada de crudo en diferentes secciones del yacimiento, representándose en un sistema de gradilla<sup>[35]</sup>. La sección encerrada en el cuadro de la Figura II.4, es representada más adelante en la Figura II.5, donde se muestra en mayor detalle la organización de los pozos inyectoros de gas, los observadores y los productores, de manera de maximizar la eficiencia del proceso de recobro producido por el desplazamiento del material contenido en el yacimiento.



## CAPITULO II. ANTECEDENTES.



**Figura II.4-** Ejemplo de mapa de localización y distribución de pozos en un proyecto de combustión *in situ*.



**Figura II.5-** Modelo de organización e interconexión de pozos inyectores de gas ( $\nabla$ ), observadores ( $\bullet$ ) y productores de crudo ( $\odot$ ), en un diseño de simulación de gradilla para combustión *in situ*.

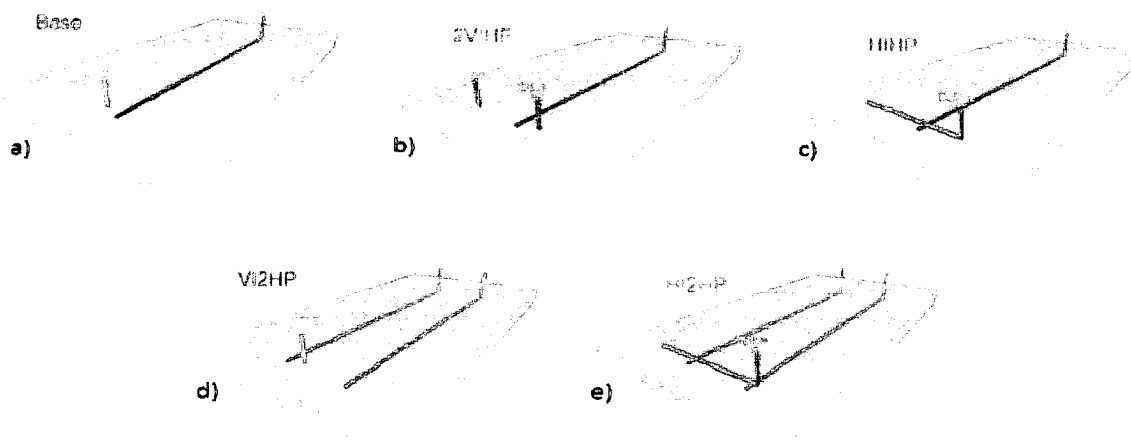
Existen métodos innovadores para probar posibles escenarios de pozos donde se puede aplicar la tecnología THAI<sup>[47]</sup> La simulación también se puede realizar en términos de comparación de requerimientos de aire entre recobro, por inyección de aire y combustión *in situ*. Un punto importante de estudio es el efecto de heterogeneidad para el desarrollo de THAI a lo largo de un pozo multisegmentado simulado con herramientas de cálculo computarizado (Figuras II.6, II.7 y II.8), así mismo, los estudios de deposición de coque durante la combustión muestra que THAI no afecta la dinámica del flujo del fluido.

Licencia Creative Commons:

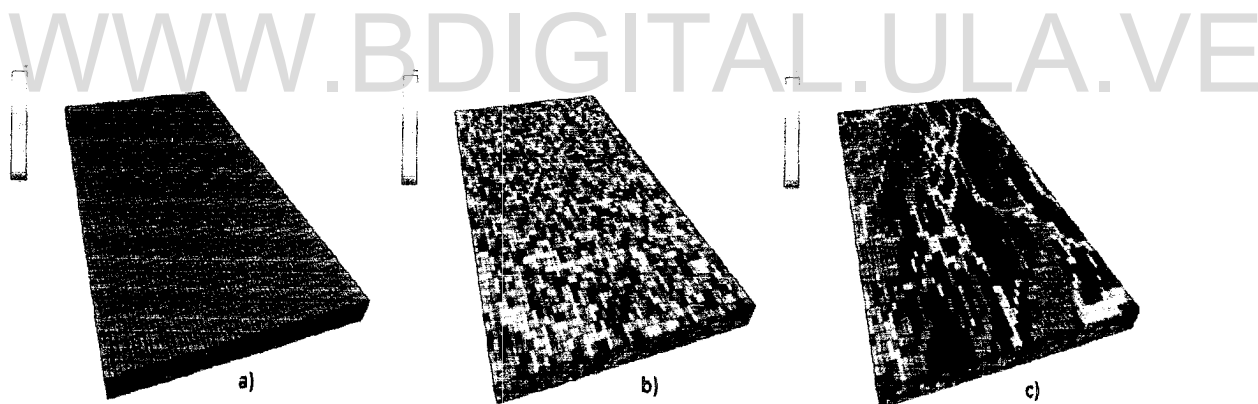
Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



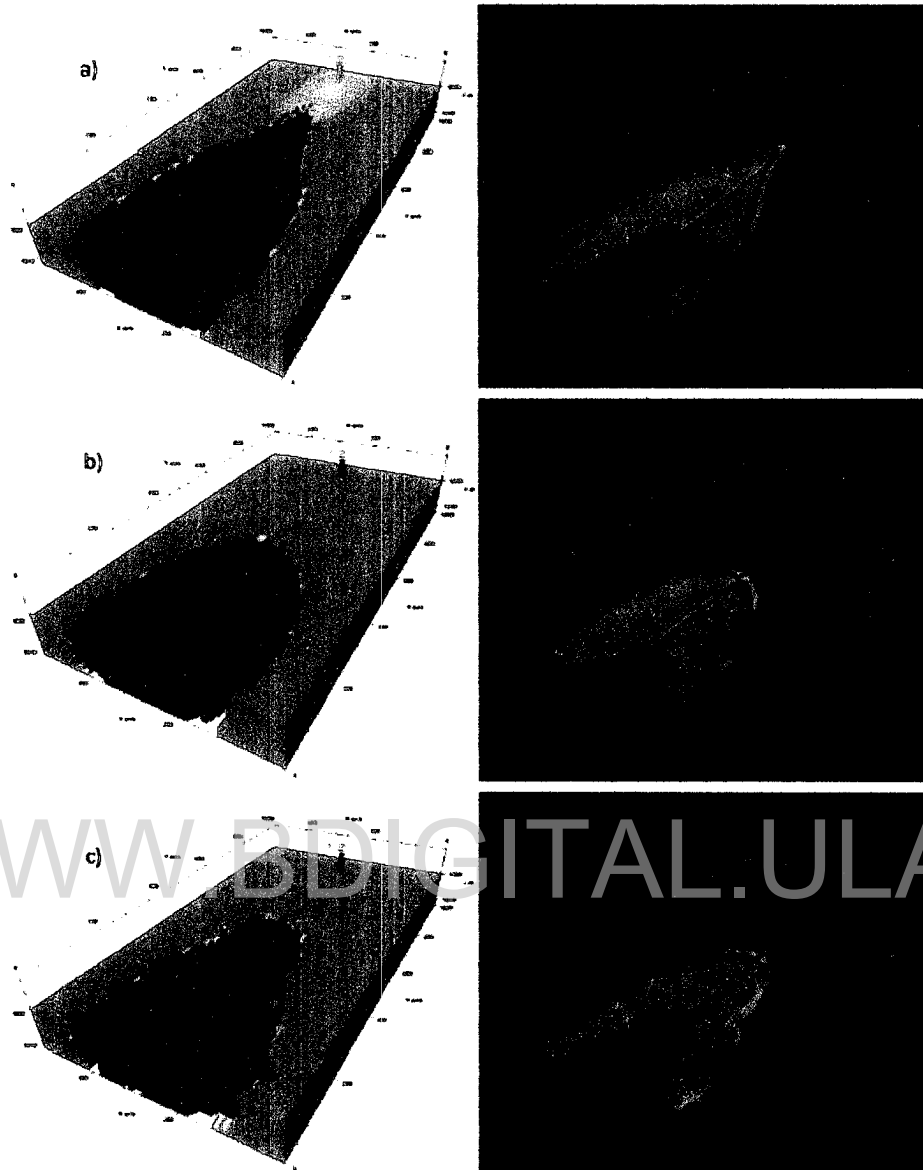
## CAPITULO II. ANTECEDENTES.



**Figura II.6-** Simulación de posibles escenarios de pozos para aplicación de tecnología THAI. Arreglo de pozos: a) uno de inyección vertical y uno de producción horizontal, b) dos de inyección vertical y uno de producción horizontal, c) uno de inyección y otro de producción ambos horizontales, d) uno de inyección vertical y dos de producción horizontal, y e) uno de inyección y dos de producción, todos horizontales.



**Figura II.7-** Simulación de un medio poroso característico de un determinado yacimiento, a) Caso de sistema homogéneo - porosidad del 25% y permeabilidad horizontal y vertical de 700 y 70 mD respectivamente, b) Caso de sistema aleatorio - porosidad de 5 a 47% y permeabilidad horizontal y vertical de 10 y 1,46 mD respectivamente, y c) Caso de sistema altamente desordenado - porosidad de 5 a 47% y permeabilidad horizontal y vertical de 5 y 3,811 mD respectivamente.



**Figura II.8-** Movimientos del frente de combustión y generación de gases a lo largo de un medio poroso simulado con un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal realizado en: a) sistema poroso homogéneo, b) sistema poroso aleatorio, y c) sistema poroso altamente desordenado.

## *CAPITULO III*

### *HIPÓTESIS Y OBJETIVOS*

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



## CAPITULO III. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS.

### III.1- Hipótesis.

La combustión *in situ* ha demostrado ser una herramienta útil como proceso de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, además, la presencia de ciertos aditivos en estos tipos de crudos durante la realización de pruebas de combustión (a escala de laboratorio) actúan mejorando la movilidad del crudo y por ende su extracción y/o recuperación de un núcleo poroso. De igual modo, se utilizan emulsiones compuestas por metales que actúan craqueando e hidrogenando el medio oleoso en los mismos procesos de combustión. Por tanto, es posible que el uso simultáneo de una sustancia donadora de hidrógeno y de emulsiones compuestas por metales (craqueante e hidrogenante) pueda generar un efecto sinérgico en procesos de combustión *in situ* aplicado a una muestra de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

### III.2- Objetivos.

#### III.2.1- Objetivo General:

Evaluar los efectos producidos por diversos aditivos químicos añadidos a una muestra de crudo procedente de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) luego de someterla a pruebas de combustión *in situ* emulando condiciones de yacimiento.

#### III.2.2- Objetivos Específicos:

- Determinar la factibilidad de la simulación de pruebas de combustión *in situ* a escala de laboratorio, utilizando cilindros especiales que contengan un sistema poroso constituido por arena proveniente de un pozo y empacada a condiciones de yacimiento utilizando:
  - Una muestra de crudo de la FPO sin presencia de aditivo (Patrón).
  - Una mezcla de crudo de la FPO con una sustancia donadora de hidrógeno o agente hidrogenante (AH).



### CAPITULO III. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS.

---

- Una mezcla de crudo de la FPO con una emulsión a base de un metal craqueante y un metal hidrogenante (MC-MH).
  - Una mezcla de crudo de la FPO con una emulsión a base de un metal craqueante y un agente hidrogenante (MC-AH).
  - Una mezcla de crudo de la FPO con una emulsión a base de un metal hidrogenante y un agente hidrogenante (MH-AH).
  - Una mezcla de crudo de la FPO con un agente hidrogenante y una emulsión a base de un metal craqueante y un metal hidrogenante (MC-MH-AH).
- 
- Determinar la influencia que puede ejercer la presencia de aditivos en una muestra de crudo pesado proveniente de la FPO, luego de someter la mezcla a una prueba de combustión *in situ*.
  - Determinar la mezcla utilizada de crudo y aditivo(s) que conlleva a un mejor desempeño en el mejoramiento del crudo pesado originario del campo en estudio de la FPO, por medio de la combustión *in situ*.

## *CAPITULO IV*

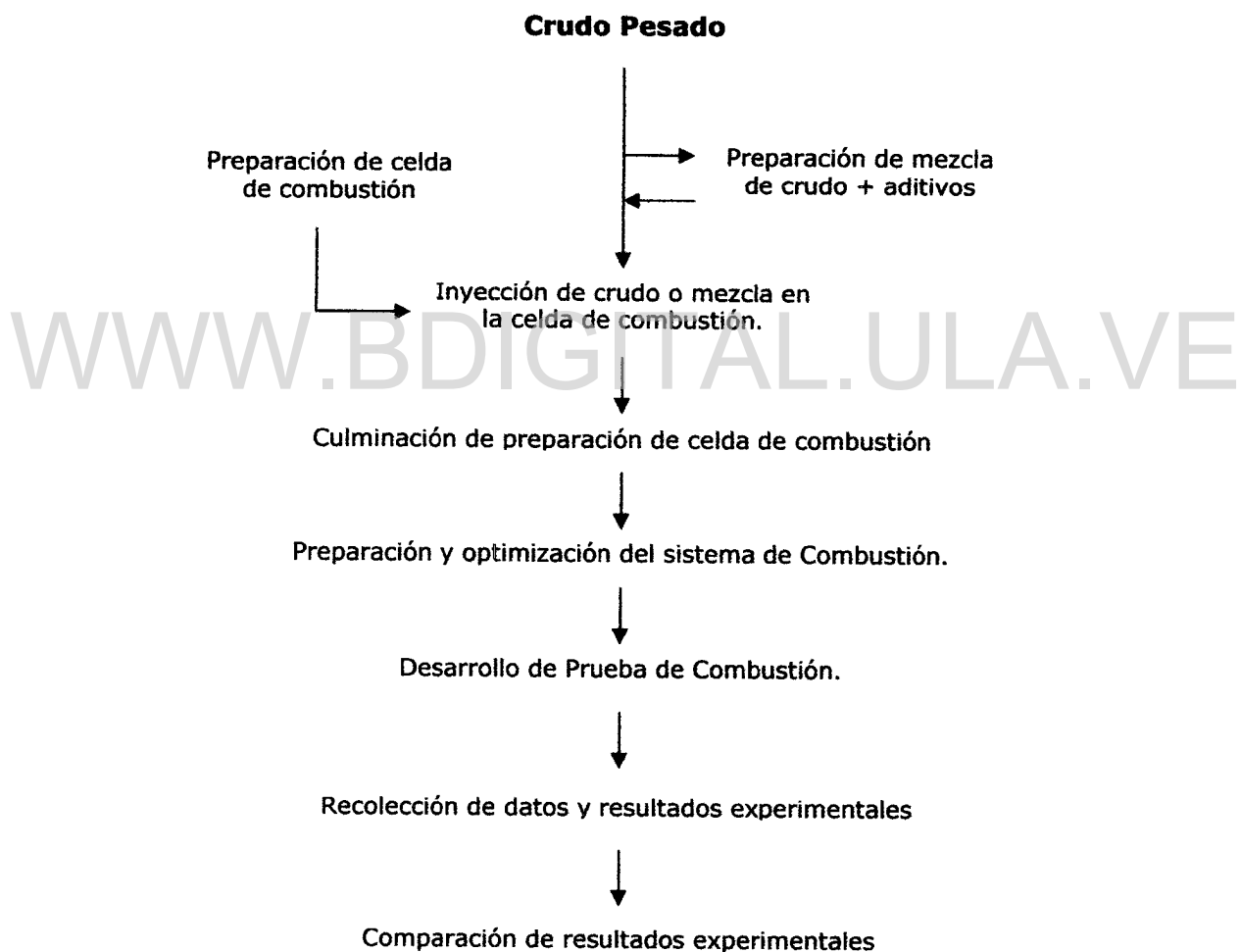
### *SECCIÓN EXPERIMENTAL*

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



## CAPITULO IV. SECCIÓN EXPERIMENTAL.

Para la realización de los experimentos se simularon las condiciones específicas de un determinado yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) de donde fueron obtenidas las muestras de arena y crudo (referidas en el texto como arena de formación o yacimiento y crudo original respectivamente), el agua utilizada para el desarrollo de las pruebas es de carácter sintético (formulada por la Gerencia de Exploración y Producción - Esquemas de Explotación de PDVSA-Intevep, EPEE) cuya composición química es similar a la del agua originaria del mismo yacimiento. De manera general, el procedimiento experimental transcurrió según el esquema de trabajo de la Figura IV.1.

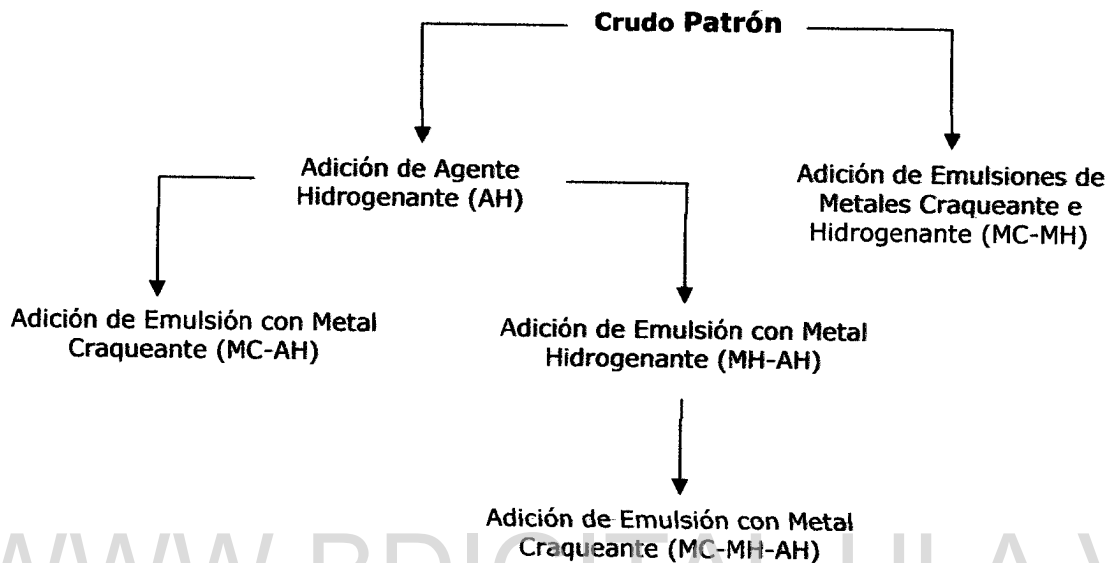


**Figura IV.1-** Diagrama experimental de desarrollo de las pruebas de combustión.



## CAPITULO IV. SECCIÓN EXPERIMENTAL.

Los aditivos utilizados consisten de un Agente Hidrogenante (AH), una emulsión con presencia de un Metal Craqueante (MC) y otra emulsión que contiene un Metal Hidrogenante (MH). El procedimiento utilizado para la preparación de las mezclas de crudo original y aditivos se presenta en el diagrama de la Figura IV.2.



**Figura IV.2-** Esquema de preparación de las mezclas de crudo y aditivos.

### **IV.1- Materiales y Equipos necesarios para el ensamblado de las celdas y del Sistema de Combustión.**

- Tubo de combustión.
- Tapas de sello ubicadas a los lados del tubo de combustión.
- Mallas metálicas en forma de rejilla circular.
- Tuberías de 1/4 y de 1/8 de pulgada con conexiones.
- Llaves de seguridad para altas presiones.
- Sistemas de registro de diferenciales de presiones y Solenoide de 4 vías.
- Bombas de control de inyección y retiro de agua a altas presiones.
- Herramientas de diferentes tipos (llaves desde 5/8 hasta 1-1/8 de pulgada, destornilladores, pinzas, alicates convencionales y de presión, llaves ajustables, martillos, émbolos, embudos, espátulas, entre otros).



## CAPITULO IV. SECCIÓN EXPERIMENTAL.

- Termocuplas de diferentes características y cables de diferentes tamaños y resistencias, grasa de alto vacío, teflón, cinta adhesiva para altas temperaturas y aislante eléctrico, entre otros.
- Correas de fibra de asbesto o lana de vidrio.

### IV.2- Equipos y materiales necesarios para el análisis experimental.

- Viales de vidrio con sellos de goma y anillos metálicos de seguridad. Equipo de sellado y preparación de viales.
- Bolsas especializadas para la recolección y muestreo de gases.
- Equipo de registro de diferencial de presión. Validyne Engineering Corporation y Transductor de presión Validyne Modelo CD-223.
- Equipo de análisis de Termogravimetría y Calorimetría Diferencial de Barrido (TGA/DSC 1 STAR<sup>e</sup> System, METTLER TOLEDO).
- Cromatógrafo de gases Hewlett Packard HP 6890 Series, GC System).
- Bomba de control de presión e inyección de fluidos. Pump Controller ISCO SERIES D 500.
- Equipo de recolección y cuantificación de gases. Gasometer CHANDLER ENGINEERING.
- Horno de calentamiento general. MEMMERT Modell 800.
- Para el análisis SARA (fracciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) cromatografía en capa fina acoplada a un detector de ionización a la llama.
- Reómetro Viscosímetro ANTON PAAR. Physica MCR 301.
- Equipo de centrifugado de muestras Petrotest 6-15H.
- Horno de calcinación de altas temperaturas. Thermolyne Furnace 1400.
- Equipo para el registro y control de temperaturas. DIGI-SENSE Temperature Controller R/S.
- Software de recolección de datos experimentales (temperaturas, flujos de gases y presiones del sistema).

Algunas figuras de los equipos y materiales necesarios para los análisis se encuentran en el Anexo B.



### IV.3- Preparación de las Celdas y Sistema de Combustión.

La celda de combustión consiste principalmente de un tubo cilíndrico con tapas y rejillas metálicas, sensores térmicos (termocuplas, Tc) y llaves de alta presión ubicadas a los extremos, que permiten encerrar un medio poroso originado por la presencia de arena de formación en forma compacta. En la Figura IV.3 se representa el diseño externo de una celda de combustión.

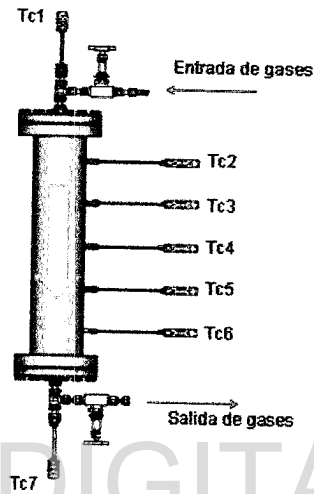


Figura IV.3- Celda de combustión con sus principales componentes externos.

Para el ensamblado de la celda se cumplieron las siguientes etapas:

- Verificación de las condiciones y del funcionamiento de los elementos constituyentes de la celda (tornillos, tapas, llaves de alta presión, mallas metálicas circulares, sensores térmicos o termocuplas, conexiones, entre otros).
- Empacado de la arena de yacimiento e inserción de sensores térmicos internos. Sellado de celda y prueba de fuga de gases.
- Pruebas de permeabilidad al gas. Se utilizó nitrógeno ( $N_2$ ) como gas de prueba para obtener un valor de permeabilidad específico característico del campo de estudio determinado ( $4,6 \pm 1$  Darcies).



## CAPITULO IV. SECCIÓN EXPERIMENTAL.

- Permeabilidad al agua y saturación de celda. Para la saturación de la celda, fue necesaria la instalación de un sistema de inyección del líquido a cierto caudal (mL/min) para garantizar una saturación eficiente del volumen interno total. Luego de saturar con agua se procede a determinar el valor de permeabilidad.
- Permeabilidad al crudo y saturación de la celda. Se requirió del ensamblado de un sistema especializado para la saturación, inyectando el crudo o mezcla a una tasa de inyección menor a 1 mL/min. Luego de la saturación se procede a determinar el valor de permeabilidad.
- Posterior saturación con crudo o mezcla se procedió a la colocación de sistemas de registro de temperaturas en la parte externa de la celda (termocuplas de pared) y de un sistema de calentamiento a lo largo del tubo de combustión. La celda finalmente fue recubierta con mantas aislantes de temperatura para minimizar las pérdidas de calor generado durante la combustión (parte de este procedimiento se puede observar en la Figura IV.4).



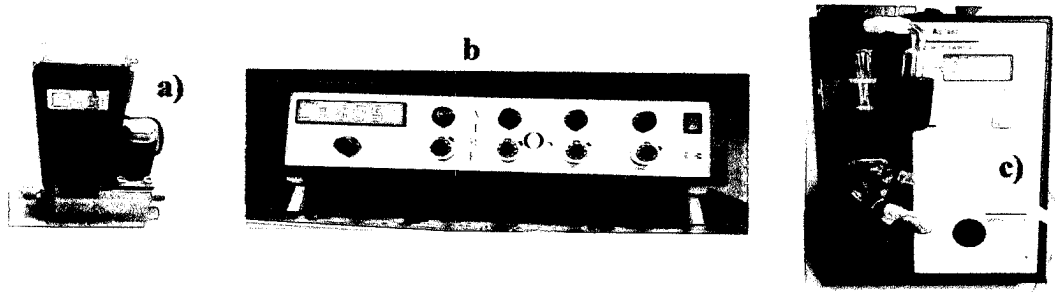
**Figura IV.4-** Celda de combustión: a) posterior ensamblado de termocuplas de pared, b) posterior ensamblado de correas de calentamiento, y c) posterior ensamblado de mantas aislantes.

La celda luego es insertada en el sistema general de combustión, que consiste de un conjunto de manómetros, llaves, válvulas de alta presión y tuberías que cumplen las funciones de conducir los gases hasta la entrada de la celda, inducir la quema de material en el medio poroso y recolectar el material desplazado de la arena durante el proceso de combustión y de los procesos que le preceden.



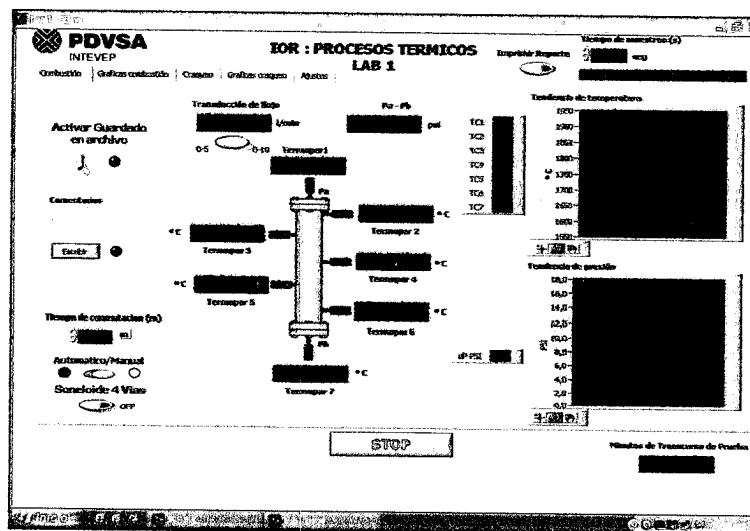
## CAPITULO IV. SECCIÓN EXPERIMENTAL.

Una vez instalado el sistema de combustión, se verificaron y corrigieron fugas de gases, luego se regularon los caudales requeridos de Helio y Aire por medio de los equipos mostrados en la Figura IV.5. Paralelamente, se preparó el material necesario para la recolección de muestras líquidas y gaseosas. El material recuperado de la celda durante el transcurso de las pruebas fue analizado para determinar los cambios producidos por la combustión y determinar la influencia de la presencia aditivos en las mezclas preparadas sometidas a combustión.



**Figura IV.5-** Equipo de control de flujo de gases a través del sistema. a) Válvula de apertura electrónica (electroválvula), b) Controlador digital de flujos y c) Flujómetro.

Las termocuplas internas se conectaron por medio de un sistema de cableado a una computadora que contiene un software de registro de datos experimentales, desde se observa el comportamiento térmico del interior de la celda, las presiones alcanzadas y los caudales dentro del medio poroso durante el avance de las pruebas. En la Figura IV.6 se muestra el diseño del software mencionado de recolección de datos.



**Figura IV.6-** Imagen del software de recolección de datos experimentales.



### IV.4- Breve descripción del procedimiento de una prueba de combustión.

Una vez acondicionado el sistema general para el inicio de una prueba, se procedió al seguimiento de los siguientes pasos:

- Verificación del funcionamiento de la válvula de control de gases (electroválvula) y la correcta alineación de tuberías para el paso de gases.
- Calibración del sistema de registro de diferencial de presión.
- Calibración del software de registro y grabación de datos.
- Ajuste del equipo de control de flujos para el proceso de apertura de camino.
- Apertura de las llaves de la celda. Se espera que la sobrepresión de gas a la entrada del sistema genere la movilización del crudo retenido en la arena.
- Incremento del caudal de gas hasta alcanzar el valor máximo calibrado.
- Estabilización del paso de flujo máximo de gas.
- Recolección de fracciones desplazadas o producidas por el empuje del gas.
- Inicio de rampa de calentamiento en el cabezal de celda (3 °C/min). Se alcanzan finalmente el flujo máximo de He calibrado.
- Extracción del material desplazado de la celda durante la rampa de calentamiento.
- Intercambio del gas de entrada por aire al flujo máximo calibrado.
- Esperar hasta que el frente de combustión pase por la termocupla interna **2**. Se recolecta la muestra **Flash 1**.
- Esperar hasta que el frente de combustión pase por la termocupla interna **3**. Se recolecta la muestra **Flash 2**.
- Esperar hasta que el frente de combustión pase por la termocupla interna **4**. Se recolecta la muestra **Flash 3**.
- Esperar hasta que el frente de combustión pase por la termocupla interna **5**. Se recolecta la muestra **Flash 4**.
- Esperar hasta que el frente de combustión pase por la termocupla interna **6**. Se recolecta la muestra **Flash 5**.
- Esperar hasta que el frente de combustión pase por la termocupla interna **7**. Se recolecta la muestra **Flash 6**.
- Cuando el frente de combustión pasa por la termocupla interna **7**, se cierra el suministro de aire al sistema y se cierran las llaves de entrada y salida de la celda.

Licencia Creative Commons:

## *CAPITULO V*

# *RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS*



**V.1- Procedimiento de ensamblado de las Celdas de Combustión.**

Se requiere que el medio poroso presente un valor de permeabilidad al nitrógeno de  $4,6 \pm 1$  Darcies para emular el grado de compactación del yacimiento. La arena utilizada posee una variada granulometría, lo que origina que las cantidades introducidas durante el empacado de las celdas sean diferentes para cada caso en particular. La variación en la cantidad de arena empacada afecta principalmente el volumen que encierran los poros (volumen interno) y por tanto, los valores de permeabilidad. En la Tabla V.1 se encuentran las cantidades de arena requeridas para el ensamblado de cada una de las celdas, así como los volúmenes internos respectivos, valores de porosidades y permeabilidades para cada fluido utilizado.

**Tabla V.1-** Cantidad de arena presente en cada celda de combustión luego de su ensamblado. Valores de volúmenes internos, porosidades y permeabilidades.

Celdas	Arena (g)	Volumen poroso (mL)	Porosidad (%)	Permeabilidad (Darcies)		
				N <sub>2</sub>	Agua	Crudo o mezcla
C - Patrón	603,9	107,6	32,1	4,9	4,4	4,1
MC-MH	609,7	107,6	32,1	4,1	4,1	5,4
AH	606,0	108,4	32,4	4,2	3,6	3,8
MC-AH	610,6	108,4	32,4	4,7	4,7	4,1
MH-AH	593,5	111,9	33,4	4,7	4,7	3,7
MC-MH-AH	613,0	110,2	32,9	4,3	4,0	3,9

Como se observa en la Tabla V.1, todas las celdas ensambladas poseen diferentes cantidades de arena y los valores de permeabilidades obtenidos, a pesar de presentar algunas variaciones, están dentro del rango establecido, lo cual indica que el medio poroso tiene un grado de compactación aceptable para el desarrollo de las pruebas. Así mismo, el volumen poroso y la porosidad del medio presentan variaciones originadas por las diferentes masas de arena introducidas al finalizar el ensamblado.

Alcanzado los valores de permeabilidad al nitrógeno deseados en cada celda, se procedió a la saturación con agua de formación y luego con la muestra de crudo o mezcla. La variación de los valores de permeabilidad al agua ( $K_w$ ) y al crudo o mezcla ( $K_o$ ) depende principalmente de la composición y la viscosidad de los fluidos que

Licencia Creative Commons:



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

afectan la facilidad con la que estos se desplazan a través del medio poroso, y tanto el agua de formación como las otras sustancias inyectadas en la arena poseen viscosidades y características diferentes, ocasionando las variaciones observadas en los valores de permeabilidades.

Según la Ley de Darcy<sup>[48]</sup>, a medida que la viscosidad de una sustancia disminuye, ésta puede fluir con mayor facilidad a través de un medio poroso, ya que el mismo ejerce menos resistencia a su paso. Una elevada tasa de inyección de un fluido hacia un medio poroso incrementa el diferencial de presión ( $\Delta P$ ) a la entrada de la celda. En nuestro caso, todos los valores de permeabilidades obtenidos en la saturación con agua de formación, crudo y mezclas con aditivos se encuentran dentro de los valores aceptados para el desarrollo de las pruebas. El valor de permeabilidad de la mezcla de crudo con MC-MH es el mayor obtenido, ya que esta mezcla presentó un incremento en su valor de viscosidad inicial (ver sección V.4) no obstante, sus valores de permeabilidades al nitrógeno y al agua de formación indican que el empacado de la arena de ésta celda en particular constituye un medio adecuado para el desarrollo de la prueba.

La composición general de cada una de las celdas ensambladas se encuentra en la Tabla V.2, donde se expresan los contenidos porcentuales de agua, arena y de hidrocarburo presente en cada medio poroso.

**Tabla V.2-** Composición porcentual de los diferentes elementos constituyentes de las celdas ensambladas y listas para las pruebas.

Celda	Componentes (%)		
	Agua	Crudo o mezcla	Arena
C - Patrón	2,3	13,7	84,0
MC-MH	1,7	14,3	84,1
AH	2,3	13,6	84,0
Aditivos MC-AH	2,5	13,4	84,1
MH-AH	2,4	14,5	83,1
MC-MH-AH	2,5	13,6	83,9

Estos valores de saturación son esenciales para la elaboración de un balance de masa que permite conocer el desempeño de producción y de consumo de hidrocarburo en cada una de las etapas del proceso de combustión.



V.2- Desempeño térmico de las pruebas de combustión.

En la Figura V.1 se encuentran los perfiles de temperaturas internas registrados a lo largo del tubo de combustión durante el transcurso de las pruebas.

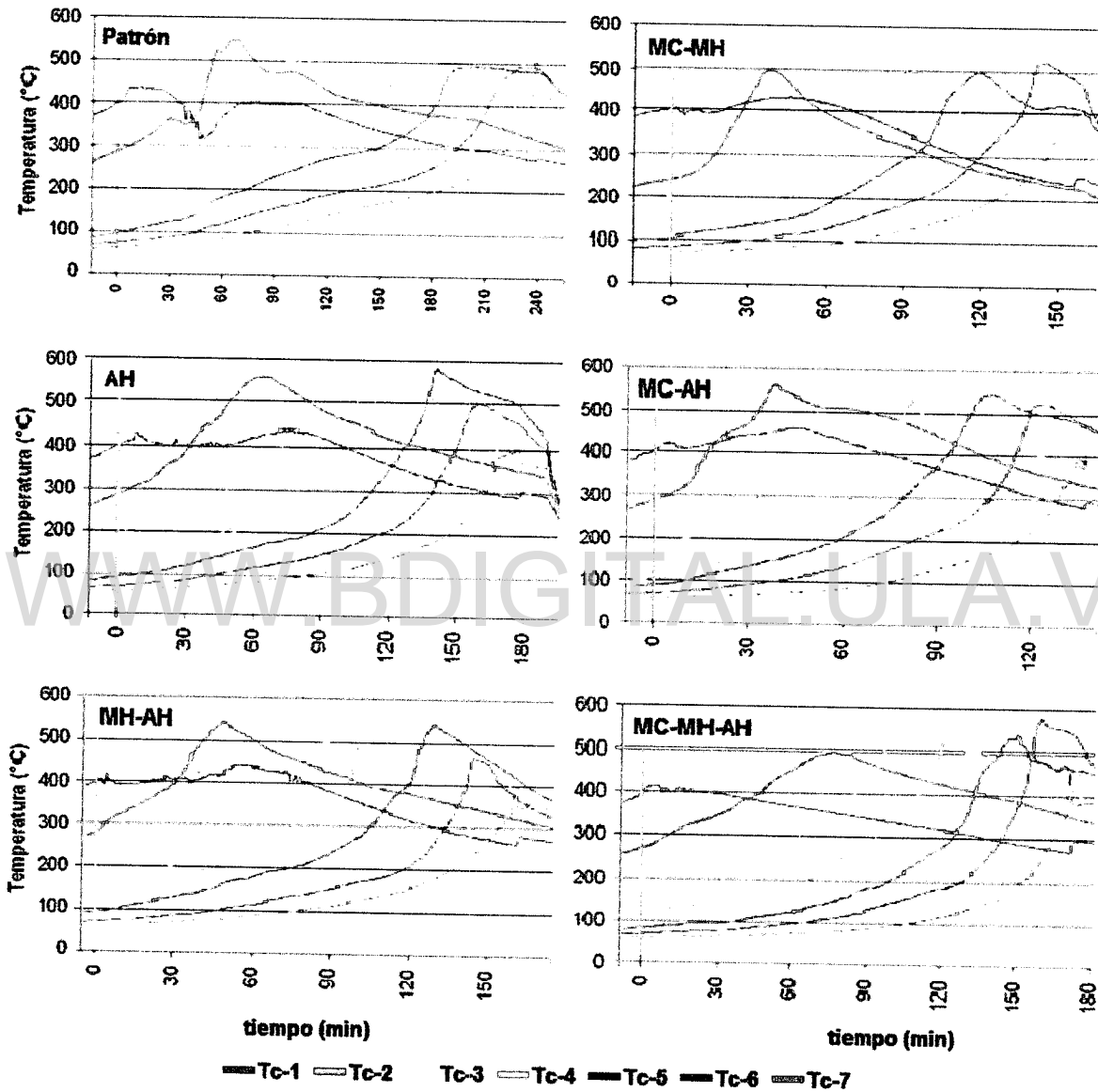


Figura V.1- Termogramas de las pruebas de combustión realizadas con y sin presencia de aditivos.

Los termogramas presentados en la Figura V.1 concuerdan con el comportamiento observado en la literatura consultada<sup>[16]</sup>. En estos termogramas se observan claras diferencias respecto al comportamiento térmico del sistema durante cada proceso de combustión, registrándose la variación de temperatura en función al tiempo de ignición



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

y el avance del frente dependiendo del material contenido en el medio poroso. En la Tabla V.3 se encuentran los valores de temperaturas registradas en las diferentes termocuplas durante el desarrollo de las pruebas en sus respectivos períodos de combustión.

**Tabla V.3-** Temperaturas registradas en las termocuplas internas a lo largo de las celdas durante los períodos de combustión de las pruebas realizadas.

<b>Temperaturas (°C) de combustión por prueba</b>							
<b>Termocupla</b>	<b>Patrón</b>	<b>MC-MH</b>	<b>AH</b>	<b>MC-AH</b>	<b>MH-AH</b>	<b>MC-MH-AH</b>	
Tc-1	400	400	400	400	400	400	
<b>Temperaturas máximas</b>	Tc-2	547	498	556	559	542	502
	Tc-3	511	483	543	548	500	525
	Tc-4	499	504	553	550	497	566
	Tc-5	492	494	582	543	541	542
	Tc-6	495	521	499	525	463	580
	Tc-7	400	400	400	400	400	400
Promedio							
Tc2 - Tc6	509	500	546	545	509	543	

Según las temperaturas máximas promedios alcanzadas en los períodos de ignición de las pruebas, no existe una relación clara o tendencia de aumento o descenso de estas temperaturas a consecuencia de la presencia de aditivos en el crudo original durante la combustión. Es posible que existan diferencias apreciables en los valores de los calores de combustión ( $\Delta H_{\text{comb}}$ ) de las mezclas preparadas, sin embargo, sus respectivos aportes térmicos no pueden ser diferenciados en los datos obtenidos con los que se grafican los termogramas de la Figura V.1. Una fracción del material que se quema produce un incremento de temperatura como consecuencia de la naturaleza exotérmica de la reacción, de modo que para determinar el aporte calórico producto de la combustión, es necesario realizar un estudio calorimétrico a las condiciones experimentales, donde la velocidad de inyección del comburente no sea un parámetro a controlar.

Las temperaturas alcanzadas en los termogramas pueden presentar variaciones por pequeñas oscilaciones en el flujo del gas oxidante, que no se mantiene completamente constante durante el transcurso de las pruebas, y que pueden dificultar la



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

---

determinación de calor liberado con la quema del material orgánico y aditivos. Las oscilaciones mencionadas pueden estar en un rango aproximado de  $\pm 15$  mL de gas por minuto.

Por otra parte, investigaciones realizadas en el Laboratorio de Procesos Térmicos de la Gerencia de Investigación Estratégica de Faja Petrolífera de PDVSA-Intevep, indican que el frente de combustión (en este tipo de pruebas) puede autosustentarse apropiadamente una vez que se inyecta aire a la celda cuando la temperatura en el cabezal de la misma alcanza los  $400^{\circ}\text{C}$ , es por esta razón que se realiza el cambio de gas inerte por gas oxidante (Helio por Aire) a esta temperatura, para dar inicio al proceso de combustión. El incremento de temperatura registrado en las siguientes termocuplas internas es consecuencia de la exotermicidad de las reacciones de oxidación producto de la combustión del material en el medio poroso, que repercute principalmente en los cambios de viscosidad y de composición química del crudo en mayor contacto ó más cercano al frente de combustión.

Las temperaturas registradas durante los períodos de combustión desde TC-2 hasta TC-6 (ver Tabla V.3) presentan múltiples oscilaciones, algunas dentro de un rango menor a los  $40^{\circ}\text{C}$  (pruebas con MC-MH y MC-AH como aditivos), mientras que las otras tienen variaciones entre  $55^{\circ}\text{C}$  y  $80^{\circ}\text{C}$  (prueba patrón y con presencia de AH, MH-AH y MC-MH-AH), estas fluctuaciones observadas experimentalmente en las temperaturas pueden ser generadas por la contribución de los siguientes aspectos:

- Taponamientos en el medio poroso a medida que se desaloja el crudo o mezcla de la arena, ya que estas sustancias fluyen por los mismos canales generados por los gases a lo largo de la celda.
- Taponamientos en la línea de recolección de crudo, ya que las tuberías de almacenamiento y producción no se encuentran aisladas térmicamente y a consecuencia, el material desalojado puede aumentar su viscosidad y obstruir en cierta medida alguna tubería.
- La presencia de aditivos que pueden afectar los calores de combustión de las mezclas preparadas, afectando la cantidad de energía calórica generada y retenida en la arena como consecuencia de la continua combustión.

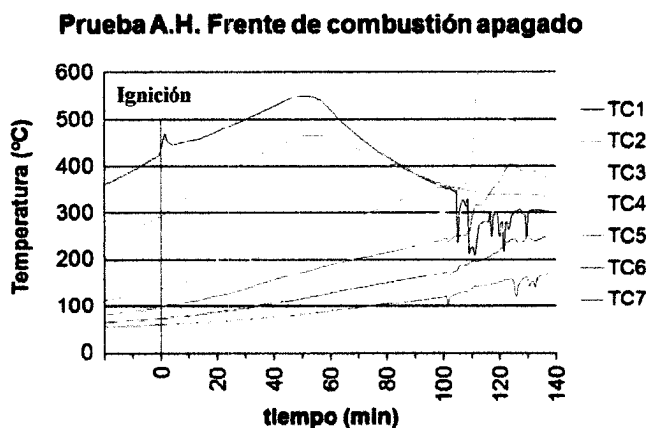


- Interacción entre los componentes de las mezclas y el medio poroso a condiciones experimentales específicas, es decir, que la presencia de arena, metales y sales a la presión de trabajo puede afectar las posibles reacciones que suceden en el sistema.

Experimentos realizados en el referido Laboratorio de Procesos Térmicos, han demostrado que incluso realizando varias pruebas con las mismas condiciones de empaçado, el mismo material experimental y la misma tasa de inyección de aire, no es posible obtener una total reproducibilidad de los perfiles de temperaturas, ya que en cierta medida influye la cantidad de arena en el medio y el tamaño de las partículas que la conforman, la porosidad, la cantidad de crudo presente en la celda y la tasa de inyección del gas oxidante. Otro aspecto a resaltar es que independientemente de la porosidad del medio, una vez empaçada la celda no se tiene conocimiento acerca de la distribución de los poros dentro de la misma, de modo que esto puede afectar la facilidad con la que se desaloja el crudo o mezcla, generando taponamientos y sobrepresiones, principalmente en las etapas de apertura de camino y de rampa de calentamiento.

Todas estas variables están vinculadas desde el ensamblado de la celda hasta la finalización del período de ignición, ocasionando que una pequeña variación en la porosidad del medio pueda requerir más o menos tiempo para liberar un taponamiento en los poros, o de una mayor presión para el empuje de las fracciones extraídas con los gases utilizados, de modo que es sumamente importante la generación de caminos óptimos antes de la combustión y de la preservación de los mismos durante la prueba.

Variaciones en el paso continuo del gas oxidante a través del medio poroso produce importantes oscilaciones en las tendencias de incremento o descenso de la temperatura en el frente de combustión. Esto se puede observar claramente en el caso de una prueba realizada con agente hidrogenante como aditivo, donde el sistema de control del flujo no funcionó de manera apropiada, reduciendo el caudal de entrada de aire a la celda en el preciso momento de la ignición, pasando de 0,9 (ideal) a menos de 0,7 litro de gas por minuto, provocando la caída de temperatura del frente de combustión hasta el punto en que el mismo se apagó.



**Figura V.2-** Termograma de prueba realizada con agente hidrogenante (AH) como aditivo, en donde el frente de combustión se apaga por baja inyección de aire.

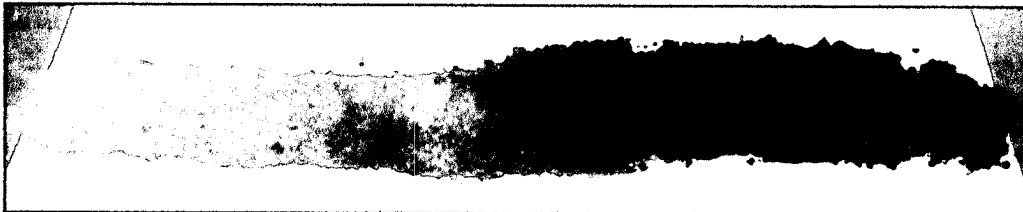
En la Figura V.2 se muestra el termograma de una prueba de combustión en el que la tasa de inyección de aire es menor a 0,7 litros por minuto. Al alcanzar los 400°C comenzó la combustión, evidencia de esto es el pico de aumento de temperatura al pasar el minuto "0" de la gráfica, siendo este el momento en que la válvula de control de flujo presentó una falla que redujo el caudal de 0,9 litro por minuto de He, a menos de 0,7 litro por minuto de aire. Para mantener el frente de combustión se continuó la rampa de calentamiento en la cabeza de la celda hasta que éste pasara por la termocupla 2 (TC-2), sin embargo, al alcanzar los 550°C en la TC-1 y observar que la temperatura en TC-2 continuaba incrementándose con la misma tendencia de calentamiento (misma pendiente) que TC-1, era de suponer que dicho incremento era producido por la difusión de calor desde la cabeza de la celda hacia TC-2 a través de la arena y de los gases que se desplazan por sus canales, y no por el avance y la evolución autosustentada del frente. Se decidió detener el calentamiento de la celda observándose inmediatamente que la temperatura de TC-2 también comenzó a descender.

Al mismo tiempo que disminuyeron las temperaturas en TC-1 y TC-2, se observó un pico en TC-3 correspondiente al frente de combustión (cerca de los 350°C), no obstante, una prueba no requiere de una temperatura de ignición tan elevadas, de modo que el frente de combustión de ésta prueba en particular proviene de un sobrecalentamiento originado de manera artificial y no producto de la combustión normal como se espera para esta etapa. Mientras que la TC-3 comenzaba a descender su temperatura, en la TC-4 se incrementaba este registro de valores hasta el momento



en que se presentó una segunda falla con el controlador de flujos, el cual de manera inesperada se bloqueó por completo interrumpiendo el paso de aire al sistema, esto hizo que las temperaturas de todas las termocuplas bajaran simultáneamente luego del minuto 100 posterior a la inyección de aire.

En vista de la obstrucción del caudal de aire, se abrió completamente una válvula alterna de entrada del gas al sistema sin utilizar el controlador de flujo, llegando a ser la inyección de más de 15 litros por minuto, esto elevó abruptamente la temperatura de la TC-4 debido al re-encendido del frente de combustión, aumentando cerca de  $240^{\circ}\text{C}$  en la zona de quemado en un tiempo cercano a 5 minutos de inyección; este incremento se puede observar pero en menor medida en la TC-5 donde también aumenta fuertemente la temperatura en comparación con su tendencia inicial. De manera opuesta ocurre en la TC-1 donde el paso del fuerte caudal de aire a través del medio poroso logra disipar parte del calor disminuyendo la temperatura de la arena, generando las oscilaciones térmicas que se observan en el termograma. Finalmente, este experimento fue detenido ya que no cumplía con el requerimiento de inyección óptima, estable y continua del gas oxidante necesario para la correcta realización de una prueba de combustión. En la Figura V.3 se muestra la apariencia de la arena al ser extraída de la celda luego de apagarse el frente de combustión.



**Figura V.3-** Apariencia de la arena aun saturada con crudo y agente hidrogenante como aditivo una vez apagado el frente de combustión por interrupción del flujo de aire.

A lo largo de todas las pruebas, las termocuplas registraron una temperatura base de  $400^{\circ}\text{C}$  y luego alcanzaban un pico (máximo) en el punto donde el frente coincide con la ubicación exacta de la termocupla; conociendo el tiempo que tarda el frente en desplazarse entre las termocupla, y la separación entre estos sensores, se puede calcular la velocidad del frente de combustión, que es el tiempo necesario que requiere una prueba para desplazar el material retenido en su medio poroso quemando parte del hidrocarburo que contiene, siendo más rápido en las pruebas que requieren menor

Licencia Creative Commons:



tiempo total de ignición, es decir, que utilizan menor cantidad de aire total inyectado. Para la determinación de la velocidad del frente utilizaremos dos criterios, los cuales se detallan a continuación:

- **Criterio 1:** el cálculo de la velocidad en función a los picos (máximos) de temperaturas ya que se tienen directamente los tiempos en los que se registran dichos picos. Cada termocupla está separada una de otra por 5 cm de distancia a lo largo de la celda, de modo que se toman en consideración las termocuplas que registran un valor máximo, las cuales son de TC-2 a TC-6 (ya que TC-1 indica la temperatura de calentamiento e ignición y TC-7 indica el momento de finalización de prueba), por lo tanto, según este criterio existen cuatro velocidades del frente, que son: de TC-2 a TC-3, de TC-3 a TC-4, de TC-4 a TC-5 y de TC-5 a TC-6. Se puede englobar un período de combustión más prolongado tomando el promedio de velocidades desde TC-2 a TC-6. La velocidad del frente ( $VF$ ) viene dada por:

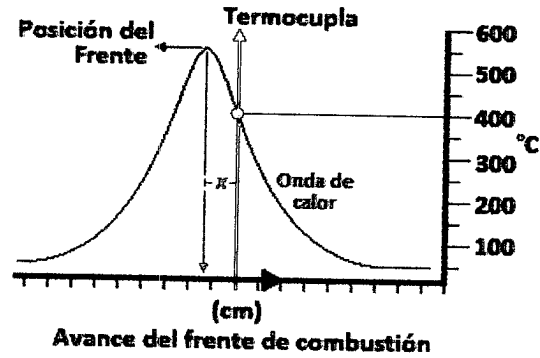
$$VF_{TCx-TCy} = \frac{\text{distancia } TC_x - TC_y}{\Delta t_{TCx-TCy} \text{ (hora)}}$$

donde

- $VF_{TCx-TCy}$ : es la velocidad del frente en el trayecto de una termocupla  $x$  a una termocupla  $y$ .
  - distancia  $TC_x-TC_y$ : es la distancia que separa la termocuplas  $x$  de la  $y$ .
  - $\Delta t_{TCx-TCy}$ : tiempo (en horas) que tarda el frente de combustión en desplazarse desde la termocupla  $x$  hasta la  $y$ .
- **Criterio 2:** tomar en consideración los períodos de tiempos en los que las termocuplas alcanzan los  $400^\circ\text{C}$  ya que es un valor común para todos estos sensores. Esta temperatura se registra antes de que el frente alcance la posición de cualquier termocupla en la celda (a excepción de la TC-1 que incrementa su temperatura de forma controlada), a pesar de que se desconoce el lugar exacto en que se encuentra el frente en el momento de la medición de los  $400^\circ\text{C}$ , esta incertidumbre prevalece desde la TC-2 hasta la TC-7 a lo largo del recorrido del frente (ver ejemplo gráfico en la Figura V.4), y al registrar esta temperatura la distancia entre el frente y la termocupla debe ser aproximadamente igual para todos los sensores térmicos.

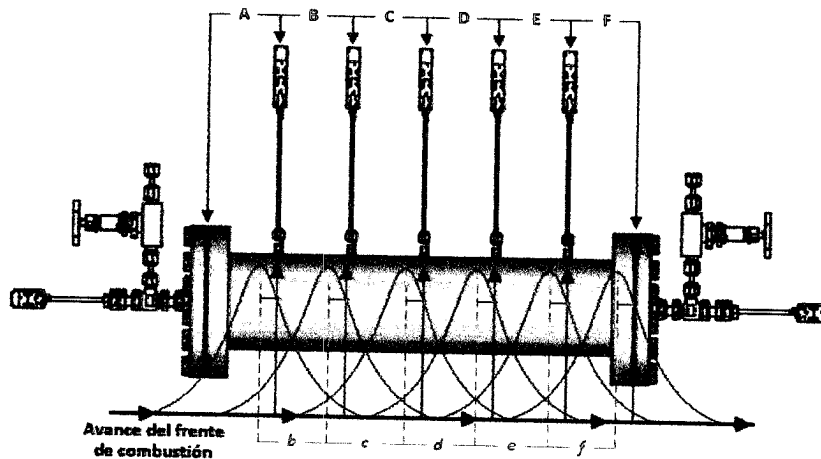
Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



**Figura V.4-** Variación de la temperatura registrada por una termocupla en función al avance del frente de combustión. "x" representa la distancia entre el frente y la termocupla cuando ésta registra de manera ascendente los 400°C.

Según la Figura V.5, podemos representar de manera similar el comportamiento de los diferentes registros de temperatura para cada termocupla a lo largo de la celda durante el avance de la combustión. En la Figura V.5 también se presentan en letras mayúsculas las distancias entre las termocuplas y en minúsculas las distancias entre las posiciones del frente de combustión en el momento en que se registran los 400°C ascendentes en los sensores hacia donde dicho frente se desplaza.



**Figura V.5-** Representación del registro de temperaturas internas en función al avance del frente de combustión a lo largo de la celda. Las distancias desde "A" a "F" corresponden a las separaciones entre termocuplas y las distancias "b" a "f" corresponden a la separación entre los frentes de combustión al registrarse 400°C en la termocupla hacia la que se desplaza la combustión.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

Como se mencionó previamente, cada una de las termocuplas se encuentran separadas por 5 cm una de otra, y las distancias entre la posiciones del frente en cada sensor al alcanzar los 400°C tienen un valor similar, de modo que para el cálculo de este criterio de velocidad ( $VF_{400^\circ C}$ ) se puede utilizar la misma ecuación del primer criterio, pero haciendo uso de los tiempos registrados en los que se alcanza los 400°C tal como se expresa a continuación:

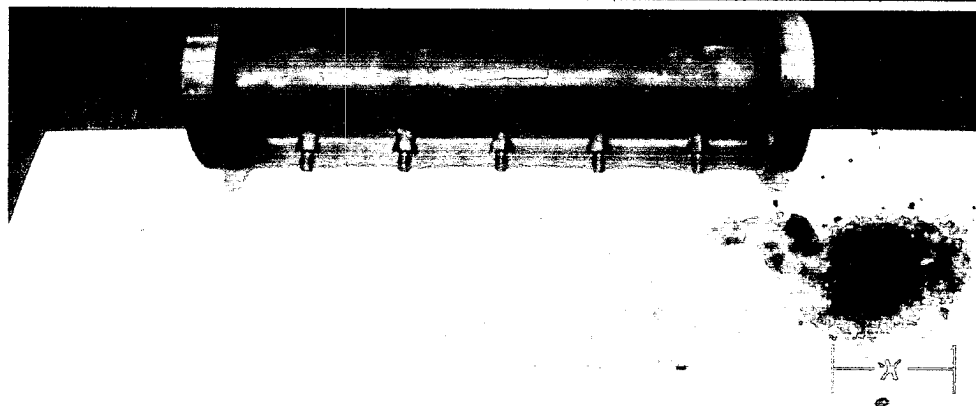
$$VF_{400^\circ C \text{ TC}_x\text{-TC}_y} = \frac{\text{distancia entre el frente } TC_{x400^\circ C} - TC_{y400^\circ C}}{\Delta t_{TC_{x400^\circ C} - TC_{y400^\circ C}} \text{ (hora)}}$$

dónde:

- $VF_{400^\circ C \text{ TC}_x\text{-TC}_y}$ : es la velocidad del frente en el trayecto de una termocupla  $x$  a una termocupla  $y$ , una vez que éstas registran los 400°C.
- Distancia entre el frente  $TC_{x400^\circ C}$ - $TC_{y400^\circ C}$ : es la distancia que separa el frente de combustión al pasar desde la termocupla  $x$  hasta la termocupla  $y$  una vez que éstas alcanzan los 400°C.
- $\Delta t_{TC_x\text{-TC}_y}$ : tiempo (en horas) que tarda el frente de combustión en desplazarse desde la termocupla  $x$  hasta la termocupla  $y$  una vez que éstas alcanzan los 400°C.

No existe diferencia  $x$  en la TC-1 ya que el aumento de temperatura no precede de la quema de hidrocarburo por un frente móvil, sino del control ejercido por una rampa de calentamiento.

El último punto del frente donde se registran 400°C no continúa su incremento de temperatura debido a que se interrumpe el suministro de aire a la celda, siendo la caída de temperatura inmediata. Esta pequeña distancia  $x$  en la última termocupla es donde queda depositado el residuo de coque no consumido de la arena de la Figura V.6.



**Figura V.6-** Característica de la arena luego de una prueba de combustión. La zona x representa la fracción de coque que queda sin quemar en el medio poroso.

Al inicio de la combustión, durante el tramo de TC-1 a TC-2, el desplazamiento del frente, y por ende, del crudo o mezcla requiere de mayor tiempo que otros tramos por los siguientes efectos:

1. Efecto de encendido del frente: Se requiere de cierto período de tiempo para que se produzca la autoignición del material dentro de la celda al entrar en contacto con el gas oxidante para luego evolucionar como un frente de combustión estable, capaz de autosustentarse consumiendo la fracción de coque generada en la zona de craqueo térmico justo por delante de la zona de combustión<sup>[16]</sup>, (ver Figura I.6) este coque no es únicamente carbón, sino un material orgánico deficiente de hidrógeno con una relación H/C entre 0,6 y 1,6 dependiendo de las condiciones de descomposición térmica.
2. Efecto del gradiente térmico: Al iniciar la combustión se encuentra la mayor cantidad de crudo remanente en la celda (Saturación Residual de Crudo -  $S_{ro}$ ), de modo que el frente debe desplazar la mayor cantidad de material retenido en el medio. Sólo los tramos de celda más cercanos al frente han incrementado su temperatura por efecto de la difusión de calor, sin embargo, los tramos más distantes (principalmente de TC-6 a TC-7) presentan menor temperatura dentro de la celda, requiriéndose de cierto tiempo para que el crudo o mezcla retenido pueda ser desplazado por el empuje del frente, con ayuda de un leve aumento de la temperatura generado por la difusión de calor.

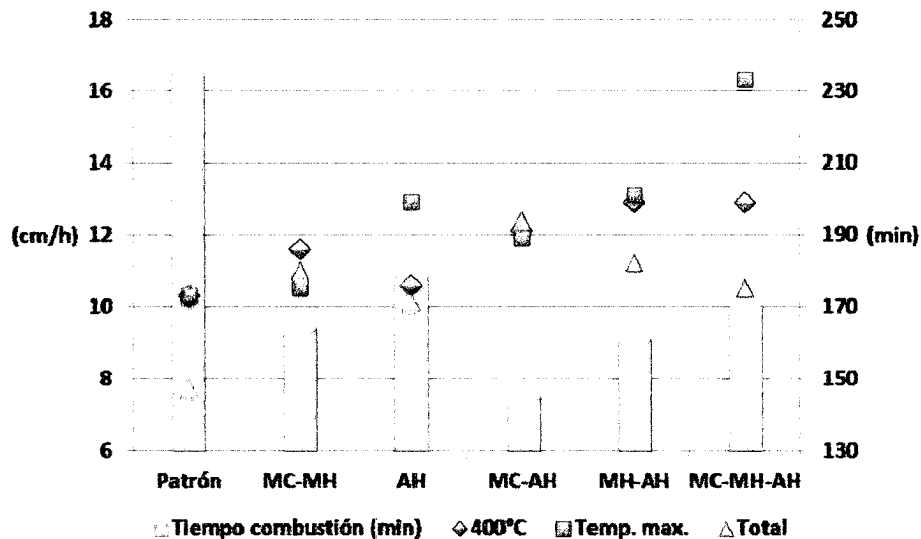


3. Efecto capilar: Producido por el grado de compactación del medio poroso en material presente en la arena. Mientras mayor es la cantidad de este material retenido, mayor es la sumatoria de las fuerzas capilares, por tanto, el crudo o mezcla requiere de mayor tiempo y energía para ser desplazado de las diferentes secciones o tramos de la celda donde se encuentre.

El promedio de velocidades a temperaturas máximas es tomado en cuenta desde TC-2 hasta TC-6, ya que éstos son los sensores donde se registran picos de temperaturas máximas. Este criterio permite conocer la velocidad con la que se desplaza el frente en un período de combustión relativamente estable, ya que al comenzar y al finalizar la ignición, el frente tiene un comportamiento diferente al observado en el trayecto intermedio de la celda.

Finalmente, para la combustión del material del último tramo en la celda (desde TC-6 a TC-7) se requiere del menor de los tiempos, debido a que no se consume toda la fracción de crudo remanente en la celda y que esta última fracción (por estar en mayor contacto con el frente) ha sido la más alterada químicamente por las reacciones del tipo HTO que modifican su composición y disminuyen en gran medida su viscosidad, lo que permite su desplazamiento y extracción con cierta facilidad del medio poroso.

Teniendo en cuenta los tiempos totales de inyección de aire y la longitud de la celda, se puede obtener la velocidad general del frente de combustión de cada prueba realizada, que engloba el tiempo que requiere el frente en formarse y desplazarse hasta la última termocupla (TC-7) determinando así el período general de ignición. Los valores de las diferentes velocidades calculadas y los períodos de inyección de aire en cada prueba se presentan en el Anexo C y se representan en la Figura V.7.



**Figura V.7-** Relación entre el tiempo total de inyección de aire en las pruebas realizadas y las diferentes velocidades calculadas según diferentes criterios.

El tiempo total de ignición es inverso a la velocidad del frente, es decir, un menor tiempo de inyección de aire que sustente la combustión implica una mayor velocidad del frente, y viceversa. La diferencia entre las velocidades observadas en la Figura V.7 puede ser producto de diferentes comportamientos de desplazamiento del frente y/o de la cinética de formación de coque y su velocidad de oxidación. Las pruebas donde no existe diferencia significativa entre los tres criterios de velocidad, no presentan grandes dificultades al momento del encendido del combustible y propagación de las reacciones, sin embargo, otras pruebas revelan que la velocidad del frente es diferente en algunos tramos de celda para una misma prueba.

Por ejemplo, en el caso de la prueba patrón las velocidades a temperatura máxima y a 400°C son similares, pero es menor para el tiempo total de prueba, lo que significa que el tramo de TC-1 a TC-2 requiere de mayor tiempo para desplazarse, pudiendo ser la formación y evolución del frente quien ocasione este efecto. Por otra parte, en el caso de la prueba con presencia de MC-MH-AH, la velocidad a 400°C es menor que a temperatura máxima, lo que significa que el tramo de TC-6 a TC-7 requiere de mayor tiempo para su desplazamiento, esto puede ser ocasionado por la baja viscosidad de la mezcla presente en esa zona que no favorece la rápida generación de coque, ya que la dilución del crudo afecta el desempeño de la combustión y por tanto, la velocidad con la que se desplaza. Un crudo ligero o liviano no aporta gran beneficio al desempeño de

Licencia Creative Commons:



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

una prueba de combustión, es por esta razón que la combustión *in situ* es una técnica aplicable principalmente para crudos pesados o extrapesados<sup>[42]</sup>, y tal como se presenta más adelante, existe una fuerte disminución de la viscosidad y alteración de la composición del SARA de las últimas fracciones producidas en las pruebas. La velocidad total de prueba con MC-MH-AH también es la menor que los otros dos criterios, lo que indica que el tramo TC-1 a TC-2 también requiere de mayor cantidad de tiempo, posiblemente por la misma razón que puede suceder con el caso de la prueba patrón.

Los taponamientos también juegan un papel importante en la formación y avance del frente, ya que una pequeña variación del flujo de gas oxidante puede afectar la cinética de combustión y por tanto, la velocidad con la que se desplaza el frente. En la Figura V.7 se observa que son más lentos los frentes de combustión de las pruebas que originalmente contienen poca o ninguna cantidad de aditivo. Esta diferencia de velocidades puede ser ocasionada por:

1. Diferencias en las viscosidades iniciales de las mezclas introducidas en las celdas y por cambios durante el transcurso de las pruebas. La presencia de aditivos en el crudo original afecta la viscosidad inicial de las mezclas, mientras que las variaciones de viscosidad de las fracciones recuperadas durante el transcurso de las pruebas son consecuencia del proceso de combustión. Los valores de variación de viscosidades se representan en la Figura V.10 (sección V.4).
2. Presencia de agua. Tanto el petróleo original como las mezclas preparadas poseen cierta cantidad de agua al inicio de la prueba (menos de 2%), la cual puede evaporarse y condensar más adelante en una región de menor temperatura en el mismo sentido de la combustión. A consecuencia de la combustión, se produce además una cantidad de agua adicional que puede salir del sistema en forma de vapor o condensar e introducirse en el crudo. Cualquiera de los dos casos puede hacer que el agua presente forme parte del crudo, produciendo una emulsión que afecta principalmente su viscosidad.
3. Evolución de gases. Los óxidos de carbono y otros gases producidos durante la prueba pueden actuar como diluyentes del crudo o mezcla en el sistema, debido



a que pueden difundirse en zonas de menor temperatura a lo largo del sentido del frente y afectar el grado de movilidad del material desplazable.

4. Variación en la composición del crudo o mezcla. Las reacciones de oxidación a elevadas temperaturas generan transformaciones químicas en el hidrocarburo que pueden favorecer algunas fracciones en la composición de compuestos saturados, aromáticos, resinas o asfaltenos (SARA) originales del crudo. Las relaciones entre estos componentes pueden variar significativamente la viscosidad y por ende la movilidad. Las temperaturas alcanzadas en las pruebas pueden también ocasionar alteraciones en la composición química del crudo o mezcla, y por tanto, cambios en la movilidad que se reflejan en la velocidad con la que se desplaza el frente.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

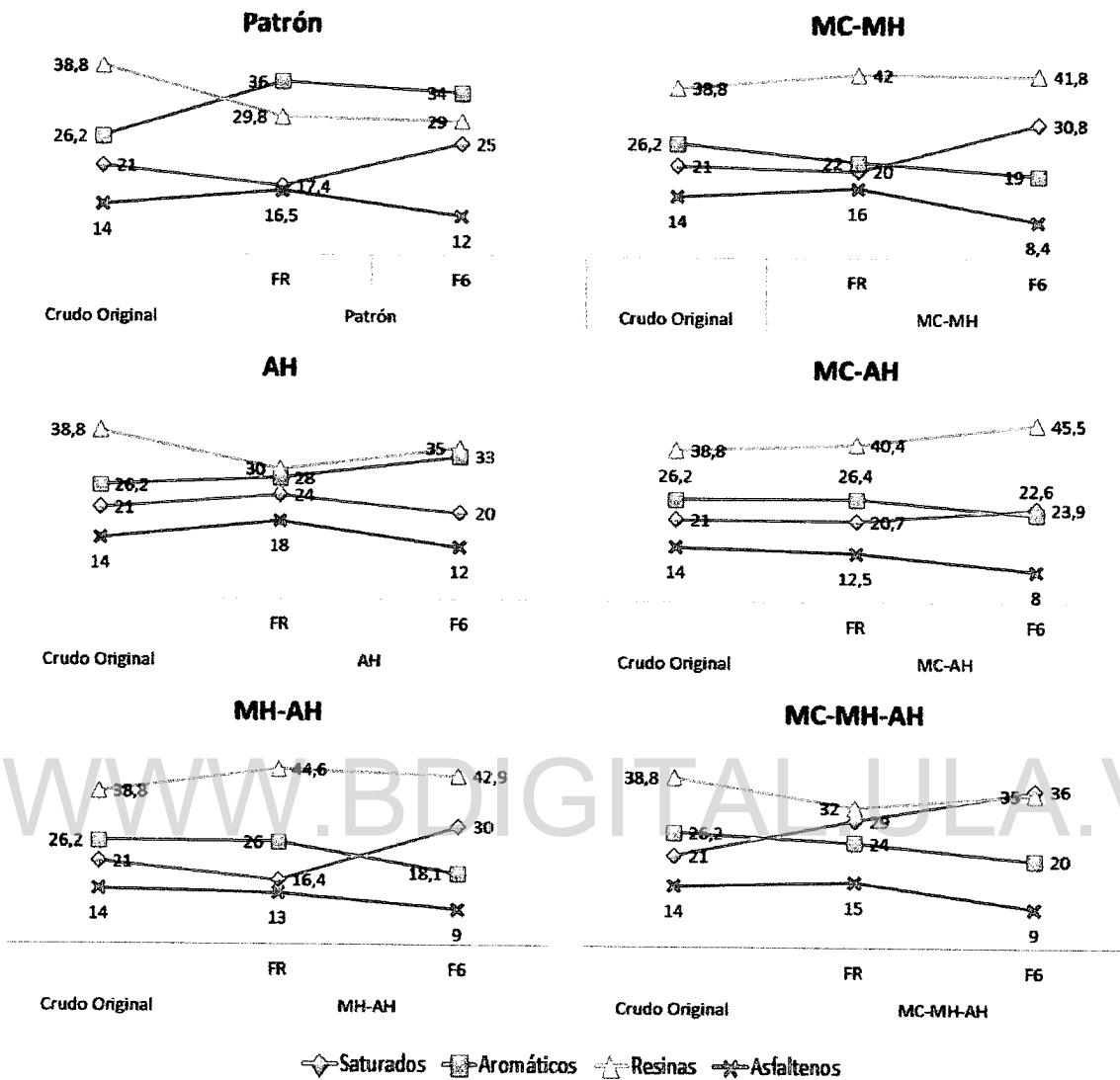


### V.3- Composición SARA de las fracciones líquidas producidas en las pruebas.

Durante el transcurso de las pruebas se producen fracciones líquidas de crudo y mezclas cuyas composiciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) son posteriormente determinadas para evaluar las posibles alteraciones generadas en estas fracciones. Sería ideal la realización del análisis de composición SARA de todas las fracciones obtenidas, para la observación continua de los posibles cambios ocurridos en la composición del material obtenido, sin embargo, por razones de cantidad de muestras a analizar (48 muestras en total), tiempo total de análisis por muestra, disponibilidad y operatividad del equipo donde se realizan estos ensayos, fue necesaria la elección de las fracciones más importantes producidas de cada prueba de combustión. Estas fracciones analizadas y sus composiciones SARA se presentan en el Anexo D.

De acuerdo a la composición SARA del crudo original y de las fracciones analizadas de las pruebas, algunos valores correspondientes a la fracción Final de Rampa (FR) de algunas pruebas permanecen sin alteración significativa, mientras que otras fracciones presentan importantes variaciones en su composición, es decir, que únicamente la interacción de algunas de las sustancias (crudo o mezclas) con el medio poroso a condiciones de yacimiento (condiciones experimentales) genera la alteración de componentes del SARA antes de iniciar la combustión. Estas variaciones no pueden ser promovidas por el gas utilizado en las etapas previas a la ignición (ya que era un gas inerte), sin embargo, pueden ocurrir transformaciones en el crudo o mezcla durante la rampa de calentamiento, debido a que se alcanza una temperatura superior a la de autoignición del petróleo (280-315°C dependiendo de las características del crudo), lo que en términos generales favorecería al mejoramiento de crudo dentro de la formación durante la ejecución de este método de recuperación térmico.

En la Figura V.8 se presenta concretamente la variación del SARA producido en el crudo original durante el transcurso de las pruebas con y sin presencia de aditivos en las fracciones FR y F6.



**Figura V.8-** Variación general del SARA en las fracciones FR y F6 de cada prueba con y sin presencia de aditivos respecto al crudo original.

Los cambios observados en la Figura V.8 son cuantificados en la Tabla V.4, donde se expresan las variaciones del SARA ( $\Delta$ SARA) producidas desde la composición del crudo original hasta la etapa FR, y de ésta, hasta la etapa F6 de cada una de las pruebas. En esta tabla se determina con mayor facilidad el efecto ocasionado por las rampas de temperaturas y la presencia de aditivos durante los períodos de combustión.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

**Tabla V.4-** Variación del SARA ( $\Delta$ SARA) para las fracciones FR y F6 de cada una de las pruebas realizadas partiendo de la composición del crudo original.

SARA del crudo original: **S(21) A(26,2) R(38,8) A(14)**

Prueba Aditivo	Fracción	$\Delta$ SARA		
		Pre-Ignición (FR)	Fin combustión (F6)	Cambio Total
Patrón	S	-3,6	7,6	4
	A	<b>9,8</b>	-2	<b>7,8</b>
	R	<b>-9</b>	-0,8	<b>-9,8</b>
	A	2,5	-4,5	<b>-2</b>
MC-MH	S	-1	10,8	9,8
	A	<b>-4,2</b>	-3	-7,2
	R	3,2	-0,2	3
	A	2	<b>-7,6</b>	<b>-5,6</b>
AH	S	3	<b>-4</b>	<b>-1</b>
	A	1,8	<b>5</b>	6,8
	R	<b>-8,8</b>	5	-3,8
	A	<b>4</b>	-6	<b>-2</b>
MC-AH	S	-0,3	3,2	2,9
	A	0,2	-3,8	-3,6
	R	1,6	<b>5,1</b>	<b>6,7</b>
	A	<b>-1,5</b>	-4,5	<b>-6</b>
MH-AH	S	<b>-4,6</b>	<b>13,6</b>	9
	A	-0,2	<b>-7,9</b>	<b>-8,1</b>
	R	<b>5,8</b>	<b>-1,7</b>	4,1
	A	-1	<b>-4</b>	-5
MC-MH-AH	S	<b>8</b>	7	<b>15</b>
	A	-2,2	-4	-6,2
	R	-6,8	3	-3,8
	A	1	-6	-5

Los recuadros de color ( ) indican el incremento y ( ) el descenso de mayor magnitud de cada componente del SARA en las fracciones FR y F6 de cada prueba.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

Según estos resultados y describiendo el desempeño (de menor a mayor impacto) de cada una de las pruebas en la transformación del SARA hasta la obtención de la fracción FR, se observa que la prueba que genera menor alteración es la que contiene el aditivo **MC-AH**, ya que mantiene poca o ninguna variación en la composición de saturados, aromáticos y asfaltenos, produciendo un leve incremento en las resinas, pero no mayor al 2%.

Las pruebas realizadas con presencia de **MC-MH** y **MH-AH** producen poca o ninguna variación la composición de saturados y aromáticos respectivamente, así como en la fracción de asfaltenos para ambos casos. Los demás componentes cambian su composición en un valor porcentual menor de 6%. Tanto el **MC-MH** como el **MH-AH** aumentan el porcentaje de resinas, sin embargo, el primero lo hace disminuyendo la fracción de aromáticos, mientras que el segundo disminuyendo los saturados.

La prueba **Patrón** (sin aditivo) produce poca variación la composición de saturados y asfaltenos, sin embargo, promueve el mayor incremento de aromáticos y la mayor disminución de resinas de todas las pruebas. Estas transformaciones se atribuyen a reformados de origen netamente térmico ya que no contiene ninguno de los aditivos de estudio.

La presencia de **MC-MH-AH** no ocasiona variación significativa de los asfaltenos, sin embargo, las fracciones de saturados, aromáticos y resinas exponen las principales alteraciones para esta etapa. Los saturados presentan el mayor incremento de todas las pruebas (8%), mientras que los aromáticos y resinas disminuyen entre ambos esta misma cantidad.

El único aditivo que genera importantes alteraciones en todos los componentes del SARA en la fracción de recobro FR es el **AH**, que incrementa la cantidad de saturados, aromáticos y asfaltenos en 3%, 1,8% y 4% respectivamente. Además, presenta una fuerte disminución de resinas de 8,8% (la segunda mejor disminución después de la prueba patrón).

La mezcla que contiene **AH** incrementa los saturados y asfaltenos, disminuyendo las resinas en esta etapa de producción, mientras que **MC-AH** y **MH-AH** generan un efecto opuesto a pesar de contener el **AH**, lo que significa que el efecto producido por la presencia de los metales prevalece sobre el del **AH**.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

Durante el período de combustión (luego de la fracción FR) se produce otra serie de transformaciones como consecuencia de las altas temperaturas alcanzadas por la exotermicidad de las reacciones del tipo HTO (High Temperature Oxidation) que proceden luego de la inyección de aire al sistema, inicio y propagación del frente. De acuerdo con la Tabla V.4, comparando los resultados de la variación del SARA desde la fracción FR hasta la F6, el período de combustión de cada prueba produce en el  $\Delta$ SARA (descritos de menor a mayor impacto) los siguientes efectos:

El aditivo **MC-AH** exhibe un desempeño poco favorable para el mejoramiento del crudo utilizado en comparación con los resultados de las otras pruebas. Este aditivo incrementa levemente la fracción de saturados y produce uno de los mayores aumentos de resinas, presentando poca disminución de aromáticos y asfaltenos.

El **AH** produce la única disminución de saturados y uno de los mayores incrementos de resinas, sin embargo, también conduce a la mayor producción de aromáticos y una disminución moderada de asfaltenos.

Los aditivos **MH-AH** y **MC-MH-AH** generan un buen desempeño en el  $\Delta$ SARA al culminar la etapa de combustión. El primero promueve la mayor producción de saturados y disminución de resinas, no obstante, presenta la mayor disminución de aromáticos y la más baja disminución de asfaltenos. El segundo aditivo, genera una buena producción de saturados y disminución de asfaltenos, a expensas de un considerable aumento de resinas y poca disminución de aromáticos.

Finalmente, las pruebas **Patrón** y con **MC-MH** tienen un desempeño similar en los efectos producidos en las fracciones del SARA, ya que ambas pruebas conllevan a un incremento de saturados y una disminución de asfaltenos, dejando las fracciones de aromáticos y resinas con poca variación. No obstante, el aditivo **MC-MH** es quien genera mayor cantidad de saturados y mayor disminución de asfaltenos que la prueba Patrón.

De acuerdo con estos resultados, los aditivos **AH** y **MC-MH** son quienes producen la variación de composición SARA más favorable para el mejoramiento del crudo utilizado, antes de la ignición y durante la combustión respectivamente. Esta información es de gran importancia ya que indica que se puede utilizar un aditivo en particular dependiendo de la etapa del proceso de recobro, para obtener la mayor

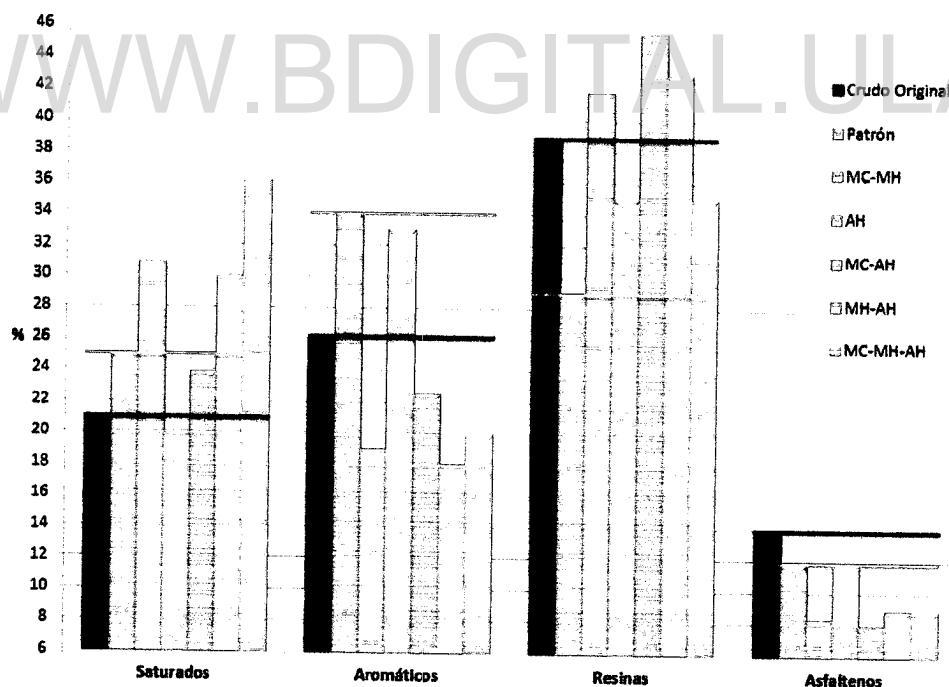
Licencia Creative Commons.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

eficiencia en el mejoramiento del petróleo dentro de la formación durante las etapas de una prueba de combustión. Según la Tabla V.4, también se observa que las pruebas **Patrón** y con aditivo **MC-MH-AH** presentan las alteraciones más favorables para el mejoramiento del crudo en la totalidad de una prueba de combustión completa, sin embargo, la presencia de aditivos favorece en gran medida la movilidad del crudo, el frente de combustión, disminuyendo los tiempos totales de prueba y las viscosidades del material producido (ver sección V.4).

Las observaciones realizadas hasta este momento, han sido en función a la variación del SARA ( $\Delta$ SARA) entre las fracciones FR y F6, sin embargo, los valores de composición de las fracciones finales se presentan en la Figura V.9, donde se observa el desempeño de las pruebas con y sin presencia de aditivos respecto a la composición del crudo original. Las barras tituladas "crudo original" (color negro) corresponden al SARA del crudo puro procedente del yacimiento y no es consecuencia de un proceso de combustión, las barras tituladas "crudo patrón" (color gris) son producto de la combustión de una muestra de crudo original.



**Figura V.9-** Composición porcentual del SARA correspondientes al crudo original y a las fracciones de crudo obtenido en la última etapa de producción de las pruebas. Las líneas horizontales (colores negro y gris) marcan gráficamente los principales valores a ser comparados por el desempeño de las pruebas con presencia de aditivos.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

Al comparar las variaciones del SARA de las fracciones F6 de las pruebas (que más favorecen al mejoramiento de crudo) tenemos:

1. Las pruebas con MC-MH, MH-AH y MC-MH-AH producen mayor incremento en las fracciones de saturados que la prueba patrón.
2. El AH es el único aditivo (al igual que la prueba patrón) que incrementa los aromáticos al final de la prueba respecto al crudo original.
3. Los aditivos AH y MC-MH-AH disminuyen las resinas respecto al crudo original, pero en menor magnitud que la prueba patrón.
4. Todas las pruebas logran reducir la cantidad de asfaltenos respecto al crudo original, sin embargo, los aditivos MC-MH, MC-AH, MH-AH y MC-MH-AH alcanzan una reducción mayor que en la prueba patrón.

Las últimas etapas de producción de las pruebas (fracciones F6) se desplazaron más cerca del frente de combustión, por lo tanto, estuvieron más tiempo expuestas a las zonas de mayor temperatura producidas en el punto de quema, y al efecto generado por las reacciones de oxidación a bajas y altas temperaturas (LTO y HTO respectivamente). Las primeras (LTO) generan cambios de composición en los componentes del crudo<sup>[19]</sup> y comienzan a hacer su efecto a temperaturas menores de 315°C o a cierta distancia del punto de ignición<sup>[49]</sup>, mientras que las segundas (HTO) son reacciones heterogéneas que se caracterizan por consumir gran parte del oxígeno del sistema para generar CO, CO<sub>2</sub> y agua, y suceden dentro de la región de mayor temperatura (sobre los 330°C) generando las alteraciones más significativas dependiendo de tipo de proceso que se realiza (térmico o catalítico).

Cada proceso de oxidación mencionado (LTO y HTO) tiene un rango de acción respecto al punto de quema que produce en el crudo múltiples alteraciones, de modo que las fracciones obtenidas antes de los F6 pueden presentar una transformación gradual de cada uno de sus componentes desde el justo momento de la ignición tal como se menciona en la literatura<sup>[31]</sup>. Otro aspecto a destacar es que los diferentes F6 obtenidos no estuvieron sujetos a un mismo período de combustión. Según la Tabla V.5, los tiempos de ignición de cada prueba son diferentes, siendo el Patrón quien requiere de casi una hora más de inyección de aire en comparación con las demás

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

---

pruebas. Algunos componentes del SARA de las pruebas con aditivos presentan un mejor desempeño (aumentando saturados y aromáticos y disminuyendo asfaltenos) en un menor tiempo que la prueba Patrón, y tal como lo expresa la literatura<sup>[16, 30]</sup> puede existir un efecto adicional producto de la cinética con la que interaccionan las especies presentes en la zona de combustión.

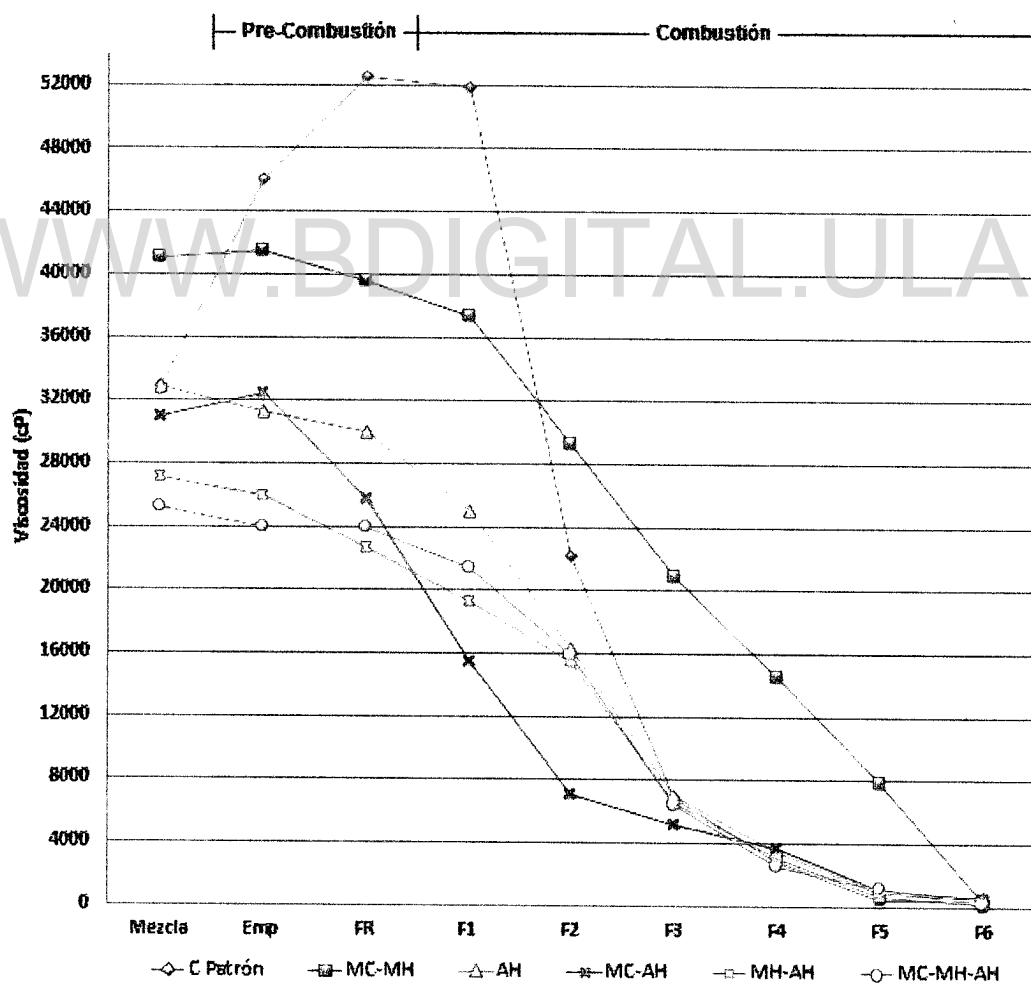
La composición de los gases generados por la combustión (ver sección V.5) aporta mayor información acerca de las transformaciones ocurridas en cada prueba ya que algunos productos gaseosos son favorecidos por transformaciones promovidas por efectos térmicos o catalíticos, de modo que las alteraciones ocasionadas en las fracciones SARA no son completamente concluyentes ni para la elección del mejor aditivo en el crudo original, ni para la determinación de un mecanismo de transformación en una prueba determinada. Es necesario complementar el análisis con estudios de viscosidades y de composición de los gases generados en cada prueba en particular.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



### V.4- Viscosidad de las fracciones obtenidas en las etapas de producción.

El crudo utilizado como base para las pruebas de combustión presento un valor de viscosidad de 32850 cP. Al incorporar en el crudo los diferentes aditivos, este valor cambia debido a las nuevas interacciones que ocurren entre el petróleo y las especies añadidas, de modo que las viscosidades de las mezclas preparadas e introducidas en las celdas resultan diferentes a la del crudo original. A medida que transcurren las diferentes etapas de las pruebas, también se observan variaciones en las viscosidades de las fracciones líquidas producidas. Los valores de las variaciones de viscosidades de todas las fracciones extraídas en cada una de las etapas de las prueba se presentan en el Anexo E, representándose gráficamente en la Figura V.10.



**Figura V.10-** Variación de viscosidades de las fracciones producidas antes y durante las diferentes pruebas realizadas con y sin presencia de aditivos.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

De acuerdo a la Figura V.10, a medida que se añade mayor cantidad de aditivos al crudo original se observa una tendencia de disminución en los valores de viscosidades de las mezclas preparadas (exceptuando las mezclas que contienen MC-MH y AH, cuya explicación se menciona más adelante), estas disminuciones son originadas por el efecto de dilución que ocasionan el conjunto de aditivos, ya que sólo se ha realizado una mezcla mecánica de las especies necesarias para la preparación de las sustancias de partida. Además, todas las fracciones producidas correspondientes a la fracción F6 de cada una de las pruebas, dieron como resultado la disminución de sus valores iniciales de viscosidad en más de 25000 cP, estas alteraciones pueden inferir en la velocidad con la que se desplazan los diferentes frentes de combustión debido principalmente a los siguientes efectos:

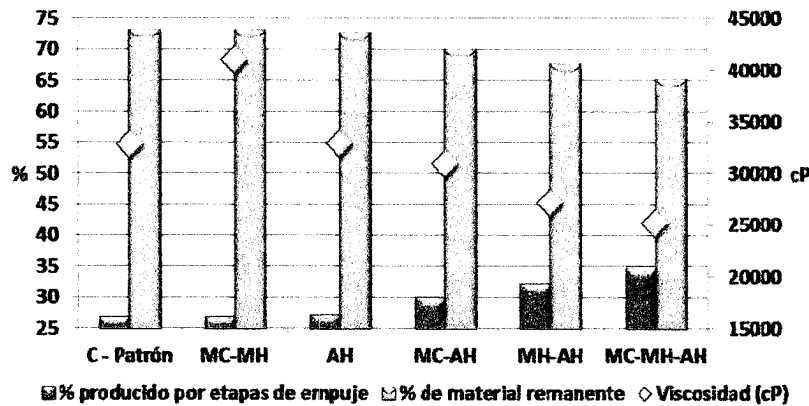
1. Antes y durante la prueba ocurren cambios en las viscosidades del material presente en el medio poroso, cuya alteración se refleja en su comportamiento reológico, y por tanto, en su movilidad a través de la arena, lo que genera diferencias en la velocidad del frente.
2. Las muestras de partida originalmente más viscosas tienden a desalojar menor cantidad de crudo o mezcla de la arena en las etapas de empuje, y viceversa (menor viscosidad, mayor producción en etapas de empuje), de modo que antes de la ignición existen cantidades diferentes de masa de material remanente en el medio poroso de cada celda (ver Figura V.11) Las diferencias de masa que luego son expuestas a los períodos de combustión, pueden generar diferentes velocidades de desplazamiento de la zona de quemado.
3. La dilución del crudo afecta el desempeño de la combustión y por tanto, la velocidad con la que se desplaza el frente (ver Figura V.7). Es por esta razón que la combustión *in situ* es una técnica aplicable principalmente para crudos pesados o extrapesados<sup>[42]</sup>, ya que el principio de la autosustentación del frente de combustión es la formación de coque, y éste puede ser generado con facilidad a partir de fracciones concentradas de muestras de petróleo de acuerdo a las siguientes transformaciones<sup>[16]</sup>:

Bitumen ----> Maltenos ----> Asfaltenos ----> Coque



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

Estos efectos que pueden inferir en el grado de movilidad del material orgánico y en la velocidad del frente de combustión se fundamentan de acuerdo a la información contenida en las figuras V.7 y V.11. Además, si el crudo más cercano a la zona de combustión se desplaza con mucha facilidad de la arena, ésta quedará con poca cantidad de material orgánico necesario para la formación de las reacciones mencionadas, y por tanto, de una baja reserva, suficiente y disponible para la formación del coque que mantiene la combustión.



**Figura V.11-** Porcentaje de crudo o mezclas producido en las etapas de empuje y remanente en las celdas, en función a las viscosidades de las sustancias inyectadas en el medio poroso. El valor de la viscosidad de la prueba MC-MH se menciona más adelante.

La variación de la viscosidad afecta la movilidad del crudo o mezcla, ya que a menores viscosidades, mayores recobros en las etapas de producción por empuje. Esto se puede corroborar fácilmente por medio de la relación existente entre la movilidad ( $M_o$ ) del crudo en un medio poroso, la permeabilidad ( $K_{ro}$ ) y su viscosidad ( $V_o$ ) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$M_o = K_{ro} / V_o$$

Donde se observa que la viscosidad es inversamente proporcional a la movilidad, de manera que es la viscosidad quien afecta en mayor grado la movilidad del crudo y el avance del frente de combustión, y quien a su vez puede ser afectada tanto por un efecto de dilución como por la variación de la temperatura. Una menor Saturación de Crudo Inicial ( $S_{oi}$ ) requiere de menos tiempo para desplazar el material orgánico del medio poroso manteniendo las mismas condiciones operacionales. No obstante, si el



crudo es muy diluido se requiere de más tiempo para la generación del coque necesario que sustenta la zona de quemado, afectando la movilidad del frente y por tanto, el tiempo total de ignición y el requerimiento de aire en el yacimiento.

A pesar de que la fracción obtenida por empuje en la prueba patrón es mayor que en la prueba con MC-MH en la misma etapa de producción, el tiempo necesario para obtener la muestra de la prueba patrón es mucho mayor que para la prueba con aditivo. En la Tabla V.5 se encuentran los tiempos correspondientes a la toma de muestras en bruto de las primeras etapas de producción de las pruebas realizadas.

**Tabla V.5-** Tiempos de duración de las etapas de empuje y expansión térmica de las pruebas realizadas.

Etapa de Prueba	Tiempo por etapa de prueba (min)					
	C Patrón	MC-MH	AH	MC-AH	MH-AH	MC-MH-AH
Empuje con gas inerte	599	378	177	153	219	195
Expansión Térmica	117	117	117	117	117	117

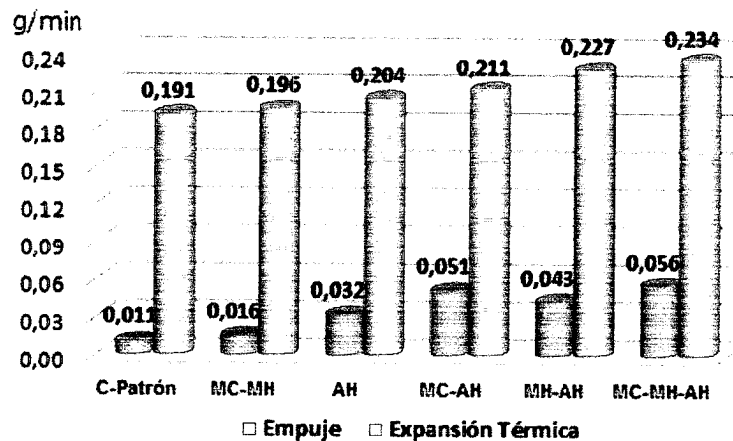
Los tiempos de recobros por expansión térmica son iguales para todas las pruebas (116,7 minutos) ya que éste es el tiempo necesario para elevar la temperatura de la cabeza de la celda de 50°C (temperatura base) a 400°C (temperatura de ignición) utilizando una rampa de calentamiento de 3°C/minuto. Los tiempos requeridos para la toma de las fracciones de empuje, son los mínimos necesarios para generar en la arena caminos preferenciales por donde puedan fluir los gases generando un mínimo de sobrepresión en el sistema. La presión de los gases a la entrada de la celda es monitoreada con diversos manómetros hasta que la misma sea similar a la de presurización del sistema con un caudal de salida de 0,9 litro de gas por minuto, ya que si los gases no tienen una vía por donde desplazarse, no habrá un sentido hacia donde se dirija el frente. Esta etapa puede variar ampliamente dependiendo de la facilidad con la que se movilice el crudo y es durante la apertura de estos caminos



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

preferenciales que pueden ocurrir múltiples taponamientos que generan sobrepresiones.

En la Figura V.12 se representa gráficamente la producción en bruto de las etapas de empuje con gas inerte por unidad de tiempo (minuto) correspondiente a cada prueba.



**Figura V.12-** Relación de producción de crudo o mezclas obtenidas por empuje y expansión térmica en función al tiempo correspondiente de cada etapa.

La Figura V.12 muestra un aumento en las relaciones de cantidad de material producido por empuje y expansión térmica en respecto a sus tiempos de producción, la cual depende principalmente de las viscosidades iniciales de las muestras inyectadas en las celdas. El empuje producido por combustión de las fracciones remanentes en la arena (y por ende la velocidad del frente) puede verse más favorecido por la disminución de la viscosidad inicial del crudo o mezclas que por una menor cantidad de material remanente en el medio.

De acuerdo con la Figura V.10, la viscosidad de las mezclas disminuye en la medida que se añade más aditivo al crudo, sin embargo, las mezclas preparadas con MC-MH y AH presentan un aumento en la viscosidad. En el caso de la mezcla con MC-MH el incremento es a consecuencia de la misma naturaleza del aditivo. El petróleo es donde se desea dispersar en forma homogénea los metales de estudio (ver sección III.2) y la



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

manera como estos son añadidos puede generar efectos en el desempeño de una prueba de combustión. La mejor alternativa para dispersarlos es en forma líquida, y para tal fin, la Gerencia de Investigación Estratégica de Refinación (RRIE) de PDVSA-Intevep ha desarrollado sistemas de transporte emulsionados que contienen los referidos metales en forma altamente dispersa, que al ser mezclados con el petróleo utilizado como base permiten su distribución homogénea. Estos sistemas emulsionados son del tipo W/O, donde una fase acuosa soporta los metales disueltos que luego son dispersados en una compleja fase orgánica de características y proporciones bien establecidas que consolidan una formulación específica.

Las emulsiones preparadas se añaden al petróleo original y se realiza una mezcla mecánica de todas las sustancias hasta alcanzar la homogeneidad. Las emulsiones pueden presentar propiedades completamente distintas a la de sus componentes y dependiendo de su formulación puede alterar significativamente sus características físicas, químicas y su comportamiento reológico. En nuestro caso, se forman emulsiones W/O de bajo contenido de fase interna<sup>[22,50]</sup>, ya que todas las mezclas iniciales de partida contienen menos de un 20% de aditivo.

Tal como se mencionó en el Capítulo I (sección I.10), existen variables que pueden afectar las propiedades de una emulsión<sup>[22]</sup> y en el caso de las mezclas preparadas (crudo y aditivos) pueden afectar principalmente los valores de viscosidad. Existen ciertas condiciones que pueden explicar el comportamiento reológico observado en las mezclas originales y en las muestras obtenidas durante las etapas de producción de las pruebas, dichas condiciones son consecuencia básicamente de la formulación y la *composición general de la emulsión*, y entre las más resaltantes destacan:

- Un tamaño de gota demasiado pequeño generalmente aumenta la viscosidad.
- Un incremento de la fase dispersa puede ocasionar aumentos de viscosidad.
- En una emulsión, lo que se registra es la "viscosidad aparente" ya que el valor determinado corresponde al de la formulación general.

Tanto las emulsiones preparadas por separado como el crudo patrón utilizado poseen cierto contenido de agua (8-14%, y menos del 1% respectivamente), si al realizar la *mezcla mecánica entre los aditivos y el crudo patrón se obtienen los aumentos de*



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

viscosidades observados, es la misma fase dispersa la responsable del comportamiento reológico experimental de las mezclas, además, el leve incremento de viscosidad producido por la adición del AH en el crudo puede ser originado considerando los mismos principios de emulsiones, ya que la solubilidad de este aditivo en el crudo es muy baja (a pesar de ser ambos orgánicos) y la mezcla mecánica de éstas sustancias no necesariamente debe difundir (disolver) por completo al aditivo, siendo posible la formación de pequeñas gotas dispersas en el crudo.

Es posible que los efectos observados en las variaciones de viscosidades sean a causa de una o varias de estas condiciones especiales en emulsiones, las cuales deben ser estudiadas en futuras investigaciones ya que no se tiene antecedentes que relacionen la viscosidad de las mezclas preparadas con sus respectivos comportamientos reológicos a través de un medio poroso. En el Anexo F, se muestran las cantidades de agua libre y emulsionada presentes en las muestras en bruto obtenidas antes y durante la ignición. Según este anexo, todas las fracciones de crudo recobradas en las distintas etapas de las pruebas contienen al menos un 0,07% de agua como fase dispersa, lo que comprueba que todas pueden comportarse reológicamente como emulsiones, por tanto, los valores registrados experimentalmente corresponden a viscosidades aparentes. Las primeras etapas de producción por empuje son afectadas por la presencia de aditivos, mientras que las fracciones entre F1 y F3 se encuentran suficientemente distantes del frente de combustión como para ser directamente afectadas por éste, sin embargo, las variaciones de viscosidades aparentes observadas en estas fracciones puede ser a consecuencia de:

1. Efecto producido por la inyección de crudo o mezcla a la celda: inicialmente, la celda se encontraba saturada con agua de formación ( $S_{rw}$ ) la cual no es completamente desplazada del medio poroso durante el procedimiento de inyección de crudo o mezclas de partida, de modo que el agua remanente puede afectar la viscosidad de las fracciones de material orgánico producidas.
2. Efecto producido por la composición química del agua y arena de formación: los componentes del agua y la arena utilizados para el desarrollo de las pruebas, pueden generar alteraciones en el comportamiento reológico y en la

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

composición del material orgánico en el medio poroso a condiciones experimentales. No se cuenta con estudios comparativo entre pruebas con materiales utilizados de origen sintético y originario de yacimiento.

3. Difusión de gases generados por combustión: las fracciones de F1 a F3 se encuentran más distantes de la zona de máxima temperatura, sin embargo, pueden ser afectadas por gases generados en el frente de combustión (CO, CO<sub>2</sub>, compuestos orgánicos volátiles y vapor de agua), que son capaces de condensar y re-difundirse en zonas de menor temperatura en el mismo sentido de movimiento del frente (ya que es un proceso de combustión directa) de manera que la viscosidad de estas fracciones puede cambiar.
4. Alteración en la composición: debido a las elevadas temperaturas alcanzadas producto de la ignición, se generan reacciones en esta zona por ser el punto de quema y en otras zonas de menor temperatura producto de la difusión del calor generado. Entre las reacciones más comunes a bajas temperaturas se encuentran las LTO, condensación de asfaltenos y resinas, isomerización, polimerización, craqueo térmico y catalítico, entre otras<sup>[51]</sup>, y según el Anexo D, efectivamente ocurren alteraciones en la composición de algunas fracciones recuperadas a lo largo de las pruebas que favorecen al mejoramiento de la calidad del crudo producido y su movilidad, lo que permite explicar el comportamiento experimental de las viscosidades.

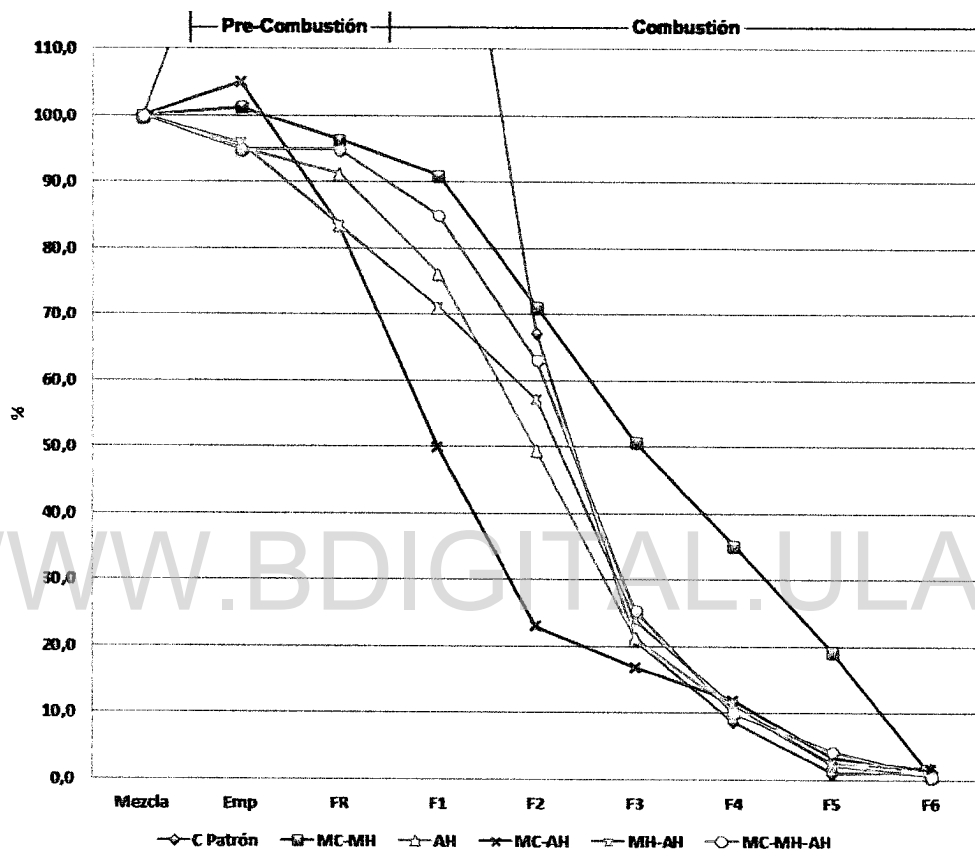
En el Anexo F se observa que las fracciones obtenidas en los períodos de combustión son las que contienen mayor cantidad de agua libre y emulsionada en comparación a las fracciones de empuje y recobro térmico, lo que indica que la combustión afecta la composición del material producido y genera la disolución de cierta cantidad de vapor de agua (entre otros gases) generada en el punto de quema.

En la Figura V.10 se observa en primer lugar el efecto generado en la viscosidad de las mezclas de partida por la presencia de los aditivos, y en segundo lugar, las variaciones de viscosidad de las fracciones producidas a lo largo de cada prueba, sin embargo, una manera de eliminar los efectos (diluyentes y emulsionantes) ocasionados por los aditivos en las viscosidades iniciales es normalizando los valores de las gráficas de



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

manera que todos tengan un mismo punto de partida. Para ello se establece como 100% el valor de viscosidad inicial del crudo original y de cada una de las mezclas preparadas, para luego graficar la variación del % de viscosidad (normalizada) correspondiente a cada etapa de producción en las diferentes pruebas. El resultado de esta relación se presenta en la Figura V.13.



**Figura V.13-** Variación porcentual de viscosidades de las fracciones líquidas producidas en cada una de las pruebas realizadas. Gráfica completa en el Anexo G.

En la Figura V.13 se puede observar que eliminando los efectos producidos por la presencia de aditivos en las viscosidades de las mezclas preparadas, existen claras diferencias en las tendencias de cambio de viscosidad normalizada a lo largo de las pruebas. Estas alteraciones son propias del comportamiento del crudo original y de las mezclas durante las etapas de las pruebas de combustión. Una vez eliminado el efecto de los aditivos posible realizar comparaciones entre el desempeño de cada una de las sustancias de partida a lo largo de cada prueba en particular.

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

---

Tomando en cuenta la variación de la composición del SARA de las fracciones intermedias de las pruebas, la alteración de los valores normalizados de viscosidad durante el transcurso de las mismas y las diferentes cantidades de agua producida en los periodos de combustión (ver Anexo F), es posible realizar las siguientes observaciones y comparaciones en términos de la actividad y desempeño de los aditivos presentes en la muestra de crudo original:

- ✓ El uso de MC-MH evita el fuerte incremento de viscosidad que se produce en las primeras etapas de producción de la prueba patrón, sin embargo, existe un punto (cercano a la fracción F2) a partir del cual, las viscosidades de las fracciones de la prueba Patrón son inferiores a las de la prueba con estos aditivos.
- ✓ Casi la totalidad de las fracciones obtenidas en las etapas de producción de las pruebas con presencia de AH (29 fracciones de 32) presentan una viscosidad normalizada inferior a la registrada en la prueba sin AH (MC-MH como aditivos) en las mismas etapas de producción. Esto indica que el AH produce de manera más efectiva la reducción de la viscosidad aparente en las fracciones recobradas a lo largo de las pruebas, no por efecto de dilución, sino por alteraciones de carácter físico y/o químico que pueden originar transformaciones en la composición del SARA, en la cantidad de agua libre o emulsionada en el crudo, en la producción de gases durante el período de ignición, en los procesos de craqueo térmico o catalítico, entre otros, y cuya sumatoria de efectos se reflejan en la viscosidad aparente de las fracciones producidas durante el transcurso de las pruebas.
- ✓ El agua presente en las fracciones recuperadas de las etapas de producción de las pruebas puede alterar drásticamente el valor de la viscosidad aparente de una fracción producida. Esto se puede observar en algunas pruebas donde la variación de la composición SARA no es muy significativa pero ocurren alteraciones importantes de la viscosidad, donde básicamente cambia la



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

---

proporción del agua de la fracción (ejemplo: pruebas con MC-AH y MC-MH-AH, ambas en las fracciones FR y F3).

- ✓ Algunas fracciones producidas durante el transcurso de las pruebas presentan un porcentaje de agua emulsionada similar, sin embargo, sus valores de viscosidades son notablemente diferentes. Esto es debido a la alteración de los componentes del SARA en estas fracciones, lo que demuestra que la variación de la viscosidad también puede ser producida como consecuencia de un cambio de composición del crudo producido.
- ✓ Los valores de viscosidad aparente representados en las gráficas, son el resultado del análisis de una alícuota de una muestra producida durante el transcurso de las pruebas, y representan un equilibrio existente entre la variación de la composición SARA y la presencia de agua emulsionada independientemente de la cantidad y forma como está compuesta la fase dispersa.

WWW.BDIGITAL.ULA.VE

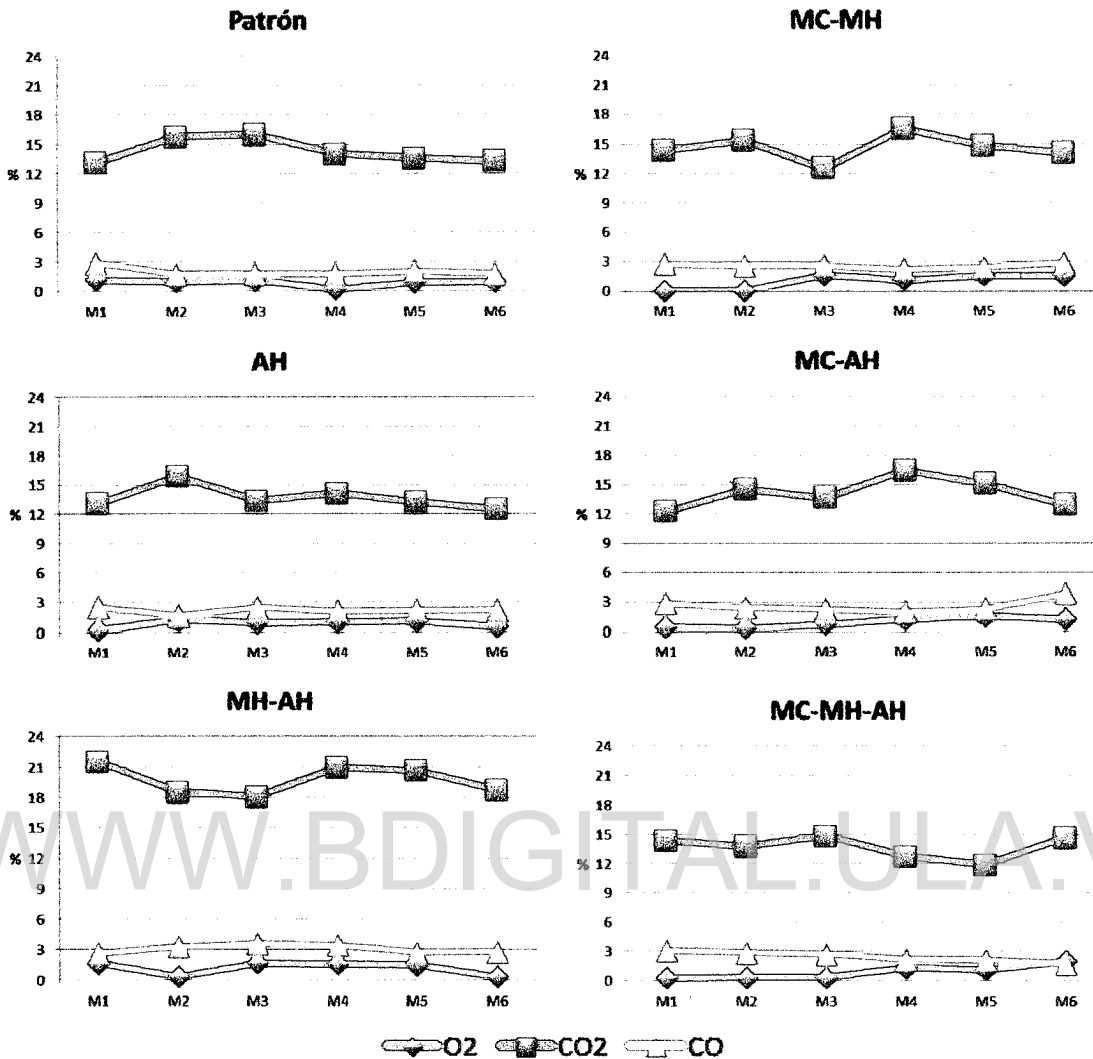


### V.5- Gases producidos durante el transcurso de las pruebas.

Existen básicamente dos etapas de recolección de gases, la primera se realiza antes de la ignición utilizando helio como gas de empuje o arrastre, y la segunda se desarrolla cuando comienza la ignición al cambiar el gas utilizado por aire. Los muestreos previos a la ignición registraron la presencia de oxígeno, nitrógeno y muy pocos compuestos orgánicos volátiles, comunes en la atmósfera o expedidos por la muestra de crudo o mezcla presente en la arena. Al comenzar la ignición se observó la evolución de *múltiples especies orgánicas gaseosas producto de los diferentes tipos de reacciones* que se dan lugar en la zona de ignición o cerca de ella, y un fuerte incremento de los óxidos de carbono. La técnica cromatográfica utilizada para la determinación de gases permite cuantificar sustancias compuestas hasta un máximo de 6 carbonos, sin embargo, para facilitar el análisis de estas fracciones se clasifican en dos grupos, los cuales para efectos comparativos son:

1. Gases Primarios: son los mayoritarios y componen los principales productos de la oxidación del material orgánico (CO y CO<sub>2</sub>).
2. Gases Secundarios: producidos principalmente por evaporación, o reacciones de isomerización o de craqueo térmico en las zonas de baja temperatura<sup>[33]</sup>, y durante el proceso de combustión en la zona de mayor temperatura.

En la Figura V.14 se presenta la variación de concentración porcentual del oxígeno no consumido y de los gases primarios (CO y CO<sub>2</sub>) que evolucionan en los diferentes períodos de combustión de cada prueba.



**Figura V.14-** Variación de la composición de los principales gases producidos por la combustión del crudo o mezcla, registrados a lo largo de las pruebas.

De acuerdo con la Figura V.14 se pueden realizar las siguientes observaciones:

- ✓ Las concentraciones de CO<sub>2</sub> son notablemente superiores a las de CO en todas las pruebas realizadas, lo cual es evidencia de la eficiencia del proceso de combustión, ya que mientras mayor es la relación CO<sub>2</sub>/CO, la combustión es más completa y esto favorece tanto la autosustentación de la quema del material orgánico como la generación de calor en el sistema<sup>[51]</sup>.

Licencia Creative Commons:



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

- ✓ Las concentraciones promedio de CO son mayores que las del oxígeno no consumido presente en todas las pruebas. Esto indica que el caudal de aire inyectado es suficiente para sustentar eficientemente la combustión minimizando la pérdida de comburente.
- ✓ Existen leves diferencias en los promedios de las concentraciones de los gases generados de las pruebas realizadas, lo cual es indicativo de que la presencia de aditivos ejerce alguna influencia en el mecanismo o proceso de transformación química de las sustancias que se oxidan.

Las relaciones entre los valores promedios de CO, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> no consumido se presentan en la Tabla V.6, donde se observa cuantitativamente el efecto producido en la evolución de gases primarios por la presencia de aditivos en el crudo original.

**Tabla V.6-** Relación promedio entre las concentraciones de O<sub>2</sub> no consumido, CO y CO<sub>2</sub> producidos en los períodos de combustión de las pruebas realizadas.

		Concentración (%)				
Prueba		CO <sub>2</sub>	CO	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> /CO	CO/O <sub>2</sub>
Patrón		14,3	2	0,9	7,2	2,2
Aditivos	MC-MH	14,6	2,6	1	5,7	2,6
	AH	13,7	2,1	0,8	6,5	2,6
	MC-AH	14,2	2,6	0,9	5,5	2,9
	MH-AH	19,8	3,1	1,2	6,4	2,6
	MC-MH-AH	14,6	2,6	0,9	5,7	2,9

Existe un conjunto de gases secundarios, que en la Figura V.15 se agrupan de acuerdo al número de carbonos que componen su cadena principal (desde C1 a C6). Todos estos gases son mezclas de isómeros y de compuestos de diferente peso molecular,

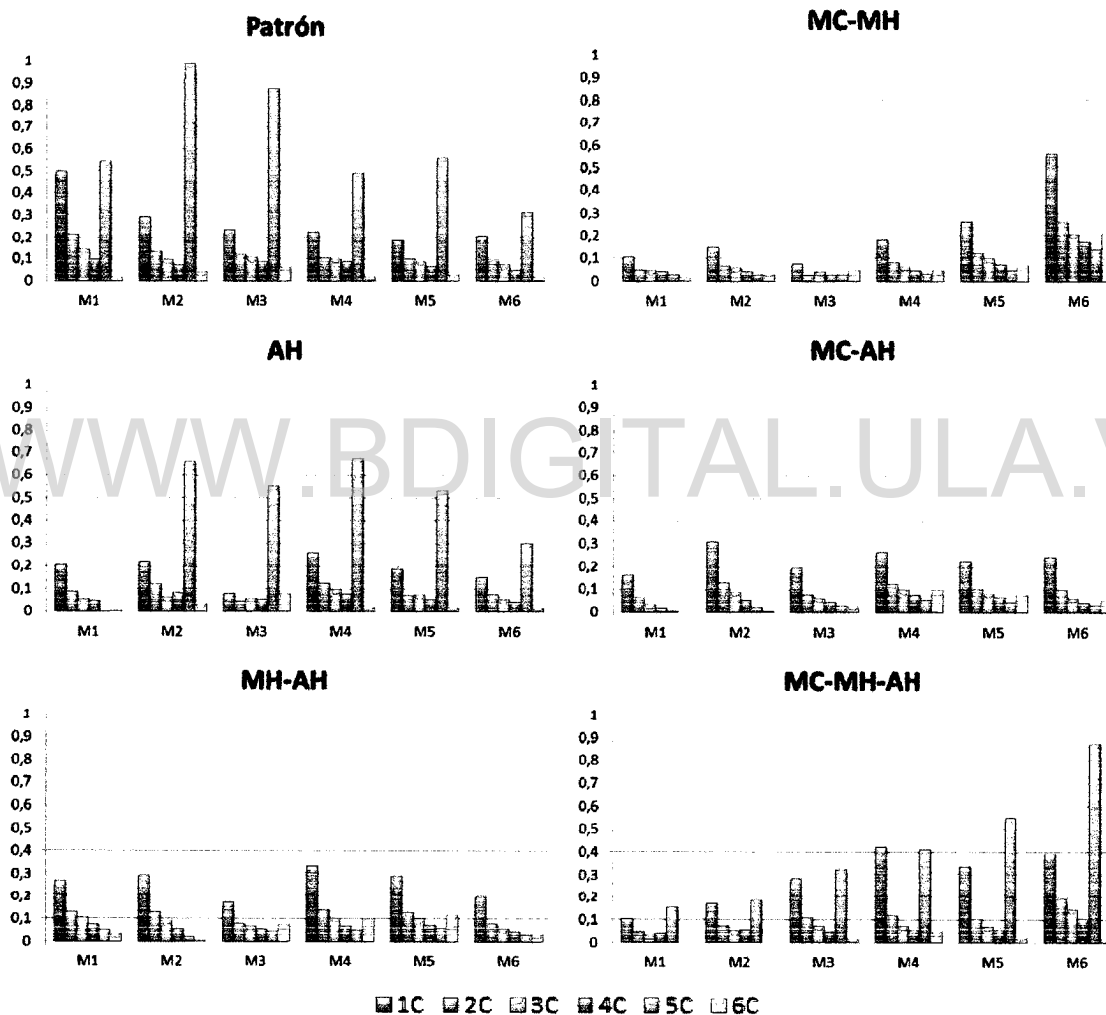
Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

producidos por la evaporación de especies volátiles y/o de reacciones ocasionadas por las altas temperaturas en las zonas de quemado<sup>[51]</sup>. La prueba patrón no contiene aditivos, por tanto, la evolución de los gases producidos en esta prueba es a consecuencia de transformaciones por efecto térmico. Cualquier variación en la composición de los gases generados en la combustión con presencia de aditivos en el crudo original debe ser ocasionada por diferentes mecanismos de reacción promovidos por las especies añadidas al sistema, que influyen en la termodinámica del proceso durante la quema del material.



**Figura V.15-** Variación porcentual de las fracciones gaseosas (C1 a C6) producidas durante las pruebas de combustión con y sin presencia de aditivos.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

De acuerdo con la Figura V.15 existen claras diferencias respecto a la evolución de algunas especies gaseosas en los diferentes períodos de combustión de las pruebas realizadas. Es evidente que las especies añadidas ejercen un efecto distinto al producido por la combustión en la prueba patrón. A pesar de que las variaciones en las concentraciones de estos grupos de gases no superan el 1%, es suficiente para confirmar que el método de introducción y la presencia de aditivos en estudio afecta el desempeño del proceso de combustión.

En algunas pruebas permanece constante la producción de ciertas fracciones gaseosas, mientras que en otras pruebas, esas mismas fracciones son alteradas respecto a sus concentraciones y sus tendencias o comportamientos. En vista de que todas las pruebas se realizaron utilizando un mismo crudo como base, las variaciones observadas son consecuencia directa de la presencia del metal craqueante, el metal hidrogenante, el agente hidrogenante, o de todos en conjunto. Para determinar el efecto producido por los diferentes aditivos es necesario evaluar tanto la variación de las fracciones gaseosas, como el conjunto de alteraciones químicas producidas en general.

En la Tabla V.7 se encuentra la descripción de la evolución de cada uno de los grupos de gases producidos en todas las pruebas, de manera que se puede asociar con mayor facilidad el comportamiento de las distintas fracciones a lo largo de los períodos de combustión. Los recuadros con fondo de color corresponden a un comportamiento similar en las fracciones de gases de pruebas diferentes, como por ejemplo, el caso de la fracción C2, C4 y C6 en las pruebas con AH, MC-AH y MH-AH.



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

**Tabla V.7-** Comportamiento de cada una de las fracciones de los gases orgánicos livianos que evolucionan durante los periodos de combustión de las pruebas con y sin aditivos.

Fracción	Prueba Patrón	MC-MH	AH	MC-AH	MH-AH	MC-MH-AH
<b>C1</b>	Disminuye de 0,5% a 0,2% a mitad de prueba. Constante desde entonces	Promedio cercano a 0,1% hasta mitad de prueba. Incrementa hasta más de 0,5% para el final	Constante, entre 0,1% y 0,2%	Constante, cercano a 0,2%	Constante, entre 0,2% y 0,3%	Aumenta hasta mitad de prueba (0,1% a 0,4%), luego permanece constante hasta el final
<b>C2</b>	Disminuye lentamente de 0,2% a 0,1%	Constante hasta mitad de prueba (<0,1%), luego incrementa a entre 0,2% y 0,3% para el final	Constante, cercano a 0,1%	Constante, cercano a 0,1%	Constante, cercano a 0,1%	Leve aumento a partir de la mitad de prueba (de 0,1% a 0,2%)
<b>C3</b>	Constante. Cercano a 0,1%	Constante hasta mitad de prueba (<0,1%), luego incrementa a 0,2% para el final	Constante, inferior a 0,1%	Constante, cercano a 0,1%	Constante, cercano a 0,1%	Leve aumento a partir de la mitad de prueba (<0,1% a 0,2%)
<b>C4</b>	Constante. Cercano a 0,1%	Constante hasta mitad de prueba (<0,1%), luego incrementa a casi 0,2% para el final	Constante, inferior a 0,1%	Constante, inferior a 0,1%	Constante, inferior a 0,1%	Leve aumento a partir de la mitad de prueba (inferior a 0,1%)
<b>C5</b>	Aumenta en las fracciones intermedias (máx. 0,9% aprox.) y disminuye para el final (0,3%)	Constante hasta mitad de prueba (<0,1%), luego incrementa a entre 0,1% y 0,2% para el final	Aumenta en las fracciones intermedias (máx. 0,6% aprox.) y disminuye para el final (0,3%)	Constante, inferior a 0,1%	Constante, inferior a 0,1%	Aumento constante hasta fin de prueba (de 0,1% a casi 0,9%)
<b>C6</b>	Constante. Inferior a 0,1%	Constante hasta mitad de prueba (<0,1%), luego incrementa a 0,2% para el final	Constante, inferior a 0,1%	Constante, inferior a 0,1%	Constante, inferior a 0,1%	Constante. Practicamente despreciable

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

El comportamiento de la concentración de algunas de estas fracciones indican que algunos gases se producen independientemente de la presencia de aditivos, mientras que otros gases, son susceptibles a la presencia de las sustancias añadidas. Es evidente que el incremento de temperatura ocasionado en el medio poroso una vez que se alcanzan los 400°C e inyectado el aire al sistema, es producto de la combustión del crudo o mezcla, ya que después de este paso se generan gases diferentes a los registrados en las etapas de pre-ignición, además de la aparición de agua y de la evolución de CO y CO<sub>2</sub> característicos de las reacciones de combustión.

Algunos autores<sup>[29,30,31,32]</sup> hacen referencia a la importancia de las reacciones de combustión y de craqueo térmico de crudo, para el mantenimiento y la propagación estable de la alta temperatura del frente, y la generación de suficiente energía térmica para las siguientes reacciones de oxidación entre el aire y el combustible, principalmente el coque, siendo éste generado directamente en el frente de combustión por el craqueo térmico del residuo pesado. Las principales reacciones químicas que toman lugar en una atmósfera oxidante a elevadas temperaturas fueron presentadas en el capítulo II (Antecedentes), donde todas ellas se refieren de manera general a las reacciones de combustión y no a un tipo específico de interacción en la zona de quemado. Esto se debe a que el petróleo puede llegar a ser una sustancia compuesta por aproximadamente unas 500 especies químicas<sup>[1]</sup>, que presentan un comportamiento termodinámico diferente en condiciones oxidantes a elevadas temperaturas, de modo que una muestra de crudo tendría al menos unos 500 tipos distintos de interacciones con el oxígeno para producir los típicos productos de combustión (CO, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O), sin tomar en consideración las conocidas reacciones adicionales (craqueo, isomerización, polimerización, etc.) que se pueden generar.

Los rangos de temperaturas alcanzados en los períodos de combustión pueden determinar un papel importante en la evolución de un tipo de reacción, así como las relaciones estequiométricas, las condiciones termodinámicas y las características del crudo utilizado, ya que estos parámetros suelen ser diferentes para cada experimento. A pesar de que existe gran concordancia entre valores experimentales y los emitidos por programas de simulación térmica, sigue siendo incierta la química específica de las interacciones en la zona de combustión. Según la Tabla II.1, todas las reacciones por

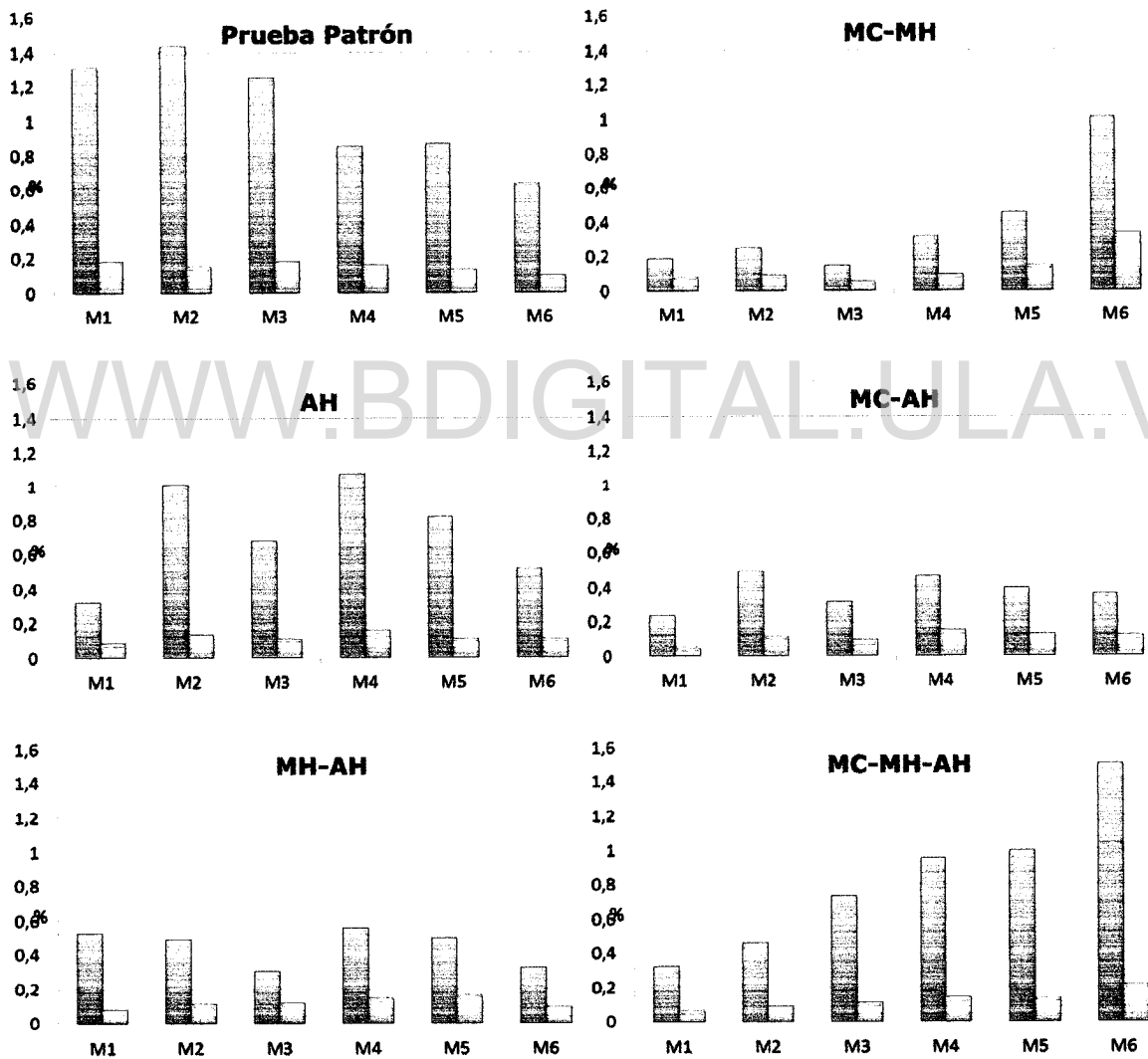
Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO V. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS

encima de los 400°C pueden llevarse a cabo a lo largo de las pruebas, ya que en todos los experimentos las temperaturas se mantienen por encima de ésta. El único momento en que las termocupas registran valores inferiores, es antes y durante las rampas de calentamiento, sin embargo, el gas utilizado en estas etapas era inerte (He), de modo que no proceden reacciones de oxidación. Los gases representados en la Figura V.15 pueden ser agrupados en dos grandes grupos, gases alifáticos y olefínicos (ver Figura V.16), los cuales indican el grado de saturación de los mismos y la preferencia de las reacciones hacia la formación de estos productos.



**Figura V.16-** Gases alifáticos (□) y olefínicos (□) producidos durante las pruebas de combustión con y sin presencia de aditivos.



La sumatoria de las especies alifáticas y olefínicas en cada muestreo de la Figura V.16 presentan una tendencia similar a la observada en las fracciones representadas como C1 hasta C6 de la Figura V.15, lo cual demuestra que las fracciones de gases producidos tienden más hacia una saturación completa de sus cadenas carbonadas, expeditas producto de los procesos ocurridas a elevadas temperaturas. Estas fracciones no son generadas a consecuencia de la combustión, pero si pueden aparecer como consecuencia del craqueo o descomposición catalítica de moléculas de alto peso molecular (como resinas o asfaltenos)<sup>[49]</sup>.

Los gases producidos en la prueba patrón son consecuencia de efectos netamente térmicos (ya que no hay aditivos presentes en el crudo), donde la producción de alifáticos disminuye con el tiempo de reacción, mientras que las olefinas se mantienen constantes. No obstante, todos las pruebas con presencia de aditivos producen diferencias en la generación de estos gases, ya que ninguna serie de gases producidos es similar al desempeño observado en la prueba patrón.

Las pruebas con los aditivos MC-AH, MH-AH y AH generan una producción prácticamente constante de estos grupos de gases a lo largo de la combustión en cada prueba, sólo el aditivo AH genera una mayor concentración de alifáticos. Por otra parte, las pruebas con presencia de MC-MH y MC-MH-AH tienden a incrementar la producción de gases alifáticos y olefínicos en función al tiempo de exposición de estas mezclas a la zona de alta temperatura, de modo que es la interacción de ambos metales la que promueve la tendencia de aumento de los gases mencionados. La presencia de AH en el medio actúa como una sustancia donadora de hidrógeno, y en presencia de MC-MH produce principalmente una mayor cantidad de gases saturados, sin intervenir en el efecto generado por la interacción de las especies metálicas durante la combustión. Estos efectos revelan una contribución entre la interacción de los aditivos presentes en esta prueba en particular, es decir, que el MC-MH muestra un control cinético en vista del incremento de la producción de gases en función al tiempo de reacción, y el AH promueve la adición de concentración de saturados livianos durante el período de ignición.

## *CAPITULO VI*

# *CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES*



### VI.1- Conclusiones

1. Se pueden realizar pruebas de combustión *in situ* a escala de laboratorio, con y sin presencia de aditivos en una muestra de crudo pesado original de la FPO a las condiciones de una fracción del yacimiento en estudio.
2. La presencia de aditivos en las prueba de combustión, ocasiona una mayor velocidad del frente y un menor tiempo total de prueba.
3. Las temperaturas máximas promedios alcanzadas en los períodos de combustión de las pruebas realizadas, no revelan una clara relación con la presencia de aditivo(s) en el crudo original.
4. Un flujo de inyección de aire no controlado durante el período de combustión de una prueba puede ocasionar alteraciones incontrolables en su desempeño térmico.
5. Las fracciones componentes del SARA del crudo original y de las mezclas preparadas, son alteradas para la etapa previa a la ignición y durante la combustión en cada una de las pruebas.
6. Las pruebas de combustión, con y sin presencia de los aditivos utilizados en el crudo original, promueven la disminución de las viscosidades aparentes en las fracciones líquidas producidas a lo largo de cada experimento, en la medida en que éstas se encuentren más cercanas a la zona de quemado.
7. La presencia de AH en las pruebas de combustión *in situ* realizadas, promueve una mayor reducción de las viscosidades aparentes casi en la totalidad de las fracciones líquidas obtenidas en las diferentes etapas de producción.
8. La disminución de la viscosidad aparente de las fracciones líquidas producidas en los períodos de combustión de todas las pruebas, es consecuencia de la evolución y emulsificación del agua originada durante las reacciones de oxidación, de la variación de sus respectivas composiciones SARA, o de la contribución de ambos efectos.



## CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

9. Los períodos de combustión de todas las pruebas realizadas con inyección de aire de 0,9 L/min, promueven una combustión eficiente que favorece la autosustentación de la quema del material retenido en el medio poroso y la generación de calor en el sistema, minimizando la pérdida de comburente y promoviendo una mayor evolución de gases alifáticos que olefinicos.
10. La presencia de los aditivos utilizados de forma individual o como mezclas en el crudo original durante las pruebas de combustión, producen un efecto catalítico, que influye en el mecanismo de reacción de las sustancias que se oxidan.
11. La prueba de combustión *in situ* con presencia de MC-MH-AH produjo, en comparación con los demás aditivos, el mejor desempeño en el mejoramiento del crudo pesado utilizado para esta investigación, siendo el aditivo AH más efectivo durante la etapa de pre-ignición y el aditivo MC-MH durante la etapa de combustión.
12. La presencia de MC-MH y AH-MC-MH en el crudo original, producen mayor cantidad de gases orgánicos livianos a medida que transcurren los períodos de combustión. El aditivo AH incrementa la concentración de estos gases producidos, sin observarse un efecto sinérgico.



### VI.2- Recomendaciones.

- Construir una celda de mayores dimensiones, que permita la realización de pruebas de combustión que produzcan mayores cantidades de fracciones líquidas y gaseosas, con el fin de incrementar la cantidad de muestra para la realización de un mayor número de análisis pertinentes.
- Acoplar al sistema general de pruebas de combustión *in situ*, un equipo de determinación y cuantificación en línea de las especies gaseosas producidas durante las diferentes etapas de producción de pruebas.
- Realizar una prueba de combustión con presencia de emulsión con MC y MH por separado para evaluar los efectos producidos individualmente.
- Realizar un estudio de calorimetría a las mezclas preparadas a condiciones experimentales para determinar el grado de exotermicidad de las reacciones de oxidación que se producen.
- Realizar un estudio de variación de la composición SARA a las fracciones de empuje para determinar en mayor detalle el efecto producido por la arena y las diferentes especies añadidas al crudo original.
- Evaluar el desempeño de una prueba de combustión utilizando los aditivos AH y MC-MH, inyectándolos en los períodos de pre-ignición y durante la combustión respectivamente.

## ***CAPITULO VII***

### ***REFERENCIAS***

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



## CAPITULO VII. REFERENCIAS

- 1 Barberii, E. "El Pozo Ilustrado". FONCIED. Caracas – Venezuela, 1<sup>ra</sup> edición. 1998.
- 2 Speight, J. "The Chemistry and Technology of Petroleum". 2nd Edition. Marcel Dekker. 1990.
- 3 [http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pesp/aspectostecnicos/produccion/tipos\\_crudos.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html) (Marzo 2012)
- 4 Melendez, H. e Himbert, F. "Crudos Pesados, Extra Pesados y Faja Petrolífera del Orinoco". Seminario de Introducción a la Investigación. Universidad de Los Andes, Facultad de Ciencias. Postgrado Interdisciplinario en Química Aplicada. Laboratorio de Cinética y Catálisis. 2009.
- 5 Investigación y desarrollo para alcanzar la soberanía en petróleo y gas. 1er Congreso Internacional de Crudos Pesados. Venezuela. (2008).
- 6 Stalder, J.; York, G.; Kopper, R.; Curtis, C.; Cole, T. y Copley J. "Multilateral-Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela. SPE 69700. Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y de Petróleo pesado de la SPE. 2001.
- 7 <http://www.perisai.biz/eor/index.html> (junio 2011)
- 8 Lake, L. "Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ. 550pp. (1989).
- 9 Álvarez, C. "Introducción a los Mecanismos Implícitos en Procesos de Recuperación Mejorada". PDVSA-Intevep. (2006).
- 10 Manrique, E y Mogollón J. Curso Avanzado de Recuperación Mejorada. CIED. (2001).
- 11 Farouq, A., Jones y Mehldau. Practical Heavy Oil Recovery. Universidad de Alberta. Alberta – Canadá (1997).
- 12 Rivera, J. "Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos". (2004).
- 13 Araujo, Y. "Interacción Roca-Fluido para Yacimientos". Segunda Edición. PDVSA-Intevep. (2004).
- 14 <http://es.scribd.com/doc/56668472/Alvarado-D-A-and-Banzer-C-Recuperacion-Termica-de-Petroleo> (junio 2011).
- 15 <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com>
- 16 Sarathi, P. "In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices". National Petroleum Technology Office. U.S. Department of Energy. (1999).

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO VII. REFERENCIAS

- 17 Bailey R. y Curtis L. "Enhanced Oil Recovery". National Petroleum Council. (1984).
- 18 Wu, C. y Fulton, P. Experimental Simulation of the Zones Preceding the Combustion Front of an in situ Combustion Process. SPE Journal. (1971). Vol II, N° 1, p. 38-46.
- 19 Burger, J. y Sahuquet, B. "Chemical Aspects of In-Situ Combustion-Heat of Combustion and Kinetics". SPE International. (1972). Vol. 12, N° 5.
- 20 Moore, R.; Lareshen, C.; Mehta, S.; Ursenbach, M.; Belgrave, J.; Weissman, J. y Kessler, R. "A downhole catalytic upgrading process for heavy oil using in situ combustion". Journal of Canadian Petroleum Technology. (1999). Vol. 38, N° 13.
- 21 Prasad, R., y Slater, J. (1986). "High-Pressure Combustion Tube Tests". SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. (1986). 14919-MS. pp. 503 - 510.
- 22 Salager, J. L. "Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para obtener propiedades deseadas. Estado del Arte Parte A, B, C y D". Cuaderno FIRP S747-A; S747-B; S747-C y S747-D. Módulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales. Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos. 1999. Versión #2.
- 23 Mack Caruthers, R. "High Temperature Oxidation Of Crude Oil In Porous Media". SPE International. 2913. Pág. 1-30,
- 24 Hon Vai Yee; Nor Idah Kechut y Wan Nurul Adyani. "Enhanced-oil-recovery potential of heavy-oil fields in Africa". SPE International. (2007) 108513. Pág 1-8.
- 25 Xia, T.; Greaves, M.; Werfilli, W. y Rathbone, R. "Downhole conversion of Lloydminster heavy oil using THAI-CAPRI process". SPE International/ Petroleum Society-Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum/Canadian Heavy Oil Association. (2002) 78998. Pág 1-16.
- 26 Chicuta, A. y Trevisan, O. "Experimental study on in-situ combustion of Brazilian heavy oil". SPE International. (2009) 122036. Pág 1-11.
- 27 Ramirez-Garnica, M.; Mamora, D. Nares, H. Schacht-Hernández, P.; Mohammad, A. Cabrera-Reyes, M. "Increase heavy-oil production in combustion tube experiments through the use of catalyst". SPE International. (2007) SPE107946. Pág 1-10.
- 28 Ramirez-Garnica, M.; Hernández-Pérez, J. Cabrera-Reyes, M.; Schacht-Hernández, P. y Mamora, D. "Increase oil recovery of heavy oil in combustion



## CAPITULO VII. REFERENCIAS

- 
- tube using a new catalyst based nickel ionic solution". SPE International/Petroleum Society/Canadian Heavy Oil
- 
- 29 Kapadia, P.; Kallos, M. y Gates, I. "A comprehensive kinetic theory to model thermolysis, aquathermolysis, gasification, combustion and oxidation of Athabaska Bitumen". SPE International. (2010) 129660. Pág 1-31.
- 
- 30 Xia, T. y Greaves, M. "3D Physical model studies of downhole catalytic upgrading of Wolf Lake heavy oil using THAI". Journal of Canadian Petroleum Technology. (2002) Vol 41, N° 8. Pág 58-64.
- 
- 31 Xia, T. y Greaves, M. "In situ upgrading of Athabasca Tar Sand bitumen using THAI" Chemical engineering Research and Design. (2006) 8A (A9). Pág 856-864.
- 
- 32 Cram, P. y Redford, D. "Low Temperature Oxidation Process for the Recovery of Bitumen". Journal of Canadian Petroleum. (1977) Pág. 72-83.
- 
- 33 Ren, Y.; Freitag, N. y Mahinpey, N. "A Simple Kinetic Model, for Coke Combustion During an In Situ Combustion (ISC) Process". Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. (2005) Paper 2005-110. Pág 1-14.
- 
- 34 Xia, T. y Greaves, M. "Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI-SARA Analysis". SPE International. (2001) SPE69693. Pág. 1-15.
- 
- 35 Liguó, Z.; Di, Y.; Yuning, G.; Ping, W.; Lishu, Z. y Changbao, L. "Feasibility study of the in-situ combustion in shallow, thin, and multi-layered heavy oil reservoir". SPE International/Petroleum Society/Canadian Heavy Oil Association. (2008) 117638. PS2
- 
- 36 D´Silva, J. y Kakade, G. "In-Situ combustion with solvent injection" SPE International/Petroleum Society/Canadian Heavy Oil Association. (2008) 117684. PS2008-358. Pág 1-11.
- 
- 37 Akkutlu, I.; Yortsos, Y. y Adagülü-Demirdal, G. "Dual role of catalytic agents on in-situ combustion performance". SPE Journal. (2010) Pág 137-145.
- 
- 38 Akkutlu, I. y Yortsos, Y. "Dual role of water-soluble metallic additives on modifying in-situ combustion performance using large activation energy asymptotic". SPE International. (2008) 115506. Pág 1-13.
- 
- 39 Tabasinejad, F. y Karrat, R. "Feasibility study of in-situ combustion in naturally fractured heavy oil reservoirs". SPE International. (2006) 103969. Pág 1-10.
- 
- 40 Moore, R. y col. "A downhole catalytic upgrading process for heavy oil using in situ combustion". Journal of Canadian Petroleum Technology. (1999) Vol 38, N° 13. Paper 96-72. 1-8.
- 

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## CAPITULO VII. REFERENCIAS

- 
- 41 Greaves, M. y Xia, T. "CAPRI-Downhole catalytic process for upgrading heavy oil: Produces oil properties and composition". Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. (2001) Paper 2001-023. Pág 1-14.
- 
- 42 He, B.; Chen, Q.; Castanier, L y Kovscek, A. "Improved In-Situ Combustion Performance With Metallic Salt Additives". SPE International. (2005) SPE93901. Pág 1-17.
- 
- 43 Cristofari, J.; Castanier, L. y Kovscek, A. "Laboratory investigation of the effect of solvent injection on in-situ combustion". SPE Journal. (2008) 99752. Pág 153-163.
- 
- 44 Dayal, H.; Bhushan, B.; Mitra, S.; Sinha, S. y Sur, S. "In-situ combustion: opportunities and anxieties". SPE International. (2010) SPE126241. Pág 1-6.
- 
- 45 Nares, H.; Schacht-Hernández, P.; Ramirez-Garnica, M.; Cabrera-Reyes, M. y Noé-Valencia, L. "Heavy-crude-oil upgrading with transition metals". SPE International. (2007) SPE107837. Pág 1-10.
- 
- 46 Mailybaev, A.; Bruining, J. y Marchesin, D. "Analytical formulae for in-situ combustion". SPE International. (2010) 129904. Pág 1-31.
- 
- 47 Rojas, J.; Ruiz, J. y Vargas, J. "Numerical simulation of an enhanced oil recovery process of toe to heel air injection". SPE International. (2010) SPE129215. Pág 1-9.
- 
- 48 San Román, J. "Flujo en medios porosos: Ley de Darcy" Universidad de Salamanca. Dpto de Geología. España. 2008
- 
- 49 Raseev, S. "Thermal and Catalytic Processes in Petroleum Refining". Marcel Dekker, Inc. Taylor & Francis Group, LLC. 2003.
- 
- 50 Aranberri, I.; Binks, B.; Clint, j. y Fletcher, P. "Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polimeros y agentes tensoactivos". Revista Iberoamericana de Polímeros. (2006) Vol 7(3). Pág 1-21.
- 
- 51 Sadeghbeigi, R. "Catalytic Cracking Handbook". Second Edition. Gulf Professional Publishing. (2000).
-

# *ANEXOS*

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



**Anexo A-** Bibliografía consultada no referenciada, referente a investigaciones acerca de procesos térmicos de recobro.

- 1 Mendez Kuppe, G.; Mehta, S.; Moore, R.; Ursenbach, M. y Zalewski, E. "Heats of combustion of selected crude oils and their SARA Fraction". Journal of Canadian Petroleum Technology. Universidad de Calgary. (2008). Vol 47, N°1. Pág 38-42.
- 2 Adagülü, G. y Akkutlu, I. "Influence of in situ fuel deposition on air injection and combustion processes". Journal of Canadian Petroleum Technology. Universidad de Alberta. (2007) Vol 48, N° 4. Pág 54-61
- 3 Cristofari, J.; Castanier, L. y Kovsky, A. "Laboratory investigation of the effect of solvent injection on in situ combustion". SPE International. Standford University. (2008) 99752. Pág 1-15.
- 4 Hassan Hassanzadeh, J. A. "Modelling and parameter estimation of ultra-dispersed in situ catalytic upgrading experiments in a batch reactor". Fuel. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Universidad of Calgary (2010). Pág 2-7.
- 5 Murugan, P.; Mahinpey, N.; Mani, T. y Freitag, N. "Pyrolysis and combustion kinetics of Fosterton oil thermogravimetric analysis". Fuel. Universidad de Regina - Canadá (2009) 88. Pág 1708-1713.
- 6 Greaves, M.; Young, T.; El-Usta, S.; Rathbone, R.; Ren, S. y Xia, T. "Air injection into light and medium heavy oil reservoirs: Combustion tube studies on west of Shetlands Clair Oil and Light Australian Oil". Trans IChemE. Department of Chemical Engineering. Universidad of Bath-UK (2000) Vol 78, Part A. Pág 721-730.
- 7 Rodriguez, J. y Mamora, D. "Analytical model of the combustion zone in oxygen-enriched in situ combustion tube experiments". Petroleum Society/Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum/Canadian International Petroleum Conference (2005) 72. Pág 1-13.
- 8 Mustafa Versan, K. y Cengizhan, K. "Comparative combustion kinetics for in situ combustion process". Thermochimica Acta. Department of Petroleum and Natural Gas engineering, Middle East Technical University. Ankara-Turkey (2000) 369. Pág 143-147.
- 9 Dusseault, M. "Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands". Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## ANEXOS

- 
- Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2001) 061. Pág 1-20.
- 
- 10 Greaves, M y Xia, T. "Downhole catalytic process for upgrading heavy oil: Produces oil properties and composition". Journal of Canadian Petroleum Technology. University of Bath (2004) Vol 43, N° 9. Pág 25-30.
- 
- 11 Serhat, A.; Suat, B. y Mustafa, K. "Dry forward combustion with diverse well configurations". SPE International. Middle East Technical University (2000) 62551. Pág 1-11.
- 
- 12 Nodwell, J.; Moore, R.; Ursenbach, M.; Laureshen, C. y Metha, S. "Economic considerations for the design of in-situ combustion projects". Journal of Canadian Petroleum Technology. University of Calgary (2000) Vol 39, N° 8. Pág 34-41.
- 
- 13 Bagci, S. y Aybak, T. "Experimental and analytical analysis of in situ combustion process on B. Kozluca heavy oil Reservoir". Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2000) 14. Pág 1-14
- 
- 14 Ayasse, C. Bloomer, E. y Lyngberg, E. "First field pilot of the THAI process". Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2005) 142. Pág 1-16.
- 
- 15 Bagci, S. y Versan Kok, M. "In situ combustion laboratory studies of Turkish heavy oil reservoirs". Fuel Processing Technology. Middle East Technical University (2001) 74 Pág 65-79.
- 
- 16 Xu, H.; Okazawa, N.; Moore, R.; Metha, S.; Laureshen, C. Ursenbach, M. y Mallory, D. "In situ upgrading of heavy oil". Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2000) 30. Pág 1-12.
- 
- 17 Xia, T.; Greaves, M. y Turta, A. "Injection well - Producer well combinations in THAI Toe-to-Heel Air Injection". SPE International. University of Bath - England (2002) 75137. Pág 1-15
- 
- 18 Jia, N.; Moore, R.; Mehta, S.; Ursenbach, M. y Hancock, M. "Kinetic modelling of thermal cracking and low temperature oxidation reactions". Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2003) 214. Pág 1-12.
- 
- 19 Freitag, N. y Verkoczy, B. "Low-Temperature oxidation of oils in terms of SARA Fractions: Why simple reaction model do not work". Petroleum Society.
-



- 
- Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2003) 176. Pág 1-17.
- 
- 20 Xia, T.; Greaves, M. y Turta, A. "Main mechanism for stability of THAI-Toe-to-Heel Air Injection". Journal of Canadian Petroleum Technology. University of Bath – England (2005) Vol 44, N° 1. Pág 42-48.
- 
- 21 Kayukova, G.; Romanova, U.; Sharipova, N.; Smelkov, V.; Uspenskiy, B. y Romanov, G. "Mordovo-Karmalskoye Field. The bitumen composition in productive strata after passing of the combustion front in well". SPE International. A. E. Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, Kazan Scientific Centre, Russian Academy Sciences. (2000) 64728. Pág 1-11.
- 
- 22 Li, J.; Mehta, S.; Moore, R.; Ursenbach, M.; Zalewski, E.; Ferguson, H. y Okazawa, N. "Oxidation and ignition behaviour of saturated hydrocarbon samples with crude oil using TG/DTG and TGA thermal analysis techniques". Journal of Canadian Petroleum Technology. University of Calgary (2004) Vol 43, N° 7. Pág 45-51.
- 
- 23 Serhat, A.; Mustafa, K.; Suat, B. y Ozgen, K. "Oxidation of heavy oil and their SARA fractions: Its role in modeling in-situ combustion". SPE International. Middle East Technical University (2000) 63230. Pág 1-12.
- 
- 24 Yucel Akkutlu, I. y Yortsos, Y. C. "Steady-State propagation of in-situ combustion fronts with sequential reactions". SPE International. University of Alberta (2004) 91957. Pág 1-10.
- 
- 25 Habibollah, A. "Study on ultimate heavy oil recovery from Zaqeh Fiel in S.W. of Iran". SPE International. PEDEC, I. R. Iran (2004) 88861. Pág 1-17.
- 
- 26 Xia, T.; Greaves, M.; Turta, A. y Ayasse, C. "THAI - A short-distance displacement in situ combustion process for the recovery and upgrading of heavy oil". Trans IChemE. Department of Chemical Engineering. Universidad of Bath – UK (2003) Vol 81, Part A. Pág 295 a 304.
- 
- 27 Greaves, M.; Xia, T.; Imbus, S. y Nero, V. "THAI-CAPRI process: Tracing downhole upgrading of heavy oil". Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. Canadian International Petroleum Conference (2004) 067. Pág 1-11.
- 
- 28 Greaves, M.; Saghr, A.; Xia, T.; Turta, A. y Ayasse, C. "THAI - New air injection technology for heavy oil recovery and in situ upgrading". Journal of Canadian Petroleum Technology. University of Bath – England (2001) Vol 40, N° 3. Pág 38-47.
-



## ANEXOS

- 
- 29 Akkutlu, I. y Yortsos, Y. "The dynamics of in-situ combustion fronts in porous media". *Combustion and Flame*. Department of Chemical Engineering Universidad of Souther California – USA (2003) 134. Pág 229-247.
- 
- 30 Akkutlu, I. y Yortsos, Y. "The effect of heterogeneity on in-situ combustion: The propagation of combustion Fronts in layered porous media". *SPE International*. University of Souther California – USA (2002) 75128. Pág 1-11.
- 
- 31 Greaves, M. Xia, T. y Ayasse, C. "Underground upgrading of heavy oil using THAI - Toe-to-Heel Air Injection". *SPE International/Petroleum Society-Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum/Canadian Heavy Oil Association*. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (2005) 323. Pág 1-15.
- 
- 32 Xia, T. y Greaves, M. "Upgrading Athabasca Tar sand using Toe to Heel Air Injection". *Journal of Canadian Petroleum Technology*. University of Bath – England (2002) Vol 41, N° 8. Pág 51-57.
- 
- 33 Castanier, L. y Brigham, W. "Upgrading of crude oil via in situ combustion". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Standford University – USA (2003) 39. Pág 125-136.
- 
- 34 Kok, M. y Karacan, C. "Behavior and effect of SARA fractions of oil during combustion" *SPE International*. Middle East Technical University. Ankara – Turkey (1997) 37559. Pág 421-431.
- 
- 35 Moore, R.; Lareshen, C.; Ursenbach, M.; Mehta, S. y Belgrave, J. "Combustion-Oxidation behavior of Athabasca oil sands bitumen". *SPE International*. Improved oil recovery symposium – Tulsa (1996) 35392. Pág 1-16.
- 
- 36 Alexander, J.; Martin, W. y Dew, J. "Factors affecting fuel availability and composition during in situ combustion". *SPE International*. Continental Oil CO (1962) 296. Pág 1154-1164.
- 
- 37 Farouq Alí, S. "Heavy oil recovery - Principles, practicality, potential and problems". *SPE International*. Pennsylvania State University (1974) 4935. Pág 1-24.
- 
- 38 Greaves, M.; Tuwil, A. y Bagci, A. "Horizontal producer wells in in situ combustion (ISC) processes". *Journal of Canadian Petroleum Technology*. University of Bath – England (1993) Vol 32, N° 4. Pág 58-67.
- 
- 39 Ranjbar, M. "Improvement of medium and light oil recovery with thermocatalytic in situ combustion". *Journal of Canadian Petroleum*
- 

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## ANEXOS

- 
- Technology. Technical University Clausthal (1995) Vol 34, N° 8. Pág 25-30-
- 
- 40 Moore, R.; Lareshen, C.; Belgrave, J.; Ursenbach, M. y Mehta, S. "In situ combustion in canadian heavy oil reservoirs". Fuel. University of Calgary. Alberta - Canada (1994) Vol 74, N° 8. Pág 1169-1175.
- 
- 41 Greaves, M. y Al-Shamali, O. "In situ combustion (ISC) process using horizontal wells". Journal of Canadian Petroleum Technology. University of Bath - England (1996) Vol 35, N° 4. Pág 49-55.
- 
- 42 Ocalan, R. y Kok, M. "In situ combustion model development and its applications for laboratory studies". Fuel. Middle East Technical University. Ankara - Turkey (1994) Vol 74, N° 11. Pág 1635-1635.
- 

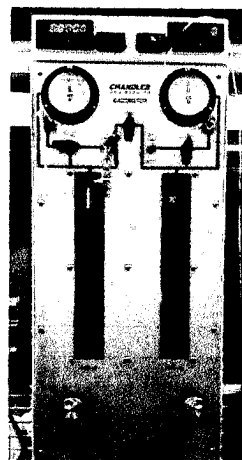
WWW.BDIGITAL.ULA.VE



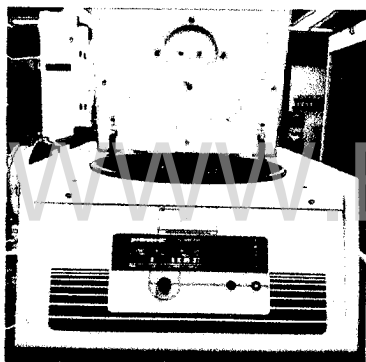
**Anexo B- Equipos y Materiales necesarios para el análisis experimental.**



Bolsas de recolección de gases.

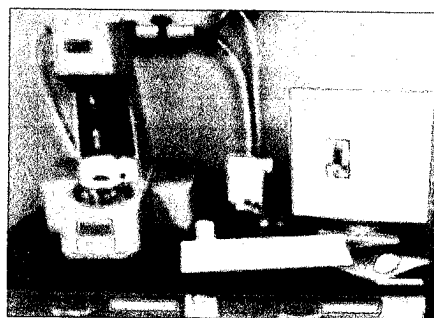


Equipo de recolección y cuantificación de gases.



Centrifuga.

Reómetro Viscosímetro.



Cromatógrafo de Gases.



## ANEXOS

**Anexo C-** Valores de las diferentes velocidades calculadas y los períodos de inyección de aire en cada prueba.

<b>Prueba</b>	<b>Velocidad del frente (cm/h)</b>			<b>Tiempo de combustión (min)</b>
	<b>Promedios</b>		<b>Total<sup>***</sup></b>	
	<b>400°C<sup>*</sup></b>	<b>T. Máx.<sup>**</sup></b>		
Patrón	10,3	10,3	7,7	235
MC-MH	11,6	10,5	11,0	164
AH	10,6	12,9	10,1	179
MC-AH	12,1	11,9	12,4	145
MH-AH	12,9	13,1	11,2	161
MC-MH-AH	12,9	16,3	10,5	171

<sup>\*</sup> TC-2 a TC-7    <sup>\*\*</sup> TC-2 a TC-6    <sup>\*\*\*</sup> TC-1 a TC-7

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



## ANEXOS

**Anexo D-** Composición de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos de cada prueba realizada en algunas de sus diferentes etapas de producción.

		Composición (%)					
		Fracción	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	
<b>Prueba</b>	<b>Crudo Original</b>	-	21±2	26,2±0,5	38,8±0,8	14±2	
		FR	17,4±0,4	36±2	29,8±0,6	16,5±0,7	
	C - Patrón		F3	18±1	34±2	33±2	15±2
			F5	26±2	37±2	26±2	11±2
			F6	25±1	34±2	29±2	12±1
			FR	20±1	22±1	42±1	16±1
	MC-MH		F3	24±1	28±2	36±1	12±1
			F5	23±1	22,1±0,5	45,1±0,8	9,8±0,1
			F6	30,8±0,7	19±1	41,8±0,9	8,4±0,3
			FR	24±1	28±1	30±1	18±1
	AH		F5	21±1	37±2	32±1	10±1
			F6	20±1	33±1	35±1	12±2
			FR	20,7±0,8	26,4±0,9	40,4±0,9	12,5±0,8
	MC-AH		F3	18,6±0,4	23,9±0,4	44,7±0,4	12,8±0,4
			F5	18,7±0,8	34,9±0,8	34,6±0,8	11,8±0,3
			F6	23,9±0,8	22,6±0,4	45,5±0,6	8±2
			FR	16,4±0,6	26±1	44,6±0,8	13±2
	MH-AH		F3	17,2±0,5	34±1	37,8±0,8	11±1
			F5	29±1	19,8±0,5	41,2±0,8	10±1
			F6	30±1	18,1±0,3	42,9±0,7	9±1
		FR	29±1	24±1	32±1	15±1	
MC-MH-AH		F3	32±1	23±1	33±1	12±1	
		F6	36±1	20±1	35±1	9±1	

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## ANEXOS

**Anexo E-** Variación de viscosidades según los diferentes aditivos presentes en el crudo original antes y durante el transcurso de las diferentes pruebas realizadas.

### Viscosidades aparentes de las fracciones producidas (cP)

Fracciones	C Patrón	MC-MH	AH	MC-AH	MH-AH	MC-MH-AH
Mezcla	32850	41020	32890	30950	27120	25190
Emp	46015	41510	31280	32481	25976	23900
FR	52498	39540	29990	25749	22627	23900
F1	51855	37360	25060	15430	19274	21430
F2	22100	29220	16277	7102	15500	15900
F3	6859	20820	7001	5185	6483	6413
F4	2845	14460	3442	3663	3024	2513
F5	329	7852	768	1002	601	1082
F6	385	304	570	449	153	158

WWW.BDIGITAL.ULA.VE



## ANEXOS

**Anexo F-** Cantidades de agua libre y emulsionada, obtenida de la masa total de las fracciones recuperadas durante el transcurso de las pruebas de combustión.

<b>Prueba</b>	<b>Fracción extraída</b>	<b>Masa total recuperada (g)</b>	<b>Agua libre (g)</b>	<b>% Agua libre</b>	<b>Agua emulsión (g)</b>	<b>% Agua emulsión</b>
<b>Patrón</b>	Emp	6,49	0,80	12,32	0,19	3,28
	Rampa	22,38	0,40	1,79	0,06	0,26
	F1	24,85	0,15	0,60	0,06	0,23
	F2	11,77	0,15	1,27	0,13	1,14
	F3	11,62	2,80	24,09	0,62	7,01
	F4	11,08	0,15	1,35	1,30	11,89
	F5	9,45	0,30	3,17	1,04	11,39
	F6	3,02	0,14	4,63	0,04	1,39
	Emp	5,69	0,05	0,88	0,04	0,68
	Rampa	22,86	0,05	0,22	0,02	0,10
<b>MC-MH</b>	F1	20,39	0,05	0,25	2,22	10,91
	F2	15,00	1,43	9,53	0,78	5,74
	F3	12,21	1,70	13,93	1,24	11,83
	F4	13,39	0,63	4,71	0,90	7,03
	F5	9,69	0,28	2,89	0,94	9,95
	F6	4,99	0,08	1,60	1,67	33,96
	Emp	5,70	0,65	11,41	0,08	1,58
Rampa	23,91	0,30	1,25	0,06	0,25	
<b>AH</b>	F1	20,78	2,95	14,20	0,36	2,01
	F2	14,86	2,45	16,49	0,40	3,19
	F3	11,89	2,20	18,51	0,58	6,00
	F4	13,70	1,75	12,77	0,41	3,39
	F5	9,95	0,85	8,54	0,45	4,93
	F6	4,47	0,07	1,45	0,01	0,30

Licencia Creative Commons:

Atribución - No Comercial - Compartir Igual 3.0 Venezuela  
(CC BY-NC-SA 3.0 VE)



## ANEXOS

<b>MC-AH</b>	Emp	7,82	0,10	1,22	0,01	0,08
	Rampa	24,68	0,25	1,01	0,06	0,24
	F1	20,91	0,85	4,07	0,41	2,07
	F2	15,85	2,50	15,77	0,52	3,88
	F3	10,96	2,00	18,25	0,60	6,67
	F4	11,61	2,95	25,41	0,08	0,87
	F5	8,70	2,10	24,14	0,69	10,53
	F6	4,17	0,17	4,08	0,16	3,95
<b>MH-AH</b>	Emp	9,42	0,07	0,69	0,01	0,08
	Rampa	26,62	0,07	0,26	0,23	0,86
	F1	21,31	0,17	0,80	0,18	0,83
	F2	13,79	0,75	5,44	0,51	3,95
	F3	11,82	1,80	15,23	1,57	15,68
	F4	9,03	0,60	6,64	0,91	10,85
	F5	8,71	3,25	37,33	1,23	22,60
	F6	4,04	2,25	55,68	0,51	28,55
<b>MC-MH-AH</b>	Emp	10,94	0,10	0,87	0,01	0,07
	Rampa	27,43	0,15	0,55	0,06	0,20
	F1	22,70	2,42	10,66	0,59	2,93
	F2	14,25	2,40	16,84	0,40	3,37
	F3	11,16	2,55	22,85	0,30	3,54
	F4	8,01	0,85	10,61	0,58	8,06
	F5	7,31	1,50	20,53	0,87	15,06
	F6	3,08	0,50	16,23	0,49	19,01



## ANEXOS

**Anexo G-** Variación porcentual de viscosidades de las fracciones líquidas producidas en cada una de las pruebas realizadas.

