

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA MINERALOGÍA EN EL MECANISMO DE IGNICIÓN CON VAPOR Y GENERACIÓN DE GASES ÁCIDOS PARA EL PROCESO DE COMBUSTION EN SITIO (CES) DE UN CAMPO DE LA FPO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Torres C., María V.
Flores J., Fabian E.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA MINERALOGÍA EN EL MECANISMO DE IGNICIÓN CON VAPOR Y GENERACIÓN DE GASES ÁCIDOS PARA EL PROCESO DE COMBUSTIÓN EN SITIO (CES) DE UN CAMPO DE LA FPO

Tutor Académico: Prof. Rene Rojas

Tutor Industrial: Ing. Deivys Vázquez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Torres C., María V.
Flores J., Fabian E.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

Caracas, Noviembre 2017

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Torres C., María V. y Flores J., Fabian E. titulado:

**“EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA
MINERALOGÍA EN EL MECANISMO DE IGNICIÓN CON
VAPOR Y GENERACIÓN DE GASES ÁCIDOS PARA EL
PROCESO DE COMBUSTIÓN EN SITIO (CES) DE UN
CAMPO DE LA FPO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.

Prof. Sandro Gasbarri.

Jurado

Prof. Miguel Expósito

Jurado

Prof. Rene Rojas

Tutor Académico

Ing. Deivys Vázquez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio y por demostrarme a diario que todo lo podemos porque es él quien nos fortalece. (Filipenses 4:13)

A mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo y su esfuerzo.

A mi madre María Zoraida Camacho.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi padre Víctor Torres.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante, por consentirme y mimarme y sobre todo por su amor.

A mi hermano Tomas que lo amo con el alma, por su confianza, por permitirme estar en su vida, por ser mi motivo de lucha y apoyarme en mis decisiones.

María Victoria Torres Camacho

A Dios que me da fortaleza y me guía por el camino del éxito y la felicidad

A mi Madre Yolanda Jimenez por ser la mejor persona en mi vida, por sus consejos, amor y apoyo.

A mi Padre Fabian Flores Freire como ejemplo a seguir, inspiración en mi carrera y apoyo.

A mi hermana Fabiola Flores por su apoyo moral y espiritual en todo momento de mi carrera y vida.

Fabian Eduardo Flores Jimenez

AGRADECIMIENTOS

A Dios ante todo por darnos la oportunidad de disfrutar y estudiar esta carrera y por permitirnos mantener una actitud positiva ante todo reto y cumplir las metas que nos hemos trazado.

A nuestros padres y hermanos por sus consejos y sus visiones, son ejemplo de trabajo y esfuerzo por brindarnos el apoyo incondicional de principio a fin durante estos años de carrera, de ustedes aprendimos a levantarnos luego de caer y empezar de nuevo si es necesario.

A la Universidad Central de Venezuela, la primera casa de estudios del país que nos dio una segunda casa para estos años de estudio y nos brindó la educación profesional.

Así como a los **profesores** que colaboraron significativamente en nuestra formación como ingenieros tanto los de la escuela de Petróleo como los del ciclo básico.

A nuestro **tutor académico** el profesor René Rojas por su maravilloso trato, por su inmensa ayuda, por compartir tan amplios conocimientos con nosotros.

A nuestros **compañeros en general** de la escuela de petróleo que tanto nos ayudaron. Nos vemos en la Industria Petrolera y en cualquier parte del mundo, mucho éxito amigos colegas.

A nuestro tutor industrial de PDVSA-INTEVEP Deivys Vázquez, por guiarnos en dirección correcta hacia la culminación exitosa de este proyecto, por sus consejos y atención. A nuestro cotutor Numan Izarra, gracias por darnos tu ayuda, paciencia y generosidad en el momento en que las necesitamos. Hacemos extensivo nuestros agradecimientos a todo el equipo de **PDVSA - INTEVEP**, por tomarse el tiempo de colaborar con nosotros en todo y en las pruebas de laboratorio lo más importante, específicamente a, **Oswaldo, Alida, Nelson, Mauricio y Arturo**, gracias a todos.

A mi compañera de tesis Maria victoria por ayudarme a desarrollar este proyecto piloto de gran importancia para Venezuela.

A mi compañero de tesis Fabian Flores por ayudarme y acompañarme en esta importante y gran etapa de mi carrera y de mi vida.

A mi amado novio Antonio Cortez, tu ayuda ha sido fundamental, has estado conmigo incluso en los momentos más turbulentos. Este proyecto no fue fácil, pero estuve motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían. Te lo agradezco muchísimo, amor

Torres C., María V.

Flores J., Fabian E.

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DE LA
MINERALOGÍA EN EL MECANISMO DE IGNICIÓN CON
VAPOR Y GENERACIÓN DE GASES ÁCIDOS PARA EL
PROCESO DE COMBUSTION EN SITIO (CES) DE UN
CAMPO DE LA FPO**

**Tutor Académico: Prof. Rene Rojas, Tutor Industrial: Ing. Deivys Vázquez,
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2017, n° pag. (150).**

**Palabras Claves: (Faja petrolífera del Orinoco, rípios de perforación,
inyección de vapor, mineralogía, combustión en sitio, métodos de ignición)**

Resumen. El objetivo de este trabajo consiste en estudiar el efecto de la mineralogía en el mecanismo de ignición con vapor y generación de gases ácidos para el proceso Combustión en sitio (CES). Dicho proceso implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. Para el desarrollo de esta investigación se ejecutaron cinco pruebas experimentales en celdas tubulares, con muestras de núcleos, agua y crudo provenientes de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, utilizando calentamiento eléctrico e inyección de vapor como método de ignición. Los resultados obtenidos en dichas pruebas fueron comparados con estudios realizados previamente en PDVSA INTEVEP utilizando rípios y mostraron que las concentraciones de Sulfuro de Hidrogeno (H_2S) fueron significativamente superiores a las obtenidas cuando se utilizó rípios de perforación, con valores superiores a 5000 ppm, atribuyendo este fenómeno al efecto catalítico de un mayor contenido de arcilla en el núcleo. Adicionalmente, se corroboró la factibilidad técnica del uso de la inyección de vapor como método de

ignición para el proceso de combustión en sitio del yacimiento objeto de estudio. Para mejorar las experiencias de laboratorio se recomienda mejorar el diseño mecánico de la celda, construyéndola con menor espesor de pared para evitar la conducción de calor a través de ella.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 Objetivos	4
1.1.1 Objetivo General	4
1.1.2 Objetivos Específicos	4
1.2 Justificación	5
1.3 Alcance	5
1.4 Limitaciones	6
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 Antecedentes de la investigación	7
2.2 Conceptos básicos de Ingeniería en Petróleo	9
2.3 Métodos de recuperación del petróleo	10
2.3.1 Recuperación primaria	10
2.3.2 Recuperación secundaria	11
2.3.3 Recuperación terciaria y/o mejorada	11
2.4 Métodos térmicos	13
2.4.1 Combustión en sitio	13
2.4.2 Ventajas de la Combustión en sitio	25
2.5 Características del Yacimiento Vinculadas con Combustión en Sitio	26
2.6 Reacciones químicas asociadas a la Combustión en sitio	27
2.7 Oxidación a Baja Temperatura	29
2.8 Oxidación a Altas Temperaturas (HTO)	31
2.9 Modelado de la Combustión en sitio en el laboratorio	32
2.10 Pruebas en Celdas de Combustión	33
2.11 Ignición en la Combustión en sitio	36
2.12 Área de Estudio	41
CAPÍTULO III	44
MARCO METODOLÓGICO	44

3.1	Elección de la celda de combustión	44
3.2	Empaque de la celda	45
3.3	Medición de permeabilidad al gas	46
3.4	Saturación con agua y medición de permeabilidad al agua	47
3.5	Saturación de la celda con crudo	49
3.6	Aislamiento térmico de la celda	50
3.7	Montaje de la celda y realización de la prueba	52
3.7.1	Montaje de la celda	53
3.7.2	Corrida Experimental	56
3.8	Procedimientos posteriores a la prueba de combustión	58
3.9	Análisis de corrientes de la prueba de combustión	59
3.10	Limpieza de crudo de las muestras de arena	59
3.10.1	Determinación de la masa de coque	61
3.11	Determinación de gravedad API, viscosidad, densidad y análisis cromatográfico	62
3.12	Porcentaje de agua libre en las muestras de crudo por empuje de vapor	64
CAPÍTULO IV		67
RESULTADOS Y DISCUSIONES		67
4.1	Condiciones iniciales de las celdas (propiedades del medio poroso) para cada prueba	67
4.2	Pruebas de combustión Seca tipo tubo (Pruebas PC-1, PC-2 y PC-5)	69
4.2.1	Fase de inyección de Helio y etapa de pre-calentamiento	69
4.2.2	Fase de Inyección de Aire para la prueba PC-1, PC-2 y PC-5	71
4.2.3	Comportamiento térmico y velocidades de las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5	73
4.2.4	Composición de los gases producidos en las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5	76
4.2.5	Recobro de Crudo para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-3	80
4.2.6	Balance de masa de las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5	85
4.2.7	Contenido de Sulfuro de Hidrogeno (H ₂ S) en el gas de combustión para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5	86
4.2.8	Parámetros de combustión para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-3	89
4.3	Pruebas de combustión en sitio con ignición mediante inyección de vapor (Pruebas PC-3 y PC-4)	92
4.3.1	Fase de Inyección de Vapor para las pruebas PC-3 y PC-4	92
4.3.2	Fase de Inyección de Aire para la prueba PC-3 y PC-4	96
4.3.3	Composición de los gases producidos en las pruebas PC-3 y PC-4	100
4.3.4	Recobro de Crudo para las pruebas PC-3 y PC-4	102
4.3.5	Balance de masa de las pruebas PC-3 y PC-4	104

4.3.6	Contenido de Sulfuro de Hidrogeno (H_2S) en el gas de combustión para la prueba PC-4 _____	105
4.3.7	Parámetros de combustión para las pruebas PC-4 _____	106
4.3.8	Propiedades de los fluidos producidos en las pruebas PC-1, PC-2, PC-4 y PC-5 _____	107
	CONCLUSIONES _____	110
	RECOMENDACIONES _____	111
	BIBLIOGRAFÍA _____	112
	APÉNDICES _____	116

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Resultados de tubos de combustión con capa adicional de agua (Rodríguez, 2013)_____	40
Tabla 4.2	Condiciones iniciales de la celda para cada prueba_____	68
Tabla 4.3	Composición Molar de los gases de combustión en la zona estable de cada prueba_____	79
Tabla 4.4	Balance general del proceso CES para las pruebas PC-1, PC2 y PC-5_____	85
Tabla 4.5	Parámetros de combustión para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5_____	89
Tabla 4.6	Composición de los gases de combustión producidos para PC-4._____	102
Tabla 4.7	Balance general del proceso CES para las pruebas PC-4_____	104
Tabla 4.8	Parámetros de combustión para la prueba PC-4_____	106
Tabla A.1.	Datos básicos del yacimiento en estudio_____	116
Tabla A.2.	Caracterización del crudo extrapesado de la Faja Petrolifera del Orinoco._____	117
Tabla A.3.	Contenido de cationes del agua de formación._____	118
Tabla A.4.1	Caracterización mineralógica de la arena de yacimiento_____	119
Tabla A.4.2	Caracterización mineralogica de la arena de yacimiento_____	119
Tabla A.5.	Contenido mineralógico de la arcilla_____	119
Tabla B.1.	Datos obtenidos de Q (ml/min) y ΔP (%) en la medición de la permeabilidad al nitrógeno de la prueba PC-1_____	121
Tabla B.2.	Resultados obtenidos de permeabilidad, saturación, porosidad y volumen poroso de las diferentes pruebas realizadas para esta investigación_____	123
Tabla B.3.	Promedio de las concentraciones molares en la zona estable para PC-1_____	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Incremento en el recobro de crudo (Hernández, 2003)._____	13
Figura 2.2	Descripción de las zonas CES con analogía a un cigarrillo encendido (Hascakir, 2015)_____	14
Figura 2.3	Distribución de la temperatura desde el pozo de inyección al productor (Sarathi, 1999)._____	16
Figura 2.4	Esquema de las ubicaciones de las diferentes zonas del proceso de combustión en sitio seca desde el pozo inyector al productor (Sarathi, 1999)._____	17
Figura 2.5	Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión seca (Hernández, 2003)._____	17
Figura 2.6	Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión húmeda (Hernández, 2003).___	21
Figura 2.7	Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión reversa (Hernández, 2003)._____	24
Figura 2.8	Representación esquemática de las regiones de oxidación para crudos pesados y livianos a partir de un análisis de gases efluentes (Ferguson, 2003)._____	28
Figura 2.9	Diagrama de un tubo de combustión con múltiples termocuplas (Rodríguez, 2013)._____	35
Figura 2.10	Ubicación geográfica de la FPO en Venezuela y distribución de sus bloques (Cambas, 2015)._____	42
Figura 2.11	Organización de las principales compañías mixtas que trabajan en diversas áreas de la explotación, exploración y producción en la FPO (Amaro, 2013)._____	43
Figura 3.1	Celda utilizada en el proceso de combustión (Amaro, 2013).	45
Figura 3.2	Montaje de empacado de la celda._____	46
Figura 3.3	Diagrama de flujo del proceso para la medición de permeabilidad al nitrógeno(Fernández, 2015) _____	46
Figura 3.4	Diagrama de flujo de proceso para la saturación y medición de la permeabilidad al agua (Fernández, 2015) ._____	47
Figura 3.5	Diagrama de flujo del proceso para la saturación y medición de permeabilidad al crudo (Fernández, 2015)._____	49
Figura 3.6	Colocación de termocuplas externas._____	51

Figura 3.7	Colocación de las mantas eléctricas._____	51
Figura 3.8	Aislamiento térmico con fibra de vidrio._____	52
Figura 3.9	Diagrama de flujo del proceso de combustión para ignición con vapor (Fernández, 2015)._____	53
Figura 3.10	Diagrama del equipo de Combustión En Sitio (Hernández, 2003)._____	54
Figura 3.11	Montaje Experimental Soxhlet. _____	60
Figura 3.12	Mufla para quemar coque._____	62
Figura 3.13	Densímetro Digital DMA 4500._____	62
Figura 3.14	Reómetro Physica MCR-301_____	63
Figura 3.15	Cromatógrafo de gases._____	64
Figura 3.16	Sistema de separación por decantación. _____	65
Figura 3.17	Muestra proveniente de la etapa de combustión para la PC-1._____	65
Figura 4.1	Diferencial de presión etapa de inyección de helio para PC-1._____	70
Figura 4.2	Diferencial de presión etapa de inyección de helio para PC-5._____	70
Figura 4.3	Fase de Calentamiento eléctrico hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupla e ignición en la segunda para la prueba PC-1._____	72
Figura 4.4	Fase de Calentamiento eléctrico hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupla e ignición en la segunda para la prueba PC-5._____	73
Figura 4.5	Perfiles de temperatura para todas la termocuplas internas durante la prueba PC-1._____	74
Figura 4.6	Perfiles de temperatura de todas las termocuplas internas durante el proceso de combustión para la prueba PC-2._____	75
Figura 4.7	Perfiles de temperatura de todas las termocuplas durante el proceso de combustión para la prueba PC-5._____	75
Figura 4.8	Composición de los gases producidos en la prueba PC-1.____	77

Figura 4.9	Composición de los gases de combustión para la prueba PC-2._____	77
Figura 4.10	Composición promedio de los gases de combustión producidos para PC-2._____	78
Figura 4.11	Composición de los gases producidos en la prueba PC-5____	78
Figura 4.12	Recuperación de crudo en la prueba PC-1._____	81
Figura 4.13	Recuperación de crudo en la prueba PC-2 _____	81
Figura 4.14	Recuperación de crudo en la prueba PC-5_____	82
Figura 4.15	Recuperación de crudo en la prueba PC-1_____	84
Figura 4.16	Recuperación de crudo en la prueba PC-2 _____	84
Figura 4.17	Recuperación de crudo en la prueba PC-5 _____	85
Figura 4.18	Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-1 _____	87
Figura 4.19	Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-2 _____	87
Figura 4.20	Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-5 _____	87
Figura 4.21	Sistema de combustión para ignición con vapor para las pruebas PC-3 y PC-4_____	93
Figura 4.22	Flujo de inyección de agua prueba PC-3_____	94
Figura 4.23	Flujo de inyección de agua prueba PC-4 _____	94
Figura 4.24	Perfil de temperatura del evaporador, T-1 y presión de la bomba durante la inyección de vapor para la prueba PC-3__	95
Figura 4.25	Perfil de temperatura del evaporador, T-1 y presión de la bomba durante la inyección de vapor para la prueba PC-4__	95
Figura 1.26	Etapas de Inyección de vapor y aire hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupla para la prueba PC-3_____	97
Figura 4.27	Etapas de Inyección de vapor y co-inyección vapor-aire hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupla para la prueba PC-4_____	97
Figura 4.28	Perfiles de temperatura en las diferentes termocuplas para la prueba PC-3._____	98

Figura 4.29	Perfiles de temperatura en las diferentes termocuplas para la prueba PC4. _____	99
Figura 4.30	Composición de los gases producidos en la prueba PC-4____	101
Figura 4.31	Recuperación de crudo en la prueba PC-4_____	102
Figura 4.32	Recuperación de crudo en la prueba PC-4_____	103
Figura 4.33	Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-4_____	105
Figura 4.34	Cambios en la viscosidad del crudo para las diferentes pruebas realizadas_____	108
Figura 4.35	Cambios en la Gravedad API del crudo para las diferentes pruebas realizadas_____	108
Figura B.1.	Permeabilidad al nitrógeno prueba PC-1_____	121
Figura C.1.	Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-1_____	132
Figura C.2.	Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-3_____	133
Figura C.3.	Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-4_____	133
Figura C.4.	Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-5_____	133

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera cada día aumenta la importancia de la explotación de crudos pesados y extrapesados, esto debido en gran parte al agotamiento de los yacimientos de crudos livianos y medianos.

Venezuela posee las mayores reservas de crudo pesado y extrapesado, ubicadas geográficamente en su Cuenca Oriental específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Debido a su alta viscosidad, en la explotación de crudos pesados es necesario el uso de métodos de recuperación térmica, con el fin de mejorar su movilidad y así facilitar su extracción (Hernández, 2003). Las técnicas térmicas incluyen la inyección de vapor, la combustión en sitio (CES) y el calentamiento eléctrico.

La combustión en sitio, es un proceso que comprende las complejidades asociadas a flujo multifásico a través de un medio poroso con las transiciones químicas y físicas que sufren los componentes del crudo, bajo condiciones de alta temperatura y presión (Dabbous, 1972). Este método de recuperación básicamente se fundamenta en tres etapas: (1) inyección de aire dentro del reservorio a través de los pozos de inyección para provocar un “barrido” en el reservorio, (2) ignición de cierta cantidad de crudo (3) propagación del frente de combustión a través del yacimiento por la continua inyección de aire.

Dentro del proceso CES, la ignición es una fase determinante ya que de su éxito dependerá el inicio de la combustión subterránea. Este proceso puede ser inducido utilizando algunos métodos químicos y/o equipos tales como: quemadores de gas bajo hoyo (“downhole gas burners”), calentadores eléctricos (“electrical heaters”), agentes pirofóricos (“pyrophoricagents”), inyección de fluidos calientes como vapor e inyección de aire enriquecido con oxígeno, entre otros. Cabe destacar que en algunas ocasiones, la ignición puede ocurrir espontáneamente si la temperatura del reservorio es suficientemente alta y el crudo es razonablemente reactivo (Castanier y Brigham, 2003). Sin embargo, la ignición espontánea generalmente es poco deseable ya que se tiene muy poco control sobre dicha etapa. Por esta

razón, en la mayoría de los casos se prefiere utilizar algún método artificial para llevar a cabo la ignición (Shallcross, 1989).

En este trabajo se evalúa el efecto de la mineralogía en el mecanismo de ignición con vapor y generación de gases ácidos para el proceso de combustión en sitio (CES) de un campo de la FPO. La evaluación se realizó mediante la realización de cinco pruebas de combustión tipo tubo, tres pruebas utilizando ignición asistida con calentamiento eléctrico y dos pruebas empleando la inyección de vapor como método de ignición, para finalmente comparar los resultados obtenidos en cuanto a la producción de gases ácidos y mecanismo de ignición con pruebas realizadas previamente utilizando rípios de perforación.

El trabajo está estructurado de la siguiente manera:

Capítulo I: Planteamiento del Problema. En él se contextualiza el problema de investigación, se presentan los objetivos, justificación, limitaciones y alcance de la investigación.

Capítulo II: Marco Teórico. Abarca los antecedentes y definiciones teóricas que sirven como sustento para la investigación.

Capítulo III: Marco Metodológico. En él se presentan los procedimientos experimentales a realizarse durante las evaluaciones experimentales propuestas en la investigación.

Capítulo IV: Resultados y Discusiones. En este apartado se presentan los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio, así como la discusión de los mismos.

Finalmente, se presentan las conclusiones, recomendaciones y referencias bibliográficas de la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) representa el reservorio de hidrocarburos más grande del planeta con reservas de 270.703 MMBLS de crudo pesado y extra pesado (Informe anual de PDVSA 2015), dicho crudo se caracteriza por poseer baja gravedad API desde 7 hasta 18 °API y altos valores de viscosidad, es decir, su movilidad es tan baja a condiciones de yacimiento que impide un alto recobro de los mismos por flujo natural (Padrón Marco, Del valle Elizabeth 2011). Esto refleja la necesidad urgente de evaluar tecnologías de recobro mejorado que permitan implantar un plan de explotación de petróleo pesado y extra pesado, que soporte las demandas del mercado internacional. El proceso de Combustión en Sitio promueve un incremento sustancial del factor de recobro en comparación con otros procesos de recuperación mejorada, alcanzando más de un 60% (Moore y col, 1994). Este proceso se basa en la inyección de un gas oxidante (aire o aire enriquecido con oxígeno) para generar calor por la quema de una porción del crudo presente en el yacimiento. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos de producción (Alvarado, 2002).

La combustión en sitio es un método térmico de recuperación mejorada altamente efectivo, sin embargo, es uno de los métodos más complicados debido a las complejas reacciones que tienen lugar durante el proceso (Hascakir y Kovcek, 2014, Gutierrez y col, 2009, y Mamora y col, 1993, Ogunbanwo y col, 2012) por lo cual los estudios experimentales son el primer paso en el diseño de cualquier proyecto CES. Debido a los altos costos para extraer núcleos, en PDVSA INTEVEP se han realizado estudios experimentales de combustión en sitio a lo largo del tiempo con ripios de perforación, los cuales pueden tener composición

mineralógica alterada con respecto al yacimiento, dada su susceptibilidad a la contaminación con los componentes del lodo de perforación. Los minerales y arcillas contenidas en la arena tienen un impacto significativo en los parámetros del proceso de combustión, ya que estos influyen en las reacciones de formación de combustible y su subsecuente oxidación. (Sarathi, 1999); (Kozlowski y col, 2015)

A fin de disminuir incertidumbres de los resultados en cuanto a los parámetros del proceso de combustión, es necesario realizar pruebas experimentales con núcleos, los cuales representan de manera más exacta la mineralogía del yacimiento en estudio.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

- Evaluar el efecto de la mineralogía en el mecanismo de ignición con vapor y generación de gases ácidos para el proceso de combustión en sitio (CES) de un campo de la FPO.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar y entender los fundamentos teóricos sobre el proceso de combustión en sitio como método de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados.
- Conocer y estudiar la metodología experimental sobre pruebas de combustión en sitio tipo tubo empleada en el laboratorio de procesos térmicos de PDVSA INTEVEP.
- Determinar la concentración de gases ácidos producidos mediante la ejecución de dos pruebas de combustión tipo tubo, utilizando núcleo real de un yacimiento de la FPO.
- Estudiar el mecanismo de ignición mediante la ejecución de dos pruebas de combustión tipo tubo utilizando arena de núcleo e inyección de vapor.
- Comparar los resultados obtenidos en cuanto a la producción de gases ácidos y mecanismo de ignición con pruebas realizadas utilizando rípios de perforación.

1.2 Justificación

Debido a que el proceso CES es un método de recuperación térmica prometedor con un potencial máximo de desplazamiento de petróleo entre todos los métodos EOR, los esfuerzos para comprender la CES son necesarios. El proceso es muy sensible a las heterogeneidades del yacimiento; tales como el cambio en la saturación inicial del petróleo, la saturación inicial del agua y la permeabilidad; así, la comprensión completa de la CES requiere estudios sistemáticos de investigación (Alexander y col, 1962, Aleksandrov y Hascakir, 2015, Hascakir y col, 2011, Hascakir, 2015 y Martin y col., 1958). Por ejemplo, la roca reservorio y las propiedades del fluido deben ser muy bien investigadas antes de la aplicación de campo de la CES. Este método necesita pruebas de laboratorio a fin de determinar parámetros importantes para el diseño de proyectos, los cuales están influenciados por las muestras con las que se realizan las pruebas. Una representación real del proceso se obtiene utilizando muestras de núcleos considerando que la mineralogía tiene un efecto importante sobre el proceso de deposición de combustible, las características de combustión del petróleo, efectos catalíticos y generación de gases ácidos (M. L. Kozlowski, A. Punase, y otros. 2015).

Hasta la actualidad, en la FPO se han realizado pocos estudios sobre el efecto de la mineralogía en el mecanismo de ignición y generación de gases ácidos para el proceso CES a pesar de que existen diversas publicaciones que evidencian su impacto en el proceso de combustión en sitio como se puede observar en los antecedentes citados. Este trabajo permitirá tener información precisa del proceso CES mediante el estudio experimental con núcleos provenientes del campo de interés, lo que dará mayor certeza en la cantidad de gases ácidos producidos y mecanismo de ignición, permitiendo además validar datos con estudios realizados anteriormente.

1.3 Alcance

Esta investigación está enfocada en un pozo de un campo de la FPO donde se evaluará el efecto de la mineralogía en el mecanismo de ignición con vapor y

generación de gases ácidos para el proceso de combustión en sitio (CES) de un campo de la FPO.

1.4 Limitaciones

- Para las pruebas de combustión en sitio de este estudio se necesita un equipo sofisticado, de dicho equipo solo se tiene uno disponible en el laboratorio de PDVSA INTEVEP, el cual puede presentar alguna falla o la empresa puede necesitarlo para otros estudios.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.4 Antecedentes de la investigación

En revisiones bibliográficas previas se ha recaudado información suficiente que demuestra que los parámetros de diseño de combustión están influenciados por la mineralogía de las muestras con la que se realizan las pruebas experimentales del proceso CES.

Vossoughi y col. (1982) estudiaron el efecto de la arcilla sobre la combustión del crudo. Las mezclas de arena de diferentes contenidos de arcilla (caolinita) se saturaron con crudo y agua. Igualmente se realizaron pruebas con polvo de sílice amorfo en la mezcla de arena para comparación con los resultados con arcilla. Se concluyó que el área superficial de las arcillas era un contribuyente principal al proceso de deposición de combustible. Sin embargo, diferentes eficiencias de utilización de oxígeno obtenidas de ambos tipos de arena indicaban que los mecanismos que controlaban la reacción de combustión también dependían de la composición de la matriz porosa.

Rodríguez (2013), realizó un estudio bibliométrico sobre los métodos de ignición asistida para el proceso CES a escala de laboratorio. En su informe se señala el efecto de los iones del agua y la arena sobre la reactividad del crudo. Se muestra que las arcillas de la roca catalizan o favorecen las reacciones de formación de combustible y oxidación del crudo. A su vez observó el efecto típico de la roca del yacimiento sobre la oxidación del crudo a través de estudio TGA/DTG.

Fernández (2015). Estudió la inyección de vapor como método de ignición para el proceso de CES. Para ello planteó la ejecución de tres pruebas experimentales en celdas tubulares, con fluidos y arena de yacimiento (ripios de perforación) de un campo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se concluye que para el campo en estudio se puede considerar como más eficaz la metodología en donde la inyección de vapor ocurre solo hasta la entrada del yacimiento. Los resultados

obtenidos serán usados en esta investigación para realizar la comparación y análisis pertinentes en el mecanismo de ignición con vapor.

Quijada (2015), en su trabajo contempló el estudio de la etapa de ignición del proceso CES y la factibilidad de su aplicación bajo diferentes métodos. Para ello, realizó análisis termogravimétricos (TGA) junto a ensayos en tubos empacados con arena y saturados con agua de formación y crudo. Los métodos estudiados fueron: calentamiento eléctrico, inyección de un fluido caliente e introducción de un agente químico pirofórico. Se obtuvo como resultado que el método por calentamiento eléctrico fue el más factible para ser aplicado bajo las condiciones de yacimiento dadas. Los resultados obtenidos serán usados para realizar la comparación y análisis pertinentes en el mecanismo de ignición por calentamiento eléctrico.

Kozlowski, y col. (2015) investigaron el efecto catalítico de la arcilla sobre diferentes tipos de crudo. Realizaron seis experimentos de tubo de combustión unidimensional con muestras de petróleo de México y Canadá. Los resultados mostraron que el efecto catalítico de la arcilla controla la propagación del frente de combustión, la formación de combustible y la calidad del petróleo producido. Las arcillas visualizadas en muestras post mortem en forma de grumos indican que la alteración de la arcilla se produjo a temperatura elevada debido a la interacción de la arcilla con el petróleo y a la descomposición térmica de la misma. Se observó que la formación de masa estaba asociada principalmente con los saturados y con los contenidos de asfáltenos de la interacción inicial de petróleo y asfaleno-arcilla durante la formación del combustible. Los resultados apoyan que la presencia de arcilla en la roca del yacimiento tuvo un impacto en el rendimiento de la CES. Adicionalmente concluyeron que la respuesta del proceso CES varía dependiendo del crudo empleado.

Norasyikin y col. (2016) estudiaron el rendimiento de la CES para diferentes matrices de roca encontradas en Alberta, Canadá. Los análisis de cinética de reacción se realizaron mediante análisis termogravimétrico/calorimetría diferencial de barrido (TGA / DSC) sobre el petróleo y sus fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA) a una velocidad de calentamiento constante (20°C / min). Como parte de las conclusiones obtuvieron

que los asfáltenos como una fracción individual de SARA producen la mayor cantidad de energía térmica, la gran superficie de la arcilla beneficia la quema de asfáltenos y la Dolomita reacciona con el petróleo original para producir grandes cantidades de energía entre los 300 y 600 ° C.

2.2 Conceptos básicos de Ingeniería en Petróleo

- **Porosidad**

Es la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano) y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, donde el volumen poroso es el volumen total menos el volumen de granos o sólidos contenidos en la roca. Se suele expresar en fracción o porcentaje y se identifica con la letra ϕ (Hernández, 2003).

- **Permeabilidad**

Es una característica inherente a la roca, y da una idea de la habilidad a dejar pasar un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado; se expresa en una unidad arbitraria denominada Darcy (Hernández, 2003).

- **Saturación**

Es la fracción de volumen poroso ocupado por los fluidos presentes en el yacimiento (Hernández, 2003).

- **Densidad**

La densidad se define como masa por unidad de volumen de un fluido. Es una función de estado y para los compuestos puros depende tanto de la temperatura y como la presión. Se expresa en unidades de libras por galón (lb/gal), libras por pies cúbico (lb/pies³), kilogramos por metro cúbico (kg/m³), o es comparada al peso del agua, en términos de la gravedad específica (GE) (Riazi, 2005).

- **Viscosidad**

En general, viscosidad es un término usado para definir la fricción interna generada por un fluido cuando es aplicada una fuerza para ocasionar movimiento o flujo del fluido. La viscosidad del petróleo y de diversos combustibles se

requiere para estimar las condiciones operacionales, de almacenamiento y de transporte, así como también para cumplir especificaciones de producto. Se expresa en unidades de centipoise (cP), pascal por segundo (Pa.s) o kilogramos por segundo metros (kg/s.m). También se dice que la viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido para desplazarse (Riazi, 2005).

- **Gravedad API**

La medida de grados API o gravedad API es una medida de la densidad de un crudo o producto de petróleo con relación al agua (Riazi, 2005).

2.3 Métodos de recuperación del petróleo

Las operaciones de recuperación de petróleo han sido tradicionalmente subdivididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Históricamente, estas etapas describen la producción de un yacimiento como una secuencia cronológica. La etapa primaria, de producción inicial, resulta del desplazamiento por la energía natural existente en el yacimiento. La secundaria que actualmente es casi sinónima de inyección de agua, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. En cuanto a la recuperación terciaria, la tercera etapa de producción, es la que se obtiene después de la inyección de agua (o cualquier otro proceso secundario utilizado) (Paris, 2001).

2.3.1 Recuperación primaria

Tiene lugar cuando el petróleo es producido utilizando la energía disponible en el yacimiento por la presencia de los mecanismos de producción: Compactación de la roca, empuje por gas en solución, empuje hidráulico, expansión de la capa de gas, segregación gravitacional o una combinación de ellos, que se encuentren activos. El porcentaje de recuperación primaria del petróleo original en el yacimiento se encuentra en el orden de 10 a 15 % aproximadamente, pero puede ser tan bajo como 5 % en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar hasta 20 % en yacimientos que poseen una alta permeabilidad, una capa de gas o un acuífero activo. Cuando la energía aportada por el yacimiento no es suficiente para que los fluidos lleguen hasta la superficie o no se obtienen las tasas de fluidos esperadas

para realizar una explotación de forma rentable, se opta por realizar la instalación de algún método de levantamiento artificial o a la aplicación de recuperación secundaria. (Paris, 2001).

2.3.2 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria se emplea generalmente cuando los procesos de recuperación primaria ya no son rentables o factibles para ser aplicados al yacimiento, aunque existen proyectos donde la recuperación secundaria es el principal método aplicado en la explotación del yacimiento debido a las condiciones que éste presente. La recuperación secundaria, que actualmente es casi sinónima de inyección de agua o de inyección de gas resulta del aumento de la energía natural del yacimiento al inyectar estos fluidos con el fin de desplazar el petróleo hacia a los pozos productores. El barrido ocasionado por la inyección de agua o gas, permite elevar la recuperación del POES hasta un promedio de 30 % con variaciones entre 15 y 40 % según sea el caso. (Paris, 2001)

2.3.3 Recuperación terciaria y/o mejorada

Después de ser aplicada la recuperación primaria y secundaria, el yacimiento por lo general contiene todavía entre 65 y 70 % del petróleo original en sitio. Los procesos de recuperación mejorada de petróleo son todos aquellos que incrementan económicamente el recobro de hidrocarburos mediante fuentes externas de energía o aditivos, cuando estos no pueden ser producidos económicamente por medios convencionales. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de la energía térmica (Lezama, 2001).

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido, posiblemente a mecanismos físicos y químicos y la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la

recuperación del petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a la disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de la viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases (Lezama, 2001).

Existen yacimientos en los cuales las condiciones para seguir una secuencia cronológica de las etapas de recuperación no son las adecuadas, tal es el caso de los yacimientos de crudos pesados existentes en el mundo: Si el petróleo es muy viscoso, no puede fluir a tasas económicas mediante empujes de energía natural, de tal manera que la producción primaria sería insignificante; tampoco una inyección de agua o gas sería factible haciendo que la recuperación secundaria no fuese adecuada, por lo que el uso de energía térmica podría ser la única forma para recuperar una cantidad significativa de petróleo. En este caso un método considerado como terciario en una secuencia cronológica de agotamiento, podría ser utilizado como el primer, o quizás el único proceso a aplicar. Debido a estas situaciones, el término “recuperación terciaria” ha caído en desuso en la literatura de ingeniería de petróleo y la designación de métodos de recuperación mejorada (EOR por sus siglas del inglés *Enhanced Oil Recovery*), ha venido a ser la más aceptada (París 2001).

Estos métodos son aplicados dependiendo de las características que presente el yacimiento y del contexto económico, los cuales son:

- Métodos Químicos.
- Métodos miscibles e inmiscibles.
- Métodos térmicos.
- Otros.

Los métodos de recuperación mejorada pueden aplicarse en cualquier etapa en la vida del yacimiento, independientemente del método convencional aplicado. Para ello, existe una técnica mundialmente aceptada que permite reconocer y evaluar los beneficios de aplicar EOR, la cual consiste en determinar la diferencia o el incremento en la producción que se genera al utilizar EOR con respecto al que se esperaría si se hubiese mantenido la producción a través de los métodos convencionales (Hernández, 2003). (Ver Figura 2.1).

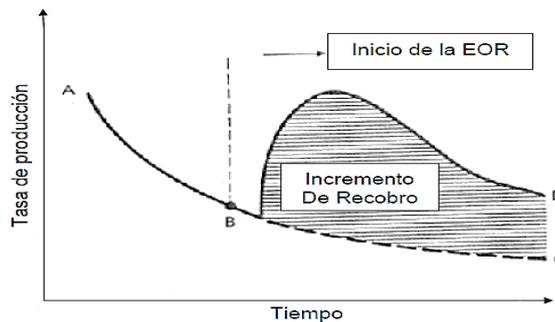


Figura 2.1 Incremento en el recobro de crudo (Hernández, 2003)

2.4 Métodos térmicos

Los métodos térmicos de extracción terciaria (o mejorada) emplean la introducción de calor al reservorio para reducir la viscosidad del crudo, proceso denominado viscorreducción. El crudo resultante es conducido más fácilmente a los pozos productores debido a que se mejora su movilidad. La importancia de estos métodos radica principalmente en que facilita la recuperación de crudos pesados (Hernández, 2003). Adicionalmente, a efecto de la reducción de la viscosidad, también se presentan los efectos de:

- a. Vaporización de fracciones livianas.
- b. Cambio de mojabilidad de la roca (siendo mayoritario al agua).
- c. Expansión de roca y fluidos.

Entre las técnicas de recuperación térmica más utilizadas se encuentran la inyección de vapor, que puede ser continua o cíclica, y la inyección de aire al yacimiento conocida como Combustión en sitio (CES).

2.4.1 Combustión en sitio

La combustión en sitio es un proceso de recuperación mejorada de crudo incluido dentro de los métodos térmicos. El proceso consiste en la quema de una pequeña fracción del crudo mediante la inyección de un gas oxidante, generando el calor

necesario para aumentar la temperatura del reservorio y del crudo que se quiere extraer. Como la viscosidad del crudo disminuye exponencialmente con la temperatura, el proceso ayuda al crudo a fluir más rápidamente desde la formación rocosa hasta los pozos de producción (Dabbousy Fulton, 1972).

Durante este proceso, el frente de combustión avanza quemando parcialmente el crudo desde el pozo inyector (lugar donde ocurre la ignición) hasta los pozos productores. La mayor parte del crudo, ya caliente, es conducido con mayor facilidad delante del frente de combustión hacia los pozos productores por los gases de combustión, mientras que la otra fracción, poco móvil y no volátil, permanece como residuo y es utilizada como combustible para el avance del frente. Este proceso también es llamado comúnmente en inglés “fireflood” para describir el movimiento del frente de quema (Hernández, 2003).

La Combustión en sitio consiste básicamente en: (1) inyectar aire en el yacimiento a través del pozo seleccionado, para crear un barrido de aire a través del yacimiento, (2) producir la ignición del crudo, y (3) propagar el frente de combustión a través del yacimiento por la inyección continua de aire. Por este medio, el crudo es barrido hacia uno o más pozos productores. El combustible para el proceso es un material residual pesado (coque) que ha sido depositado en los granos de arena durante los fenómenos termo-oxidativos que se producen delante del frente de combustión (Martin, 1958).

La Figura 2.2 es una representación simple del proceso de combustión por medio de una analogía con un cigarrillo encendido



Figura 2.2 Descripción de las zonas CES con analogía a un cigarrillo encendido (Hascakir, 2015)

Basándose en la dirección de la propagación del frente de combustión en relación con el flujo de aire, el proceso se puede clasificar como de combustión progresiva o hacia adelante y combustión inversa o reversa.

Combustión Progresiva

En el proceso progresivo, el frente de combustión avanza en la dirección general del flujo de aire, mientras que en combustión inversa, el frente de combustión se mueve en una dirección opuesta a la del flujo de aire. Para el año 1999 sólo la combustión progresiva estaba siendo practicada en el campo. La combustión progresiva es clasificada en “combustión progresiva seca” y “combustión progresiva húmeda”. En el proceso seco, sólo aire o aire enriquecido con oxígeno es inyectado en el yacimiento para mantener la combustión. En el proceso húmedo, aire y agua están ambos inyectados a la formación a través del pozo inyector.

Combustión Progresiva seca

En este proceso, el aire (o aire enriquecido) caliente a más de 280°C es inyectado a través de un pozo inyector, de manera que al comenzar a irrumpir en la zona productora de la formación, dicho aire produce la ignición y promueve una quema del petróleo y el agua en el yacimiento por un corto tiempo (pocos días). La ignición esta generalmente inducida mediante quemadores de gas de fondo de pozo, calentadores eléctricos, o por la inyección de un agente pirofórico (tales como aceite de linaza) o un fluido como el vapor de agua (Sarathi, 1999).

En algunos casos, se produce la auto-ignición del crudo en sitio. Para que esto ocurra, la temperatura del yacimiento debe ser mayor que 180 °F y el petróleo debe ser suficientemente reactivo (Sarathi, 1999).

Una vez encendido el frente de combustión es sostenido por un flujo continuo de aire. La combustión o frente de fuego puede imaginarse como un resplandor latente al rojo vivo que pasa a través del yacimiento. A medida que el frente de combustión se mueve lejos del pozo de inyección, se desarrollan varias zonas de los pozos caracterizados en el yacimiento entre el inyector y el productor. Estas

zonas son el resultado de calor, transporte de masa y las reacciones químicas que se producen en un proceso de Combustión en sitio progresiva.

En la Figura 2.3 se muestra la distribución de la temperatura desde el pozo de inyección al productor. La ubicación de las diferentes zonas del proceso de combustión se representa en la Figura 2.4.

Dicho esquema es una representación idealizada de un proceso de combustión progresiva, propuesto a partir de experimentos de revestimiento de tubo o celda de combustión. En el campo hay transiciones entre todas las zonas.

A partir del pozo de inyección, las zonas representadas son: (1) la zona quemada, llena de aire y puede contener hasta un 2% de combustible orgánico sólido no quemado, la temperatura aumenta con la distancia desde el inyector; (2) la zona de combustión, donde las temperaturas son más altas, comúnmente se idealiza que todo el oxígeno es consumido en esta zona; (3) la zona de evaporación, donde el crudo es craqueado y destilado por la corriente de gas; (4) la zona de condensación, que coincide con la zona de vapor (saturado) de agua, posee temperatura bastante uniforme, y desplaza la mayor parte del crudo móvil; (5) el banco de agua, con una temperatura intermedia entre la temperatura del yacimiento y la zona de vapor, y con saturaciones de agua superiores a (6) el banco de petróleo donde las temperaturas son más bajas; y finalmente (7) la zona virgen, que todavía no ha sido afectada por el proceso (Prats, 1987).

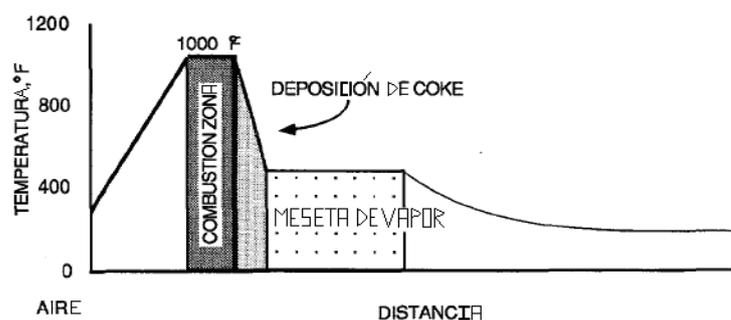


Figura 2.3 Distribución de la temperatura desde el pozo de inyección al productor (Sarathi, 1999)

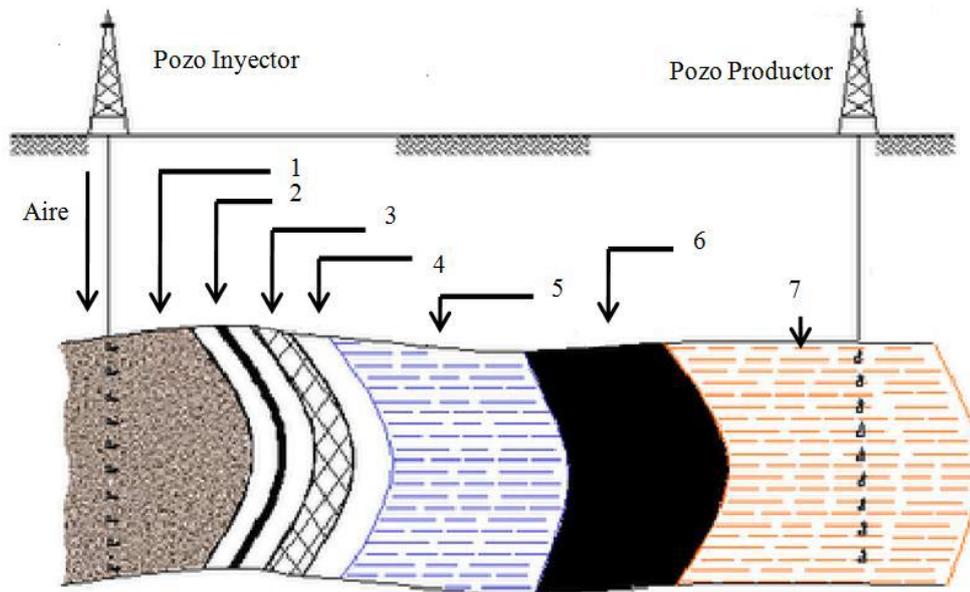


Figura 2.4 Esquema de las ubicaciones de las diferentes zonas del proceso de combustión in situ desde el pozo inyector al productor (Sarathi, 1999).

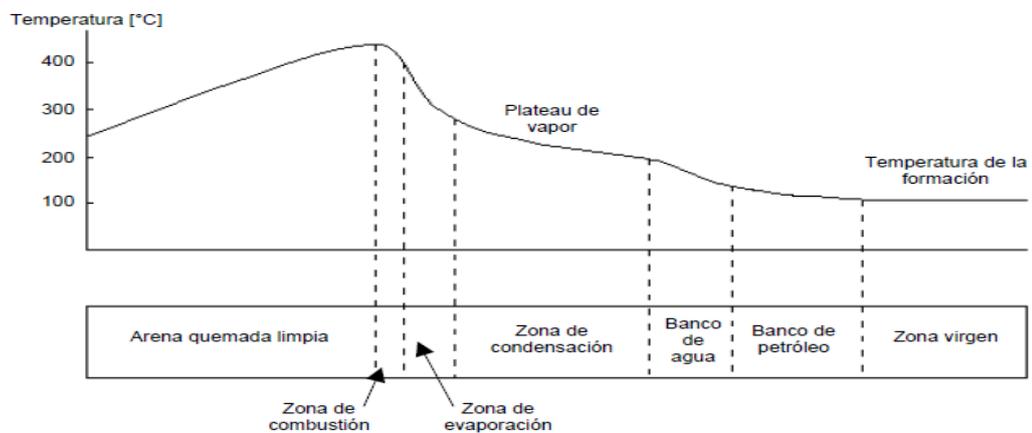


Figura 2.5 Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión in situ (Hernández, 2003).

Estas zonas se mueven en la dirección del flujo de aire y se caracterizan como sigue: La zona adyacente al pozo inyector es la zona quemada, y es el área donde la combustión tuvo lugar. A menos que la combustión sea completa, que generalmente no es el caso en el campo, la zona quemada puede contener algún residuo sólido orgánico no quemado, generalmente denominado coque. Algunos análisis de núcleos tomados de la parte quemada en el campo indicaron que dicho

material posee 2% de coque y compuestos saturados con aire (aire mezclado). Esta zona se somete a la temperatura más alta durante un período prolongado, que por lo general presenta alteración mineral. Debido a la afluencia o influjo continuo del aire de ambiente, la temperatura en la zona quemada incrementa la temperatura de la formación entre la combustión y el pozo inyector en las proximidades de la zona de combustión (Hernández, 2003).

Inmediatamente delante de la zona quemada está la zona de combustión. La zona de combustión es donde la reacción entre el oxígeno y el combustible tiene lugar generando calor. La zona de combustión es una región muy estrecha (usualmente no más de unas pocas pulgadas de grosor) donde la oxidación a alta temperatura (quema) tiene lugar principalmente para producir agua y los gases de combustión: dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO). El combustible es predominantemente coque, que se forma en la zona de craqueo térmico justo por delante de la zona de combustión. El coque no es carbono puro, pero es un material orgánico deficiente de hidrógeno con una relación de hidrógeno atómico al carbono (H/C) entre 0,6 y 1,6, dependiendo de la condiciones de descomposición térmica (coquificación). La temperatura alcanzada en esta zona depende esencialmente de la naturaleza y de la cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de la roca (Sarathi, 1999).

Justamente, aguas abajo de la zona de combustión se encuentra la zona de craqueo/vaporización. En esta zona la alta temperatura generada por el proceso de combustión causa que los componentes más ligeros del crudo sean vaporizados y los componentes más pesados sean pirolizados (craqueo térmico). Los extremos livianos vaporizados son transportados aguas abajo por los gases de combustión, se condensan y se mezclan con el crudo nativo. La pirólisis genera CO_2 , hidrocarburos, gases orgánicos y residuos orgánicos sólidos. Este residuo, normalmente definido como coque, se deposita sobre la roca (Sarathi, 1999).

Adyacente a la zona de craqueo está la zona de condensación. Dado que el gradiente de presión dentro de esta zona es por lo general bajo, la temperatura dentro de la zona oscila entre 300 y 550 °F y depende de la presión parcial del agua en la fase de vapor. Por lo tanto, la zona de condensación se refiere a menudo como la meseta de vapor. El vapor de hidrocarburo que entra en esta zona

se condensa y se disuelve en el crudo. Dependiendo de la temperatura, el petróleo también puede someterse a viscorreducción o "visbreaking" en esta zona, que es un proceso que consiste en transformar el residuo pesado proveniente de una torre de destilación de petróleo en compuestos más ligeros, a través de la disminución de la viscosidad. *Visbreaking* es una forma leve de craqueo térmico. Esta región contiene vapor, petróleo, agua, y los gases de combustión, a medida que estos fluidos se mueven hacia el pozo productor. Las pruebas de campo indican que la meseta de vapor se extiende desde 10 hasta 30 pies por delante del frente de combustión (Sarathi, 1999).

En el borde delantero de la meseta de vapor, donde la temperatura es más baja que la temperatura de condensación de vapor, se forma un banco de agua caliente. Este banco se caracteriza por una saturación de agua mayor que la saturación original. Un banco de petróleo se ubica después del banco de agua. Esta zona contiene todo el petróleo que ha sido desplazado desde las zonas aguas arriba (Sarathi, 1999).

Más allá del banco de petróleo se encuentra la zona no perturbada que aún no se ve afectada por el proceso de combustión, excepto por un posible incremento en la saturación de gas debido al flujo de gases de combustión, tales como CO₂, CO y N₂ (Sarathi, 1999).

En general el mecanismo de transporte de fluidos en un proceso de combustión es una secuencia muy compleja de empujes de gas (gases de combustión), de agua (agua de formación re-condensada y el agua de la combustión), de vapor, de gas miscible y de solvente (Sarathi, 1999).

Aunque el enfoque del concepto de banco descrito anteriormente, da una idea del proceso de combustión, este no es una verdadera representación del comportamiento de campo. En el campo, las diversas zonas no son fácilmente identificadas y existen considerables solapamientos entre ellas. Además, las ubicaciones relativas de las diversas zonas y la secuencia en que se producen también pueden ser diferentes a la descrita anteriormente (Sarathi, 1999).

Esta diferencia surge principalmente debido a la naturaleza heterogénea del yacimiento, que hace que el fluido y los flujos de calor sean diferentes en varios puntos de la región de combustión. La distribución del fluido dentro de cada una

de estas zonas se ve influenciada por el perfil de temperatura; así como por las características de la permeabilidad relativa de la formación. Las propiedades químicas del petróleo que quedó atrás por el banco de vapor determinan la cantidad de coque que se estableció, que a su vez determina la cantidad de aire que debe ser inyectado para consumir este coque (Sarathi, 1999).

Combustión progresiva húmeda

En el proceso de combustión progresiva seca, gran parte del calor generado durante la combustión se almacena en la arena quemada detrás del frente ardiendo y no se utiliza para el desplazamiento del petróleo. La capacidad calorífica del aire seco es baja y, en consecuencia, el aire inyectado no puede transferir calor desde la matriz de arena tan rápido como este es generado. El agua, por otra parte, puede absorber y transportar el calor de forma más eficiente de lo que puede el aire. Si el agua se inyecta junto con el aire, gran parte del calor almacenado en la arena quemada se puede recuperar y ser transportado hacia adelante. La inyección de agua al mismo tiempo o de forma intermitente con el aire es comúnmente conocida como combustión húmeda, parcialmente extinguida. La relación de la tasa de agua inyectada con respecto a la tasa de aire, influye en la velocidad del frente progresivo de combustión y en el comportamiento del desplazamiento del petróleo (Sarathi, 1999).

El agua inyectada absorbe el calor de la zona quemada, se vaporiza, pasa a través del frente de combustión, y libera el calor que se condensa en las secciones más frías del yacimiento. Por lo tanto, el crecimiento de los bancos de vapor y agua por delante del frente de combustión se acelera, dando como resultado un movimiento del calor más rápido y el desplazamiento del petróleo. El tamaño de estos bancos y la tasa de recuperación de petróleo son dependientes de la cantidad de agua inyectada (Sarathi, 1999). En la Figura 2.6 se observan las zonas asociadas con un proceso casi óptimo, donde la diferencia principal en las distribuciones de saturación entre el proceso de combustión seca y el proceso de combustión húmeda es la identificación de una mayor zona de vapor entre el frente de combustión y el banco de agua (Sarathi, 1999).

Dependiendo de la relación aire-agua inyectada, el proceso de combustión húmeda se clasifica como “combustión húmeda incompleta”, “combustión húmeda normal” y “súper húmeda o extinguida”. A tasas bajas (combustión húmeda incompleta), el agua inyectada genera vapor sobrecalentado, a medida que se mueve hacia el frente de combustión. En este caso, el agua inyectada falla en recuperar todo el calor de la zona quemada. A mayor tasa de inyección de agua (combustión húmeda normal), el agua inyectada recuperará todo el calor de la zona quemada. Incluso a una tasa de inyección de agua aún mayor (combustión súper húmeda) la temperatura máxima en el frente de combustión declina. La presión de operación influye en la temperatura de la zona de combustión durante la combustión súper húmeda (Sarathi, 1999).

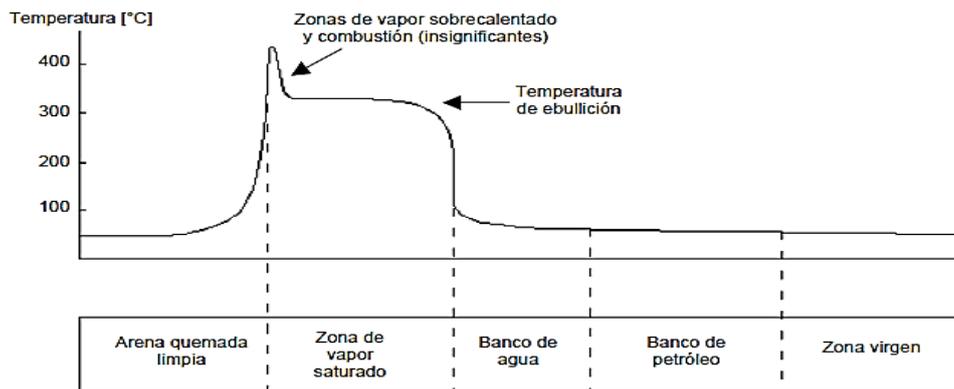


Figura 2.6 Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión húmeda (Hernández, 2003).

Los estudios de laboratorio y pruebas de campo han demostrado que la combustión asistida por agua reduce la cantidad de petróleo quemado como combustible. Este comportamiento aumenta la cantidad de petróleo desplazado pero, más importante, disminuye la cantidad de aire necesario para quemar un volumen especificado del yacimiento. El mecanismo que origina el depósito de combustible para ser disminuido durante la combustión húmeda se cree que es la mayor disponibilidad de hidrógeno en la zona de combustión. Una parte del depósito de combustible hidrogenado se convierte en movable, fluyendo fuera de

la región de combustión sin quemar. La disminución en el depósito de combustible y requerimiento de aire puede ascender a más de 25% de mejoría la eficiencia del proceso (Sarathi, 1999).

Combustión extinguida (súper húmeda) es una modificación del proceso de combustión húmeda que intenta disminuir el requerimiento de aire aún más. El proceso no incrementa la recuperación de petróleo, pero aumenta la velocidad del frente de combustión y reduce los costos de compresión. Se inyecta agua en mucha mayor proporción que la combustión húmeda normal. El calor aumentado, transportado por el vapor a medida que pasa a través de frente de combustión, hace que las temperaturas de combustión disminuyan. La temperatura se hace menor que la requerida para la combustión en el borde posterior del frente haciendo que el oxígeno pase a través de la región sin reaccionar. Por lo tanto, una porción del depósito de combustible es desviada, reduciendo los requerimientos de aire (Sarathi, 1999).

Combustión extinguida es más aplicable en yacimientos de crudo pesado y menos factible para crudos de alta gravedad API con bajo depósitos de combustible. Las tasas óptimas de agua son muy difíciles de determinar, ya que se ven afectadas por heterogeneidades del yacimiento. La segregación de los fluidos podría resultar en la extinción del frente del fuego y sacrificar algunos de los beneficios previstos del proceso. Sólo la experiencia operando en un yacimiento en particular permitirá la selección de la mejor relación agua / aire para maximizar el recobro y la economía.

En resumen, el proceso de combustión seca quema parte del crudo y desplaza el resto, pero en este caso el aprovechamiento del calor es deficiente para el desplazamiento del petróleo, mientras que en procesos de combustión húmeda se quema una menor cantidad de crudo como combustible, y la utilización de calor y el desplazamiento de petróleo son más eficientes, lo que resulta en la mejora de las tasas de recuperación. El aspecto más importante de la combustión parcialmente extinguida es que el frente de combustión avanza a una velocidad más rápida debido a la quema de sólo una parte del depósito de combustible. Esto da como resultado la corta vida del proyecto y el requerimiento de aire comprimido es reducido en comparación con la combustión seca.

Combustión inversa

En crudo pesado, la combustión progresiva en el yacimiento es a menudo plagada con problemas de inyección ya que el petróleo debe fluir desde la región calentada y estimulada hacia las secciones más frías del yacimiento. El petróleo viscoso se vuelve menos móvil y tiende a crear barreras para el flujo. Este fenómeno es especialmente predominante en los crudos muy viscosos y arenas bituminosas. La combustión inversa se ha propuesto y se ha encontrado técnicamente factible en pruebas de laboratorio. La zona de combustión se inicia en el pozo de producción y se mueve hacia el inyector, contracorriente al flujo de fluido. El aire inyectado tiene que viajar a través del yacimiento para ponerse en contacto con la zona de combustión. El concepto básico de la combustión inversa es que la mayor parte del calor permanece entre el pozo de producción y el petróleo cuando este es movilizado. Por lo tanto, una vez que el petróleo comienza a moverse, se produce muy poco enfriamiento para inmovilizarlo (Sarathi, 1999).

Los principios de funcionamiento de combustión inversa no se entienden tan bien como aquellos para el modo progresivo. Aunque, el proceso de combustión es esencialmente el mismo, su movimiento no se controla por la tasa de consumo de combustible, pero si por el flujo de calor. Los tres factores necesarios para la quema son el oxígeno, el combustible y la temperatura elevada. Durante la combustión inversa, el oxígeno está presente desde el pozo de inyección a la zona de combustión y el combustible está presente a lo largo de la formación. El factor que determina donde se produce la combustión es la alta temperatura que se genera en el pozo de producción durante la ignición. A medida que el calor generado durante la combustión eleva la temperatura del yacimiento en la dirección del inyector, el fuego se mueve en esa dirección. El frente de combustión no puede moverse hacia el productor, siempre y cuando todo el oxígeno se consuma en el mismo.

Por lo tanto, el proceso de combustión busca las fuentes de oxígeno, pero puede moverse solamente tan rápido a medida que el calor pueda generar las temperaturas elevadas. En la Figura 2.7 se muestra un diagrama esquemático del proceso en el cual se identifican cuatro zonas: (1) la zona quemada corriente abajo

del frente de combustión, cuya temperatura se mantendrá cercana a la temperatura del frente de combustión dependiendo de las tasas de pérdida de calor a las formaciones adyacentes, por lo que en esta zona el petróleo se craquea y se destila; (2) la zona de combustión en la cual las fracciones pesadas se convierten en residuo; (3) una zona de precalentamiento por conducción, el cual conduce a reacciones de oxidación a baja temperatura y a la generación de calor a tasas significativas; y (4) la zona virgen del yacimiento que no ha sido afectada por el proceso, excepto por el flujo de aire.

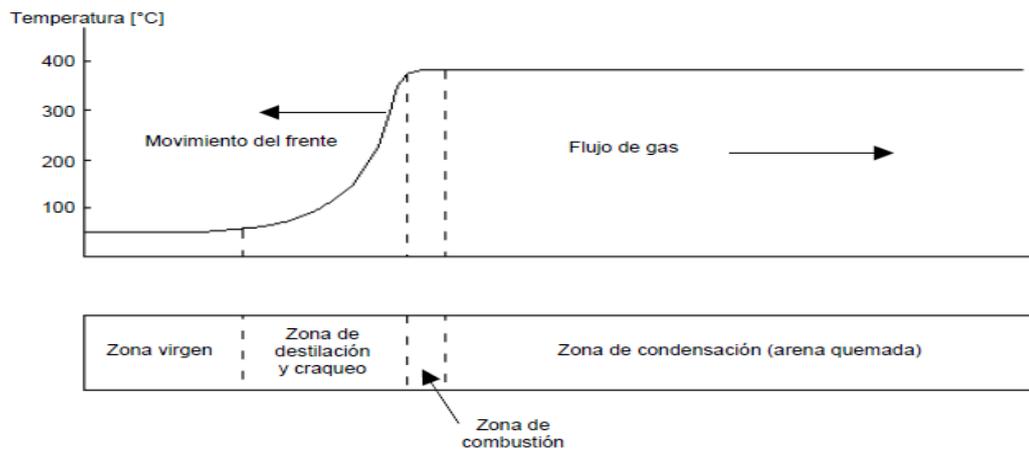


Figura 2.7 Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión inversa (Hernández, 2003)

La porción del petróleo quemado por combustión progresiva e inversa es diferente. La combustión progresiva quema solo el residuo coque, mientras que el combustible quemado en combustión inversa se trata de hidrocarburos de peso molecular intermedio. Esto es debido a que todo el petróleo móvil tiene que moverse a través de la zona de combustión. Así, la combustión inversa consume un mayor porcentaje del petróleo en sitio en comparación con la combustión progresiva. Sin embargo, el movimiento del petróleo a través de la zona de alta temperatura resulta en un aumento considerable en el craqueo del crudo, mejorando su gravedad. El proceso de mejoramiento de la combustión inversa es muy deseable para los depósitos de hidrocarburos similares al alquitrán o bitumen.

La causa principal de falla en campo para combustión inversa ha sido la tendencia de ignición espontánea cerca del pozo de inyección. Sin embargo, los proyectos con arenas bituminosas están siendo considerados para intentar utilizar la combustión inversa a lo largo de las fracturas para precalentar la formación. A medida que la zona quemada se acerca al pozo de inyección, la tasa de aire se incrementa, y un *fireflood* normal progresivo se inicia.

2.4.2 Ventajas de la Combustión en sitio

En comparación con otros procesos de recuperación mejorada de petróleo, la combustión en sitio es altamente compleja. Esta complejidad no fue bien entendida por la mayoría de los operadores que realizaron los estudios iniciales de combustión, contribuyendo a la idea errónea de que la combustión en sitio es un proceso propenso a problemas que posee baja probabilidad de éxito. La probabilidad de alguna falla del proyecto de combustión, se puede minimizar reconociendo sus limitaciones y diseñando un proyecto de gran conformidad. Adicionalmente, el proceso en cuestión a condiciones de laboratorio presenta las siguientes ventajas (Sarathi, 1999):

- Los procesos térmicos de recuperación de petróleo son más eficiente y rentable en la recuperación de petróleo pesado y extrapesado.
- Se utiliza el aire, lo menos costoso y el fluido más fácilmente disponible como fase inyectante.
- El crudo producido mejoraría notablemente su movilidad, aumentando su gravedad API y disminuiría su viscosidad; así como también, los problemas de refinación, de corrosión, entre muchos otros problemas, ya que se producirían crudos livianos directamente.
- A pesar de que la combustión en sitio progresiva genera coque, este coque no se desperdiciaría por fenómenos de taponamiento de los poros en el yacimiento (en este caso la celda) y perjudicando así la producción, sino que sería aprovechado como combustible constante, que mantendría el frente de combustión de manera estable.

- En campo se trata de un proceso ideal para la producción de petróleo en formaciones de poco espesor. Desde el punto de vista económico el proceso es rentable y ha sido implementado en cuerpos de arena que varían en espesor de 4 a 150 pies; sin embargo, se ha demostrado que es más eficaz en los espesores de 10-50 pies, con un mejor barrido del crudo y menores pérdidas de calor.
- El proceso ha demostrado ser rentable en la recuperación de petróleo extrapesado y pesado (8-20 °API), con alto contenido de metales pesados (Níquel y Vanadio) en yacimientos no muy profundos.
- La presión del yacimiento no tiene efecto sobre el éxito técnico del proceso.
- La permeabilidad de la formación tiene un efecto mínimo sobre el proceso.
- El proceso puede ser implementado como un seguimiento a los procesos de inyección de agua y de vapor.
- Proyectos de combustión permiten el uso de un mayor espaciamiento de pozos y pueden resultar en un mayor recobro de petróleo residual en yacimiento, en comparación con otros métodos térmicos.

2.5 Características del Yacimiento Vinculadas con Combustión en Sitio

Factores Favorables:

- Alta temperatura del yacimiento.
- Porosidad > 18%.
- Baja permeabilidad vertical.
- Continuidad lateral buena.
- Múltiples capas de arena fina.
- Competencia de sobrecarga considerable.
- Alto buzamiento.
- Perfil de permeabilidad uniforme.

Factores Riesgosos:

- Fracturas considerables.
- Grandes capas de gas.
- Empuje de agua muy abundante.
- Yacimiento altamente heterogéneo.

2.6 Reacciones químicas asociadas a la Combustión en sitio

La naturaleza de las reacciones químicas producidas, así como los efectos de calentamiento que inducen en la combustión en sitio, dependen de las características del sistema petrolero del yacimiento a evaluar. Los minerales de la roca yacimiento y el contenido de arcilla del yacimiento se sabe que influyen en las reacciones de formación de combustibles y su combustión posterior. (Sarathi, 1999)

Existen muchas agrupaciones que se consiguen en la literatura asociadas con el proceso de combustión en sitio. Sin embargo, con el fin de simplificar los estudios, los investigadores dividen estas reacciones en tres clases: (1) oxidación a baja temperatura (LTO por sus siglas del inglés Low Temperatura Oxidation), (2) reacciones de formación de combustible a temperaturas intermedias, y (3) oxidación a alta temperatura (HTO por sus siglas del inglés High Temperature Oxidation) o combustión del residuo de hidrocarburo sólido (coque) (Sarathi, 1999). Recientemente, los investigadores afirman que esta clasificación aplica estrictamente a crudos pesados y no describe por completo los procesos oxidativos en crudos livianos (Ferguson, 2003).

Las LTO son reacciones de adición de oxígeno y las HTO son reacciones de ruptura de enlaces. En la oxidación de crudos livianos (grados API > 30) existen dos regiones de ruptura de enlaces. La primera ocurre en el mismo rango de temperaturas que las reacciones de adición de oxígeno para crudos pesados (Li, 2006). La segunda ocurre en un rango de temperatura similar a aquel donde ocurre la HTO para crudos pesados (Ferguson, 2003). La Figura 2.8 representa la diferencia del comportamiento oxidativo de crudos pesados y livianos en el perfil térmico del consumo de oxígeno en función de la temperatura, obtenido de un análisis de gases efluentes.

En la Figura 2.8 existe una región de transición donde la velocidad de consumo de oxígeno y la velocidad de generación de energía decrece. La parte de bajas temperaturas de esta región de transición se conoce “región de gradiente de temperatura negativo” (RGTN) debido a que la generación de energía decrece con el aumento de la temperatura, y se considera como la región que separa las oxidaciones a bajas temperaturas de las oxidaciones a altas temperaturas (Moore y

col, 1992). Para explicar la RGTN, los autores señalan que el proceso de oxidación de crudo puede ser simulado adecuadamente dividiendo el crudo en dos pseudo-componentes: maltenos y asfaltenos. A bajas temperaturas los maltenos son la fracción más reactiva del crudo y reaccionan con el oxígeno para formar asfaltenos. Eventualmente, cuando los maltenos están cerca de agotarse, la velocidad de consumo de oxígeno desciende hasta un mínimo, indicando que el crudo se ha vuelto menos reactivo. Con el incremento posterior de la temperatura, y la reducción del contenido de maltenos, los asfaltenos se oxidan para producir una cantidad substancial de coque. Las reacciones de craqueo térmico también asisten la conversión de los asfaltenos a coque. Finalmente el coque se consume por completo. De esta forma, el segundo pico de consumo de oxígeno en la Figura 2.8 corresponde a la oxidación de los asfaltenos y a la combustión del coque (Belgrade y col, 1993).

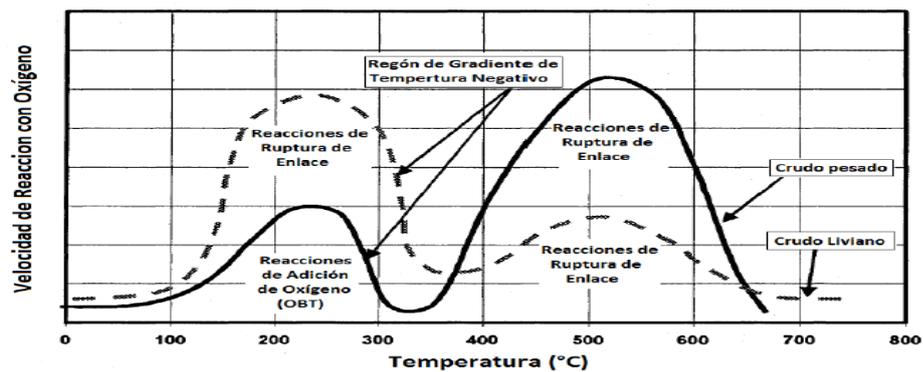


Figura 2.8 Representación esquemática de las regiones de oxidación para crudos pesados y livianos a partir de un análisis de gases efluentes (Ferguson, 2003)

La RGTN es particularmente importante cuando se trata de crudos pesados porque puede impedir el inicio de las HTO (reacciones de ruptura de enlace) en un proyecto de combustión en sitio, si el flujo de oxígeno es muy bajo (Ferguson, 2003). Este fenómeno fue observado durante la investigación de Moore y colaboradores (1992), durante la cual ningún ensayo en celdas cinéticas fue capaz de superar la RGTN sin intervención de calentadores.

En cuanto a la clasificación las reacciones LTO son heterogéneas (gas / líquido) y en su mayoría resultan en la producción de compuestos parcialmente oxigenados,

con pocos o sin óxidos de carbono. Las reacciones de formación de combustible a temperaturas intermedias involucran rompimiento o craqueo-pirólisis de hidrocarburos, lo que conduce a la formación de coque (un material pesado rico en carbono, con fracciones de hidrocarburo de baja volatilidad). Las reacciones de combustión del combustible a alta temperatura son heterogéneas, en donde el oxígeno reacciona con el petróleo no oxidado, el combustible y los compuestos oxigenados para dar óxidos de carbono y agua (Sarathi, 1999).

2.7 Oxidación a Baja Temperatura

Las oxidaciones a bajas temperaturas (LTO) son un proceso exotérmico que ocurre con el oxígeno disuelto en el seno del crudo y depende de la difusión de esta molécula a la fase líquida. Cuando el área superficial entre el líquido y el gas es pequeña, el consumo de oxígeno solamente puede ocurrir cerca de la interfase; por lo que el proceso reactivo quedará localizado en la superficie del líquido (Burguer y Sahuquet, 1972). Las LTO generalmente ocurren por debajo de los 345°C (Mamora y Brigham, 1995), y se producen cuando el oxígeno sobrepasa el frente de combustión (por un consumo incompleto o por canalizaciones) y, dependiendo del método de ignición del yacimiento, se producen durante la fase ignición.

A diferencia de la HTO, que produce CO₂, CO, y agua (H₂O) como sus productos de reacción primaria, LTO produce agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes, e hidroperóxidos (Burger y Sahuquet, 1972).

Reacciones de Pirólisis

Como la temperatura del yacimiento aumenta, el petróleo experimenta un cambio químico llamado pirólisis. Son reacciones de oxidación a temperaturas intermedias (ITO, por sus siglas del inglés "Intermediate Temperature Oxidation") que a menudo se denominan reacciones de deposición de combustibles, porque son responsables de la deposición del "coque" para la combustión posterior.

Las reacciones de pirólisis en el crudo son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas, (absorción de calor) e implican tres tipos de reacciones:

deshidrogenación, craqueo y condensación. En las reacciones de deshidrogenación los átomos de hidrógeno se separan de las moléculas de hidrocarburos, mientras que quedan los átomos de carbono intactos. En las reacciones de craqueo, los enlaces carbono-carbono de las moléculas del hidrocarburo pesado se rompen, lo que resulta en la formación de moléculas de hidrocarburos con menor número de átomos de carbono (más pequeño). En el caso de reacciones de condensación, el número de átomos de carbono en las moléculas aumenta lo que conduce a la formación de hidrocarburos ricos en carbonos y más pesados. El tipo de petróleo y la estructura química de sus hidrocarburos constituyentes determinan la velocidad, extensión y diversidad de las reacciones de pirólisis. En general hidrocarburos de cadena corta (metano hasta el butano) se someten a deshidrogenación y las moléculas más grandes se someten a craqueo.

Estudios de pirólisis sobre crudos pesados en laboratorios (14-16 °API) de California (Abu-Khamsin y col, 1988) indican que la pirólisis del crudo en el medio poroso pasa por tres etapas superpuestas: destilación, reducción de viscosidad (visbreaking), y la coquización o coquificación. Durante la destilación, el crudo pierde la mayor parte de sus fracciones livianas y medianas. A altas temperaturas (400-540 °F) se produce craqueo leve del petróleo (reducción de viscosidad) donde el hidrocarburo pierde pequeños grupos laterales y los átomos de hidrógeno para formar compuestos menos ramificados, que son más estables. A temperaturas aún más altas, (encima de 550 °F) el petróleo remanente en el medio poroso craquea convirtiéndose en una fracción volátil y en un residuo no volátil pobre en hidrógeno y rico en carbono llamado "coque".

El coque se define como la fracción de un crudo insoluble en tolueno y generalmente contiene 80-90% de carbono y 3-9% de hidrógeno. Tanto la reducción de viscosidad como las reacciones de craqueo producen gas hidrógeno y algunos hidrocarburos ligeros en la fase de gas. La secuencia propuesta para las reacciones de pirolisis es la siguiente (Sarathi, 1999):

1. Crudo extrapesado genera maltenos.
2. Maltenos generan asfaltenos.
3. Los asfaltenos generan coque.

4. Los asfaltenos generan gas.

Los maltenos son la fracción soluble en hidrocarburos saturados de bajo punto de ebullición. Están constituidos por anillos aromáticos, nafténicos y con muy pocas cadenas parafínicas. Generalmente existe mayor proporción de maltenos que de asfaltenos cuando se habla de asfaltos (Bagci, 2001).

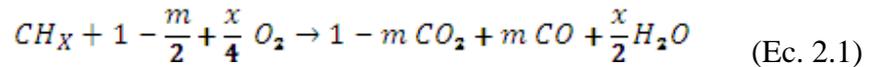
Los asfaltenos son una familia de compuestos químicos orgánicos del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición. Son estadísticamente, un conjunto de compuestos muy similares entre sí, constituidos por una elevada cantidad de anillos aromáticos unidos por cadenas de tipo parafínico y con polaridad relativamente alta (proporcionada mayoritariamente por la presencia de heteroátomos y metales). Son insolubles en los maltenos del propio crudo cuando se provoca su desestabilización. A nivel de laboratorio se definen como la fracción orgánica del crudo que es insoluble en n-parafinas (por ejemplo n-heptano) y solubles en compuestos aromáticos (por ejemplo tolueno o benceno) (Amaro, 2013).

Durante un proceso de CES, las reacciones de pirolisis son los procesos reactivos predominantes en el yacimiento mientras exista una atmosfera libre de oxígeno (Li, 2007); esta condición es común delante del frente combustión (Bae, 1977) puesto que prácticamente todo el oxígeno es consumido para oxidar el combustible depositado.

2.8 Oxidación a Altas Temperaturas (HTO)

La reacción entre el oxígeno en el aire inyectado y el coque a temperaturas superiores a 550 °F, se denomina oxidación a alta temperatura (HTO) o reacciones de combustión. El dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), y agua (H_2O) son los productos principales de estas reacciones. HTO son reacciones heterogéneas (gas-sólido y gas-líquido) y se caracterizan por el consumo de todo el oxígeno en la fase gaseosa.

Basados en estudios experimentales, la combustión de los hidrocarburos puede describirse según la ecuación 2.1 (Sarathi, 1999):



El calor generado a partir de estas reacciones proporciona la energía térmica necesaria para sostener y propagar el frente de combustión. Los estudios indican, sin embargo, HTO es predominantemente una reacción de flujo heterogéneo y el proceso de quema implica una serie de fenómenos de transporte.

Combustión (oxidación) es una reacción de superficie controlada y se puede dividir en los siguientes pasos (Scarborough y Cady, 1982):

1. Difusión de oxígeno desde la corriente de la masa gaseosa a la superficie del combustible.
2. La absorción del oxígeno en la superficie del combustible.
3. La reacción química con el combustible.
4. La desorción (en un sólido, fenómeno que consiste en abandonar por encima de cierta temperatura los gases que ha absorbido o adsorbido) de los productos de la combustión.
5. La difusión de los productos fuera de la superficie y dentro de la corriente de la masa gaseosa.

Si alguno de estos pasos es inherentemente más lento que los pasos restantes, el proceso de combustión en conjunto será controlado por ese paso. Las reacciones químicas generales (paso 3) proceden en una tasa mucho más rápida que los procesos de difusión.

El tema de si la velocidad de reacción química o la tasa de difusión de oxígeno controlan el proceso de combustión es controversial. Algunos investigadores sostienen que la tasa de combustión en general depende de la concentración de oxígeno (presión parcial) en o cerca del frente de combustión (Scarborough y Cady, 1982).

2.9 Modelado de la Combustión en sitio en el laboratorio

Las pruebas de oxidación y combustión a escala de laboratorio se desarrollan principalmente por tres razones:

1. Para entender mejor el comportamiento oxidativo y exotérmico (termo-oxidativo) del crudo y de los sistemas crudo /roca
2. Para estimar los parámetros cinéticos de las reacciones más importantes, y
3. Para entender mejor y tener una idea cuantitativa sobre los resultados esperados de la recuperación a través de la CES, para un yacimiento particular.
4. Debido a la complejidad de la CES no existe un simple ensayo que pueda proveer toda esta información. Consecuentemente, se requiere de varios tipos de experimentos para obtener una foto completa del proceso (Gutiérrez y col, 2009).

2.10 Pruebas en Celdas de Combustión

Con un diseño apropiado, este tipo de ensayo puede proveer información cuantitativa sobre las características de la combustión del sistema crudo/roca, entre las cuales se incluyen (Sarathi, 1999; Wu y col, 1971):

1. Razón atómica aparente H/C del combustible quemado
2. Razón oxígeno-combustible
3. Razón oxígeno-arena
4. Consumo aparente de combustible
5. Características de los fluidos producidos
6. Porcentaje de recobro del crudo original
7. Temperaturas de los picos de combustión, y
8. Estabilidad del frente de combustión.

Tubos de combustión

Los tubos de combustión son simuladores físicos y representan una pequeña parte del yacimiento simulado a escala de laboratorio, con la restricción de flujo unidimensional (Prasad y Slater, 1986). Las pruebas en dicho dispositivo permiten la simulación de la propagación del frente de combustión y la naturaleza de las reacciones químicas dinámicas resultantes en condiciones de yacimiento (Rodríguez, 2013).

Debido a que la naturaleza de propagación del frente de combustión es controlada por las reacciones químicas y la permeabilidad relativa característica del yacimiento, los resultados de las pruebas en tubos de combustión pueden proporcionar un sentido cualitativo para la aplicación en campo. Por lo tanto, las

pruebas en tubos de combustión se han aceptado como método para producir datos confiables que describan el proceso de Combustión en Sitio (Sarathi, 1999).

Los tubos de combustión varían en diámetro y longitud.

La principal desventaja de las pruebas en tubos de combustión es que son datos no escalados. Por lo cual, los datos obtenidos de ellos no pueden ser escalados y por lo tanto realizar correlaciones directas de los resultados del tubo de combustión al yacimiento no genera buenos resultados. Sin embargo la experiencia ha mostrado, que ya que las pruebas se hacen con el crudo y la arena proveniente del yacimiento bajo condiciones de operación apropiadas, las reacciones químicas y la estequiometría de la reacción en el tubo será muy parecida a la que ocurre en el yacimiento, esto debido a que la estequiometría de las reacciones son controladas por la temperatura, la presión y las características químicas del crudo. El comportamiento de la combustión en el tubo, sin embargo, no será igual a como ocurre en el yacimiento ya que es afectado por la tasa de flujo y las saturaciones de los fluidos (Sarathi, 1999).

Aunque las pérdidas de calor en el tubo de combustión se consideran distintas a las que ocurren en el yacimiento, una analogía directa existe entre los dos sistemas. El 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 laboratorio tiene altas pérdidas de calor debido a su construcción de acero y a la limitada cantidad de calor generado. (Sarathi, 1999).

Muchos tubos de laboratorio utilizan uno de dos diseños básicos: tubos aislados o tubos cuasi-adiabáticos. La consideración más importante en ambos diseños es la minimización de las pérdidas de calor, de forma que puedan simularse las condiciones adiabáticas de los grandes yacimientos. En los tubos aislados las pérdidas de calor se reducen exclusivamente por el aislamiento y deben operar con flujos de aire de entre 50 a 100 veces de los flujos usuales en el campo (Dietz y Weijdema, 1968). Estos flujos pretenden soportar frentes de combustión de alta velocidad para reducir su tiempo de residencia en el tubo de combustión, y por lo tanto disminuir las pérdidas de calor. Los tubos cuasi-adiabáticos, además del aislamiento, tienen calentadores eléctricos a lo largo del tubo. Entre el tubo de combustión y los calentadores existe una capa de fibra aislante, que previene la

formación de puntos calientes en las paredes del tubo. El grosor y la conductividad térmica de esta capa afectan significativamente la respuesta de los calentadores (potencia consumida para elevar la temperatura) (Belgrade y Moore, 1992). Para medir la temperatura interna pueden usarse varias termocuplas introducidas a lo largo del tubo de combustión, como se representa en la Figura 2.9; lo mismo ocurre para las termocuplas de pared o externas.

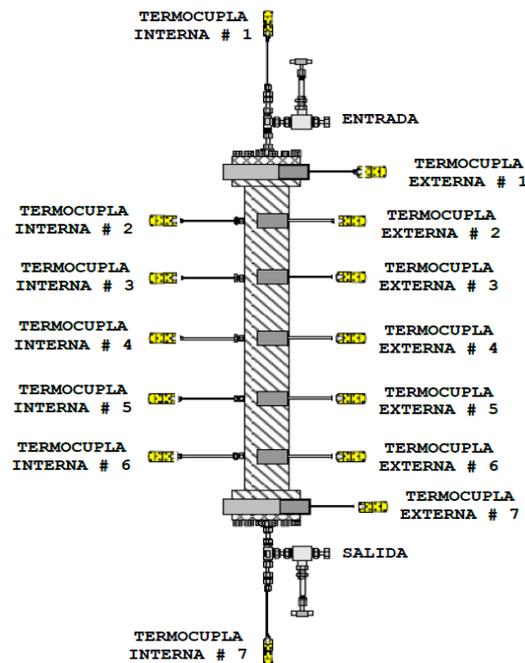


Figura 2.9 Diagrama de un tubo de combustión con múltiples termocuplas (Rodríguez, 2013)

Como se mencionó, las pruebas en tubos de combustión representan exactamente los mecanismos de reacciones. Por lo tanto, los resultados a escala de laboratorio predicen satisfactoriamente el comportamiento de la zona de combustión, lo que permite determinar los parámetros que rigen el proceso (Amaro, 2013):

- a) **Relación atómica Hidrógeno/Carbono del crudo quemado:** que no es más que la relación entre el hidrógeno y el carbono del crudo consumido.
- b) **Relación Oxígeno/Combustible:** es el mínimo volumen de oxígeno necesario para quemar una unidad de masa de combustible.

- c) **Relación Aire/Combustible:** es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de combustible y es función de la cantidad de hidrógeno y carbono en el combustible y de la relación nitrógeno/oxígeno del aire.
- d) **Requerimiento de combustible:** es la masa de coque o residuo rico en carbono que resulta del craqueo térmico y de la destilación del crudo residual próximo al frente de combustión. Depende de una variedad de factores relacionados a las propiedades de los fluidos (viscosidad del petróleo, gravedad específica, características de destilación, saturación de agua y de gas), las propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad y contenido de mineral), la tasa de inyección de aire, la concentración de oxígeno, la temperatura y la presión.
- d) **Requerimiento de aire:** es la cantidad de aire que se requiere inyectar para quemar un determinado volumen de roca. Es un factor importante ya que determina la relación aire inyectado/ petróleo desplazado.
- e) **Crudo quemado:** se refiere a la cantidad de crudo utilizado para mantener el frente de combustión.
- f) **Exceso de Aire:** no es más que la cantidad de aire u oxígeno que no reaccionó con el combustible.

2.11 Ignición en la Combustión en sitio

La ignición, una de las fases más críticas del proceso de CES, es el primer paso para establecer una reacción enérgica entre el oxígeno y los compuestos inflamables del yacimiento. Si el primer intento de ignición fracasa, puede ser difícil, o hasta imposible, producir una segunda ignición, debido a que la mayoría del petróleo en las cercanías del pozo inyector pudo haberse consumido durante el primer intento. Muchos proyectos de combustión han fracasado, especialmente en yacimientos de crudos pesados, como consecuencia de intentos de ignición fallidos (Shallcross, 1989).

La ignición es el proceso de crear en la formación una zona localizada de alta temperatura. El logro de una ignición exitosa está marcado por el inicio de un régimen de combustión de alta temperatura auto-sustentado. Químicamente, la

ignición es el resultado de reacciones en cadena ramificadas. La velocidad de formación de radicales libres excede por mucho la velocidad de las reacciones de terminación; de aquí que la velocidad de la reacción se incremente progresivamente y, consecuentemente, ocurra la ignición. Termodinámicamente, la ignición existe cuando la velocidad de calentamiento es mayor a la velocidad de disipación de calor (Li, 2007).

La temperatura de ignición es un parámetro importante en esta fase. A medida que la temperatura de ignición se incrementa, más energía y tiempo se necesita para producir la ignición del crudo. En el diseño de un proyecto de CES, la temperatura de ignición usualmente se estima por experimentos en el laboratorio (Li, 2007).

Existen dos tipos de ignición: espontánea y artificial. Si la temperatura del yacimiento es suficientemente alta y la formación contiene un crudo suficientemente reactivo, se puede producir la auto-ignición del crudo luego de un periodo de inyección de aire, sin la necesidad de un algún dispositivo artificial. Alternativamente, se puede producir la ignición de la formación usando una o más técnicas artificiales como: calentadores eléctricos bajo pozo, quemadores a gas, métodos químicos, paquetes de combustible e inyección de fluidos calientes (Sarathi, 1999).

La detección de la ignición a través de la medición de temperaturas puede llevarse cabo de dos formas. En la primera, el pozo de ignición es sometido a un flujo en reverso y se mide la temperatura de los fluidos producidos. En la segunda, se cierra el pozo inyector luego de un período de calentamiento y se registra el descenso de temperatura (El-Saleh y Harmon, 1972). En ambos métodos las temperaturas obtenidas se comparan con las predichas, asumiendo que no ha iniciado el proceso de combustión. La predicción de las temperaturas en las cercanías del pozo inyector se simplifica ampliamente cuando no existe combustión. Los modelos matemáticos existentes se pueden usar para tomar en cuenta la conducción, convección y pérdidas de calor en el yacimiento. Puesto que la ignición del crudo en el yacimiento incrementa la temperatura de la formación sustancialmente por encima de la temperatura del aire inyectado, entonces, cuando la temperatura medida es superior a la predicha por los modelos, queda confirmada la ignición.

También se puede suministrar una indicación de la ignición por medio del análisis de los gases en los pozos productores. En muchas ocasiones el avance del gas hasta los pozos productores ocurre en cuestión de horas o días después de que se inicia la inyección de aire. Inicialmente, este gas tiene altos contenidos de hidrocarburos; luego se comienza a incrementar las concentraciones de nitrógeno y oxígeno. Las primeras razones atómicas nitrógeno/oxígeno del gas producido serán tan altas como la del aire, debido a que una pequeña fracción de oxígeno se disuelve y reacciona con el crudo a bajas temperaturas. Una caída abrupta del contenido de oxígeno usualmente significa ignición (Strange, 1990). Con crudos muy reactivos, la ignición puede ocurrir tan temprano que poco o nada de oxígeno se detectara en los pozos productores. La combustión de los hidrocarburos va acompañada por la aparición de dióxido de carbono y monóxido de carbono. Debido a que el dióxido de carbono es extremadamente soluble en los fluidos del yacimiento, éste puede no aparecer en los pozos productores durante un periodo de algunos meses. El monóxido de carbono es menos soluble, y aunque su concentración es menor al dióxido de carbono, su aparición puede ser la primera evidencia de ignición (Rodríguez, 2013).

Ignición Asistida por Vapor

Debido a su simplicidad y efectividad, los procesos de recuperación basados en la inyección de vapor han sido los más exitosos en el recobro de crudos pesados (Moore y col, 1999). Sin embargo: (a) durante la inyección continua de vapor, a medida que se incrementa el porcentaje de recobro, la efectividad técnica y la eficiencia económica disminuyen (Rodriguez, 2013); (b) Durante la segregación gravitacional asistida por vapor, cuando la cámara de vapor alcanza la superficie del yacimiento, el proceso comienza a ser afectado negativamente (Oskouei y col, 2011):

1. Las pérdidas de calor se incrementan;
2. Se reduce la velocidad de producción por una disminución del ángulo de drenaje durante el crecimiento lateral de la cámara de vapor;
3. La razón vapor/crudo aumenta; y,

4. Cuando existen cámaras de vapor adyacentes de distinta madurez, eventualmente se unen y el vapor de la cámara menos madura se fuga hacia la cámara de mayor madurez, perdiéndose eficiencia térmica en el proyecto.

La gran adaptabilidad de la CES, hace de esta técnica de recuperación mejorada una alternativa valiosa para aumentar el recobro de crudo en los yacimientos donde la inyección de vapor ha perdido rentabilidad. La ignición del yacimiento una vez que ha finalizado la recuperación con vapor (ignición asistida por vapor) se puede clasificar como una variación de la ignición espontánea con más probabilidades de ocurrencia puesto que la temperatura del yacimiento se ha elevado a la temperatura del vapor saturado (comúnmente de 210° a 250 °C).

La CES posterior a la inyección de vapor es diferente de la CES “tradicional” debido a la presencia de canales de vapor y a una capa de agua adicional (Wenlong y col, 2013). Para determinar la influencia de estos factores sobre la CES se utilizan celdas de combustión unidimensionales y tridimensionales con modificaciones en la forma de empaqueo. Los resultados y formas de empaque de algunas investigaciones se explican a continuación.

Para determinar el efecto de la capa adicional de agua en la CES, Changfeng y col. (2013) dividen el empaque de un tubo de combustión en dos secciones (ensayo 1). La primera sección, con 1/3 de la longitud del tubo, corresponde a un núcleo con alta saturación de agua para representar el efecto de la inyección de vapor. Los últimos 2/3 del tubo contienen un núcleo con las saturaciones iniciales del yacimiento para representar la sección del yacimiento que no es alterada por la inyección de vapor. Los resultados de este ensayo se muestran en la Tabla 2.2 y se comparan con los obtenidos de la combustión de un tubo empaquete completamente con un núcleo cuyas saturaciones son las originales del yacimiento (ensayo 2). Como se observa en ambos experimentos, el consumo de aire por unidad volumen y el combustible depositado, tienen valores muy cercanos; por lo que la presencia de la capa adicional de agua no tiene un efecto neto significativo en estos dos parámetros. Sin embargo, la baja saturación de crudo, en el ensayo 1 produce una eficiencia de desplazamiento inferior a la obtenida en el ensayo 2. A pesar de que la mayoría del agua en el ensayo 1 esta almacenada cerca del punto

de inyección, el agua fue la primera en ser recolectada fuera del tubo de combustión debido a la reducida movilidad del crudo y a la alta movilidad del agua.

Tabla 2.1 Resultados de tubos de combustión con capa adicional de agua (Rodríguez, 2013)

Ensayo	Temperatura de ignición [°C]	Consumo de aire [m ³ /min]	Combustible depositado [Kg/m ³]	Volumen de combustión [%]	Eficiencia del desplazamiento [%]
1	500	322	23,7	82	67
2	500	317	23,1	85	90

Para simular las condiciones de un yacimiento después de la inyección de vapor Moore y colaboradores (1999) dividen el ensayo de combustión en tres fases. En la primera fase el núcleo (empacado con las saturaciones representativas del yacimiento) es sometido a la inyección de un volumen poroso de agua a 90°C. En la siguiente etapa se inyecta vapor sobrecalentado (a 4 MPa) hasta que el crudo alcanza su saturación irreducible. La siguiente fase tiene dos variantes dependiendo del método de ignición que desea estudiar:

1. Para evaluar los efectos de la ignición artificial, se eleva la temperatura de la zona de inyección hasta los 400°C y el resto de los calentadores funcionan con un punto de control de 90°C. Se inyecta helio hasta que se alcanza la temperatura de ignición. A partir de este punto. Se reduce progresivamente la inyección de helio hasta cero, mientras se va aumentando la inyección de aire hasta el valor convenido.
2. Para estudiar la ignición espontánea, una vez terminada la fase de inyección de vapor, el calentador de la sección de inyección mantiene una temperatura de 250 °C, mientras que el resto no permite que la temperatura disminuya de los 225 °C. Esto reduce al mínimo las pérdidas de calor en los tubos de

combustión y simula las condiciones adiabáticas que se consiguen en el yacimiento. Inmediatamente, se detiene la inyección de vapor y se inicia la inyección de aire.

Un evento interesante durante el estudio de la ignición espontánea, de un tubo de combustión sometido a la inyección continua de vapor, se presenta al comparar los parámetros de combustión en la zona estable y fuera de la zona estable. Durante las primeras secciones de la celda la velocidad del frente de combustión es considerablemente inferior a la que se consigue en la zona estable. Similarmente, el requerimiento de oxígeno en las primeras secciones de la celda es mucho mayor respecto al determinado en la zona estable. Probablemente esto se explica porque durante la fase de ignición las LTO producen una cantidad elevada de combustible que debe consumirse paulatinamente, para generar la energía necesaria para la propagación del frente de combustión. Cuando el frente está completamente desarrollado, el contenido de oxígeno aguas abajo del frente es inferior, y la cantidad de combustible depositado por acción de las LTO disminuye, permitiendo el aumento de la velocidad del frente.

2.12 Área de Estudio

La Faja Petrolífera del Orinoco está ubicada al Sureste de Venezuela, al Norte del río Orinoco, y comprende una gran parte del Sur de los estados Guárico, Monagas y Anzoátegui, constituyendo las mayores reservas de hidrocarburos extrapesados del mundo ($API < 10^\circ$), la cual comprende una extensión de 75.100 km² y un área de explotación actual de 11.593 km².

Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos pesados y extrapesados es que son arenas no consolidadas, es decir, que los granos de arenas tienen poco material cementante. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad, con una porosidad promedio del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcys. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

La Figura 2.10, muestra la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco en dónde se puede apreciar que está dividida en cuatro zonas de exploración y producción: Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca); y Carabobo (antes Cerro Negro).

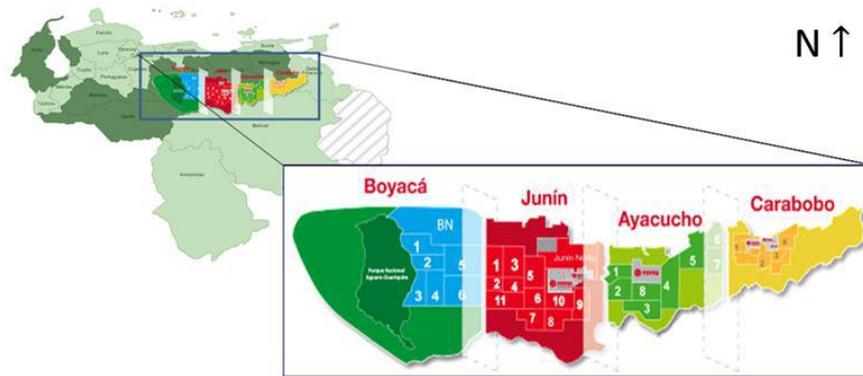


Figura 2.10 Ubicación geográfica de la FPO en Venezuela y distribución de sus bloques (Cambas, 2015)

El crudo de la FPO posee la menor viscosidad asociada a la mayoría de los crudos pesados y extrapesados, y a pesar de tener una gravedad 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 1.360 mil millones de barriles de Petróleo Original En Sitio (POES) (Amaro, 2013).

La FPO ha sido estudiada a partir de 1968, estos estudios conllevaron a Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) a realizar una importante campaña de investigación para evaluar técnicas de producción en frío y 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 finales 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. 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

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

A continuación se muestra el procedimiento experimental seguido para la ejecución de las pruebas de combustión planteadas. En este trabajo se ejecutaron cinco pruebas de combustión llamadas PC-1, PC-2 y PC-3, PC-4 y PC-5. Con la intención de ejecutar las pruebas bajo las condiciones más parecidas al yacimiento se tomaron en cuenta todas las propiedades intrínsecas del yacimiento mostradas en la Tabla A.1 de Apéndice A. Además, se utilizó crudo y arena proveniente de un campo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), y agua de formación creada con la misma composición. Las características del crudo, arena y agua del yacimiento se encuentran en las Tablas A.2 hasta A.5 del Apéndice A.

3.1 Elección de la celda de combustión

Las pruebas de combustión se realizaron en celdas de acero inoxidable AISI 316, cilíndricas, con tapas y rejillas metálicas con longitud de 30 cm y diámetro interno de 5,08 cm, la misma cuenta con 5 orificios para la colocación de las termocuplas tipo K marca Omega, además de otras dos termocuplas que se encuentran en las tapas superior e inferior de la celda, numeradas como se muestra en la Figura 3.1, siendo la número 1 la que se encuentra en la entrada. Cada termocupla se encarga de registrar la temperatura en cada zona de la celda y permiten hacer seguimiento del avance del frente de combustión. Además en cada tapa de la celda se encuentra una válvula marca Swagelok de alta presión, ambas permiten mantener la presión de trabajo en un medio poroso originado por la presencia de arena de formación en forma compacta.

Para el ensamblado de la celda se cumplió con los siguientes pasos:

- Inicialmente se verificaron las condiciones y funcionamiento de los elementos que constituyen la celda (20 tornillos, 2 válvulas de alta presión, mallas

metálicas circulares, tapa superior e inferior, termocuplas y conexiones). Todas las partes estaban totalmente limpias.

- Luego de ensamblar todas las partes de la celda en una prensa, se ajustaron las tapas con los tornillos a 30 libras con un torquímetro.
- Seguidamente, se procedió a realizar una prueba de fuga. En esta se llenó la celda de agua completamente, luego se conectó a una bomba marca TELEDYNE modelo ISCO 500D, y se presurizó a 1500 psig durante 2 horas, si la celda presentaba alguna fuga de agua se descartaba y se procedía a elegir otra celda que no presentara ese inconveniente.

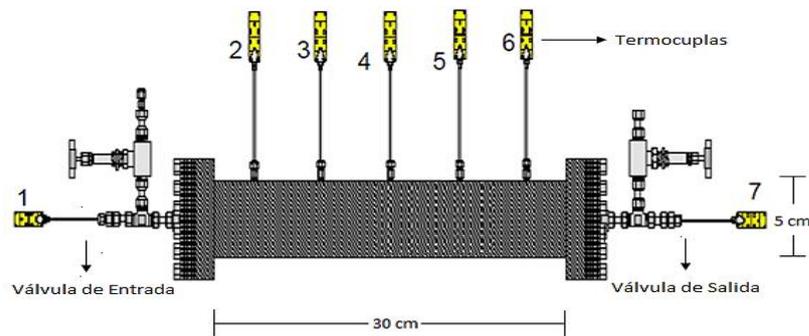


Figura 3.1 Celda utilizada en el proceso de combustión (Amaro, 2013)

3.2 Empaque de la celda

- Luego de realizar la prueba de fuga se empacó la celda. Se colocó en posición vertical y se conectó la válvula de la tapa inferior con una bomba de vacío de manera que la arena no se dispersara cuando esta fuese empacada (Ver Figura 3.2).
- Posteriormente, se agregó aproximadamente 25 g de arena de yacimiento y se golpeó entre 3 y 5 veces para su empaquetamiento. Cada 4 porciones de 25 g de arena se colocó una termocupla, (antes de insertar la termocuplase verifiqué que no hubiese gránulos de arena en el orificio, para que la termocupla pudiera estar bien insertada y así evitar fugas posteriores). En total se colocaron 24 porciones de arena de aproximadamente 25 g y para que la tapa superior de la celda sellara correctamente se agregó una pequeña porción de arena.



Figura 3.2 Montaje de empacado de la celda

3.3 Medición de permeabilidad al gas

El gas utilizado para este procedimiento debe ser un gas inerte que no conlleve a reacción o cambios dentro de la celda ya empacada, por este motivo se utilizó nitrógeno. El procedimiento se basa en la Ley de Darcy, y consiste en hacer pasar caudales del fluido a través de la celda, midiendo la caída de presión. El procedimiento se llevó a cabo de la siguiente manera:

- Se colocó la celda de forma horizontal y se conectó con la entrada de nitrógeno, conectada a su vez en la entrada a un manómetro y un sensor de presión que se encarga de medir (mediante un receptor) la caída de presión en porcentaje, y en la salida a un medidor de flujo (Ver Figura 3.3).

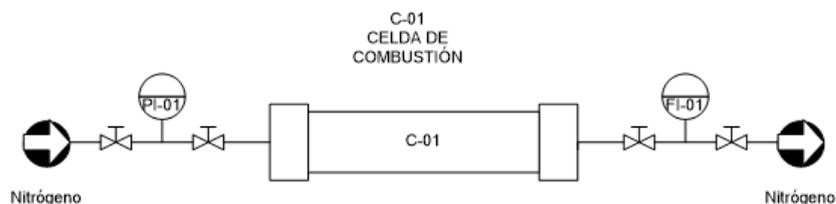


Figura 3.3 Diagrama de flujo del proceso para la medición de permeabilidad al nitrógeno(Fernandez, 2015)

- Luego del ensamblaje se verificó si hay fugas, se cerró la válvula de salida de la celda y se inyectó nitrógeno hasta alcanzar una presión interna de 600 psig, registrada en el manómetro digital, de existir alguna fuga esta se corregía para continuar con el procedimiento.
- Se abrió la válvula de salida de la celda, para dar apertura al nitrógeno a través de una válvula de aguja.
- Se varió el caudal de nitrógeno y para cada caudal medido se observó la caída de presión y el flujo de gas.
- Se tomaron 5 mediciones de caudal y luego se verificó por Ley de Darcy si la permeabilidad al gas era la requerida. En caso de no cumplir con los requerimientos se procedía a desempacar la celda. Si se cumplía con la permeabilidad deseada, se continuaba el procedimiento midiendo la permeabilidad al agua.

3.4 Saturación con agua y medición de permeabilidad al agua

Saturación con agua

Previo a la saturación con agua se realizó vacío durante 1 hora para evitar que hubiera nitrógeno que pudiese interferir con la saturación y se realizó el montaje experimental mostrado en la Figura 3.4.

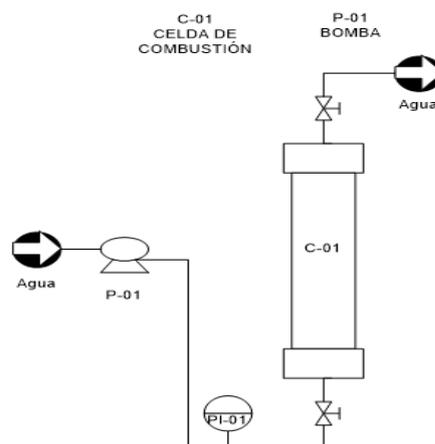


Figura 3.4 Diagrama de flujo de proceso para la saturación y medición de la permeabilidad al agua(Fernandez, 2015)

- Antes de iniciar la saturación se purgaron las tuberías que están antes de la válvula de entrada de la celda y luego se probaron fugas a 600 psig que es 1,5 veces el valor de la presión del yacimiento.
- Se verificó que la celda estaba bajo vacío abriendo la entrada de la celda y observando que la bomba de presión estuviese en negativo, generalmente por debajo de -10 psig.
- Se comenzó con el proceso de saturación inyectando 0,4 ml/min por la parte inferior de la celda hasta vencer el vacío y alcanzar una presión de 50 psig. Se observó que para las dos primeras celdas esta tasa de inyección arrastraba muchos finos por lo que las próximas tres celdas se saturaron a una tasa de 0,1 ml/min.
- Luego se dejó pasar agua hasta un aproximado de 3 veces el espacio poroso estimado para garantizar que no quedaron espacios vacíos (sin saturar) dentro de la celda.
- El paso anterior se repitió hasta que el volumen inyectado era constante y lo que significa que el medio poroso de la celda estaba totalmente saturado.

Medición de permeabilidad al agua

- Una vez saturada la celda se midió la permeabilidad al agua. Este proceso se llevó a cabo de igual manera para la permeabilidad del gas, pero en lugar de nitrógeno se inyectó agua. Se midió las caídas de presión a diferentes caudales de agua para luego graficarlos y hallar la permeabilidad absoluta mediante la Ley de Darcy.
- Luego de medir la permeabilidad se presurizó la celda a presión de yacimiento (400 psig) mediante la inyección constante de agua y se verificó que no existiesen fugas.
- Se pesó la celda con la arena y el agua de formación y por diferencia se determinó el peso del agua, valor que se transforma en unidades de volumen, dicho volumen se toma como el volumen poroso de la celda.

3.5 Saturación de la celda con crudo

Una vez saturada la celda con agua y presurizada a 400 psig se saturó la celda con crudo muerto, para posteriormente medir la permeabilidad.

Saturación con crudo

Para saturar la celda con crudo se ejecutó el siguiente procedimiento:

- Se realizó el ensamblaje del sistema que se muestra en la Figura 3.5. El sistema consta de dos bombas marca TELEDYNE modelo ISCO 500D, la bomba P-01 es de inyección y P-02 es de retiro, para mantener la presión del sistema, además de un cilindro pistón que contiene el crudo. A través de la inyección de agua de la bomba P-01 el crudo es empujado por efecto pistón a la celda. La inyección a la celda se realizó de forma vertical por la parte superior de la misma, con el propósito de desplazar la mayor cantidad de agua presente en el medio poroso empacado. La salida de la celda estaba conectada a una bombona recolectora de crudo y esta a su vez a la bomba P-02. La bombona recolectora de crudo evita la succión de crudo por parte de la bomba, debido a que está llena de agua al inicio de la saturación.

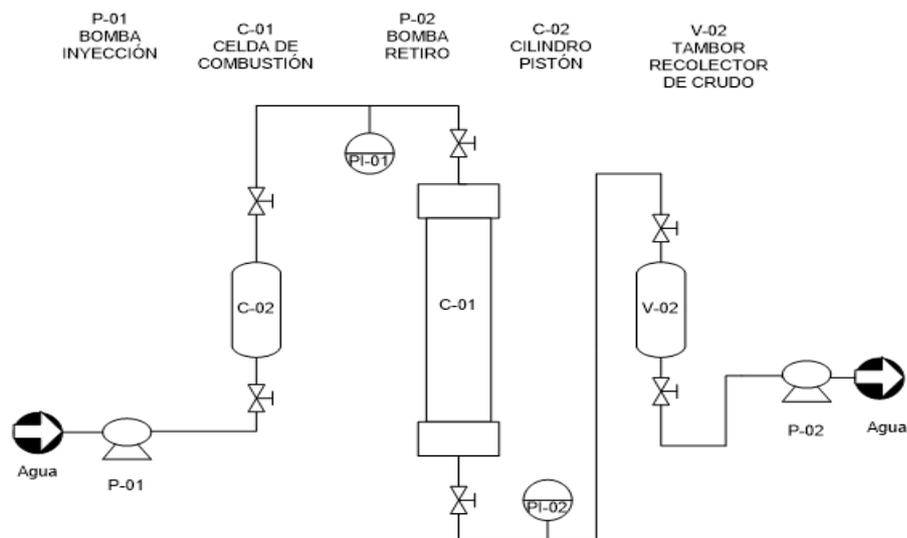


Figura 3.5 Diagrama de flujo del proceso para la saturación y medición de permeabilidad al crudo(Fernandez, 2015)

- Una vez que el sistema mostrado en la figura anterior estaba ensamblado dentro de un horno de saturación, se purgó cada una de las líneas de acuerdo al fluido que pasaría por ellas, bien sea con crudo o agua. Para luego colocar ambas bombas a presión constante de 400 psig, que es la presión del yacimiento, era necesario verificar que el sistema no debía tener fugas en las conexiones.
- Luego de verificada la no existencia de fugas en las conexiones se prendió el horno de saturación a 52°C que es la temperatura del yacimiento, las bombas se dejaron a presión constante, ya que por la expansión térmica la presión aumenta, y las bombas se encargaron de mantenerla en el valor deseado. El horno se mantuvo encendido durante 12 horas aproximadamente, logrando que la sección interna de la celda adquiriera la temperatura de yacimiento.
- Una vez que la celda se encontraba a la temperatura requerida comenzó el proceso de saturación, la bomba P-01 inyectó a una tasa de flujo de 0,15 ml/min y la bomba P-02 se mantuvo trabajando a una presión constante de 400 psig, para así mantener el proceso a las condiciones de yacimiento.
- Se inyectó crudo hasta cubrir el volumen poroso de la celda, el cual se calculó por diferencia de masas de la celda antes y después de la saturación con agua.

3.6 Aislamiento térmico de la celda

Con la celda ya saturada se envolvió con un aislante térmico con el propósito de evitar significantes pérdidas de calor que originaran que el frente de combustión se extinguiera y por consiguiente fallara la prueba. Para aislar la celda se siguió el siguiente procedimiento experimental:

- Inicialmente se colocaron las termocuplas externas al mismo nivel de las termocuplas internas con el objetivo de registrar la temperatura externa o en la pared de la celda y visualizar la diferencia de temperaturas entre la parte interna y externa (Ver Figura 3.6).
- Una vez colocadas las termocuplas externas se colocaron 7 mantas eléctricas, cada una se colocó por zona, la primera se colocó alrededor de la tapa de entrada de la celda, la segunda se colocó de manera que abarcara parte de las segundas termocuplas, y así sucesivamente como se muestra en la Figura 3.7.

Esto se realizó con la finalidad de mantener la temperatura externa aproximadamente $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ por debajo de la temperatura interna, para así mantener el proceso lo más adiabático posible y no suministrarle calor al sistema para que el frente no se propagara por variables externas.

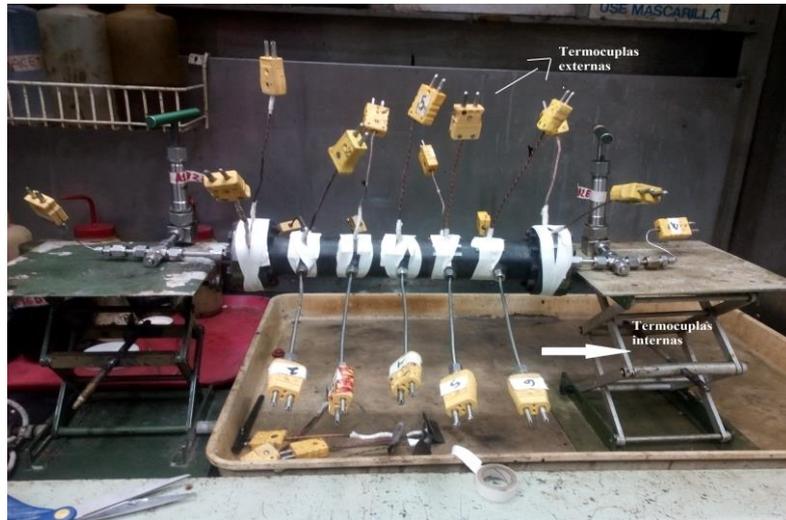


Figura 3.6 Colocación de termocoplas externas.

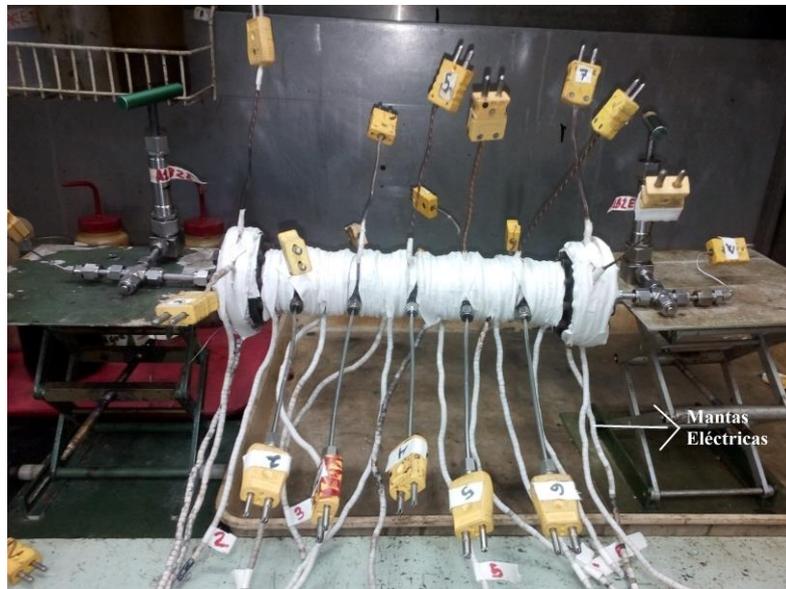


Figura 3.7 Colocación de las mantas eléctricas

Luego de colocar las termocuplas externas y las mantas eléctricas se colocó un aislante térmico de fibra de vidrio alrededor de toda la celda como se muestra en la Figura 3.8, para ayudar a minimizar las pérdidas de calor en la celda.

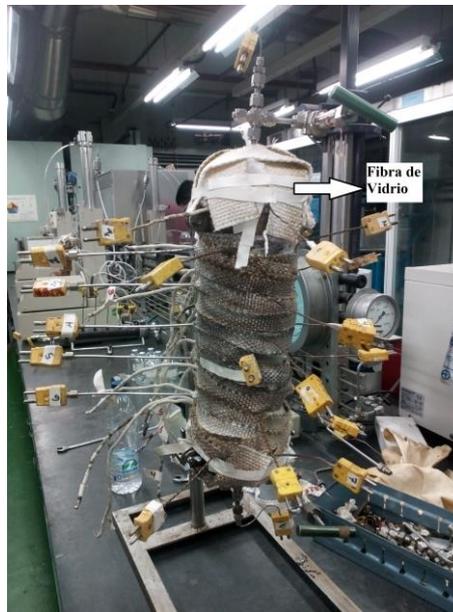


Figura 3.8 Aislamiento térmico con fibra de vidrio

- Como parte del procedimiento experimental para la ejecución de la prueba se vaciaron las bolsas de recolección de gases a utilizar en la prueba de combustión, se identificaron las mismas para las combustiones y flashes.
- Además se pesaron e identificaron los viales de muestras de crudo a utilizar.

3.7 Montaje de la celda y realización de la prueba

Luego de realizar todo el procedimiento de acondicionamiento de la celda se comenzó con su preparación para la realización de cada una de las pruebas de Combustión en Sitio. Esta se dividió en varias etapas como lo son: el montaje de la celda, calentamiento del sistema a la temperatura de yacimiento, inyección de vapor para alcanzar la temperatura de saturación del agua y la inyección de aire para las pruebas de ignición con vapor y para las pruebas de ignición por medio de calentadores se dividió en el montaje de la celda, calentamiento del sistema a la temperatura de yacimiento, inyección de helio para la apertura de caminos,

calentamiento de la zona 1 (entrada de la celda donde se encuentra las termocuplas N° 1) por medio de la resistencia 1, y por último la inyección de aire.

3.7.1 Montaje de la celda

El diagrama de flujo del proceso se puede ver en la Figura 3.9 y el montaje de la celda en el sistema para el proceso de Combustión en Sitio se puede observar en la Figura 3.10. A continuación se explica con detalles los componentes del mismo:

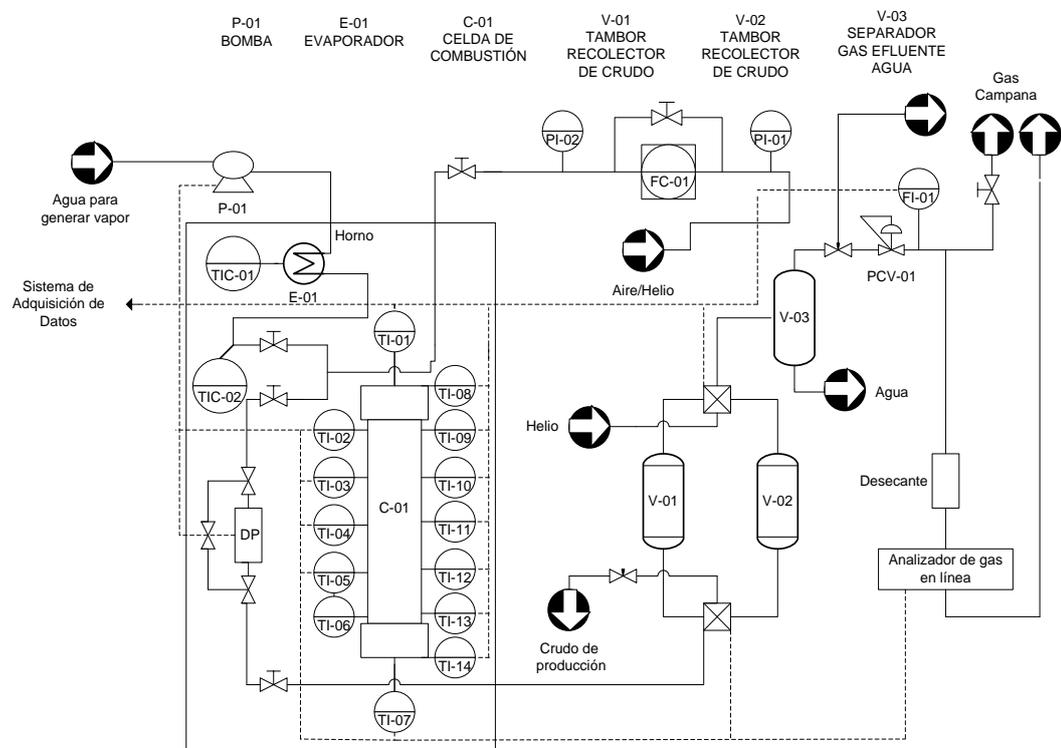


Figura 3.9 Diagrama de flujo del proceso de combustión para ignición con vapor (Fernandez, 2015)

- Primero se colocó la celda dentro del horno y se conectó la tubería que funge como entrada tanto para el aire como para el helio/aire, la cual cuenta con una válvula de retención que permite que el flujo vaya en una sola dirección, esto se conectó por la parte superior de la celda. La entrada de helio /aire estaba

controlada mediante un regulador de flujo que es manipulado dejando pasar la cantidad que se desee según sea el caso.

- Luego de conectada la entrada de aire/helio se colocó la línea de producción que constaba de varios tramos, siendo el primero de ellos la tubería que conecta la salida de la celda con los cilindros recolectores (V-01 y V-02), que se encargaban de almacenar la producción líquida y estaban conectados a una válvula de cuatro (4) vías marca Swagelok, encargada de mantener a los cilindros independizados, con la finalidad de que cuando uno estaba recolectando la muestra, el otro se encontraba vacío, de manera que cuando se requería descargar la muestra se realizó el cambio de válvula y así el cilindro anteriormente vacío comenzó el proceso de recolección de muestra, permitiendo un proceso continuo. Por último la línea de producción cuenta con un tramo final de tubería por el cual se descargaron las muestras recolectadas en los viales para su posterior análisis.

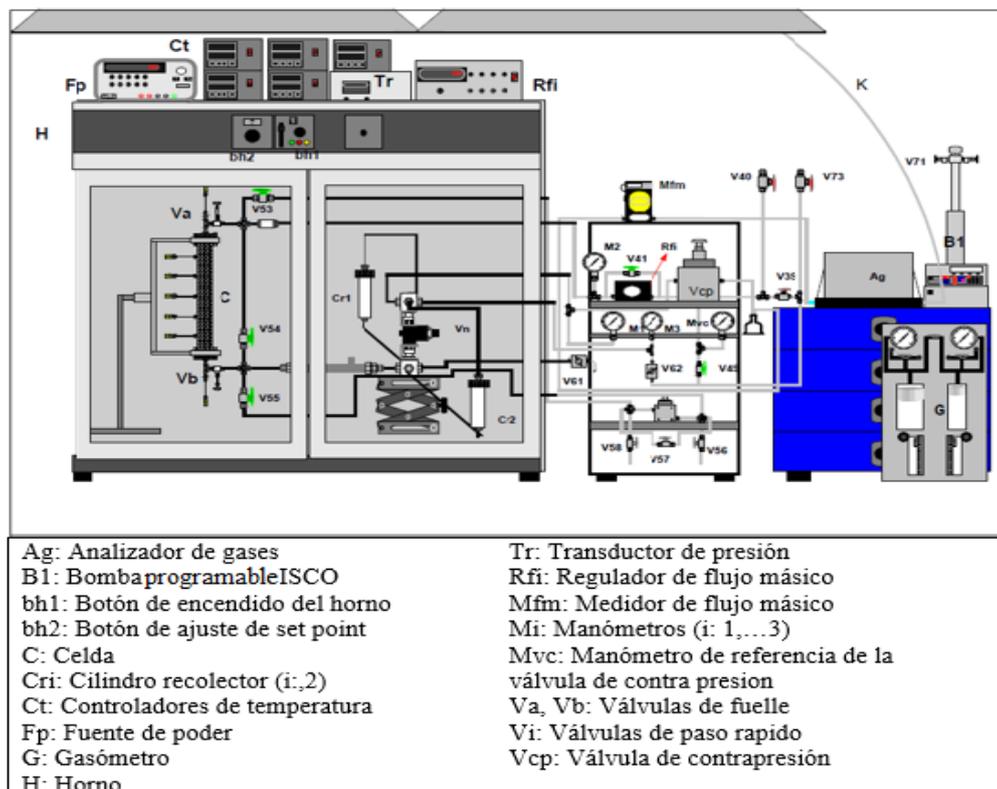


Figura 3.10 Diagrama del equipo de Combustión En Sitio (Hernández, 2003)

- La entrada de aire /helio y la producción no estaban solo conectadas a la celda sino también a un sistema de derivación o bypass, el cual estaba cerrado durante el transcurso de la prueba. Este bypass permitía tener control del proceso si llegase ocurrir algún inconveniente.
- Se verificó que no existieran fugas en las conexiones del ensamblaje, para esto se mantenía la celda cerrada y se abría el *bypass* presurizando el sistema a 1,5 veces la presión de trabajo, es decir 1200 psig, con el gas helio dejándose por alrededor de 30 minutos, observando en todos los manómetros del sistema si la presión disminuía. Durante este procedimiento se reguló la válvula de contrapresión a la presión de trabajo (400 psig), la cual se encargaba de mantener la presión del sistema constante dejando pasar los fluidos que se encuentran sobre la presión de referencia.
- Se calibró los flujos. Este procedimiento se realizó para saber qué porcentaje de apertura corresponde con el flujo de trabajo y consistió en hacer pasar flujos por el bypass regulando el porcentaje de apertura generalmente de 5 en 5% y anotando los valores del medidor de flujo que estaban a la salida del sistema. Esta calibración se realizó tanto para el helio, como para el aire, hasta encontrar el porcentaje de apertura para el flujo de trabajo.
- En cuanto a las mantas eléctricas y termocuplas externas e internas, estas se conectaron al sistema automatizado, por medio de una señal eléctrica. Este se encargó de registrar los valores para el perfil de temperaturas del proceso y la caída de presión entre la entrada y salida de la celda.
- La línea de tubería que va desde la salida del evaporador a la entrada de la celda se aisló con fibra de vidrio, de manera que las pérdidas de calor fueron mitigadas y así evitar que el vapor generado se condensara antes de entrar a la celda. Además el evaporador contenía un controlador e indicador de temperatura TIC-01 que permitió registrar los valores de temperatura en el interior del equipo, de igual manera la línea antes nombrada contenía un indicador y controlador de temperatura TIC-02 (Esto aplica solo para las pruebas PC-3 y PC-4).
- Por último, el horno se dejó calentando por veinticuatro horas a 52°C para alcanzar la temperatura de yacimiento.

3.7.2 Corrida Experimental

Para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5 La corrida experimental se dividió en tres partes. Inicialmente se ejecutó la inyección helio para abrir camino durante aproximadamente ocho horas hasta que la presión se estabilizara. El día siguiente se retomaba la inyección de helio para rectificar por un periodo más corto, hasta tener presiones estables, luego se encendía la manta de calentamiento número uno hasta alcanzar los 324-394°C momento en el cual se apertura la entrada de aire.

Para las pruebas PC-3, PC-4 La corrida experimental se dividió en dos partes. Inicialmente se ejecutó la inyección de vapor de agua. Luego de haber alcanzado una temperatura alrededor de los 228 - 233°C, se cerró la inyección de vapor y se aperturó la entrada de aire. A continuación se explica cada procedimiento experimental:

Apertura de caminos con helio

Este procedimiento aplica solo para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5.

Se dio inicio a la apertura de canales preferenciales con la inyección de helio a una tasa inicial aproximada de 71,4 ml/min, luego se va aumentando el flujo a medida que el diferencial de presión desciende y se estabiliza.

Inyección de Vapor

Este procedimiento aplica solo para las pruebas PC-3 y PC-4

- Se calentó el generador de vapor E-01, de 10 en 10°C, hasta que alcanzó una temperatura de 250°C, a esta temperatura se considera que el agua estaba en el estado vapor sobrecalentado debido a que está a 20°C por encima de la temperatura de saturación del agua a 400 psig, es decir, por encima de 230°C.
- Con el controlador TIC-01 se ajustó la temperatura interna del generador de vapor, y con el equipo TIC-02 se controló la temperatura de la línea que va de la salida del evaporador hasta la válvula de entrada de la celda.

- Cuando la temperatura interna del generador de vapor alcanzó los 250°C se inyectó una tasa de flujo de agua, con ayuda de la bomba P-01, a la celda. Durante el barrido de crudo por inyección de vapor se tomó muestras a la salida de la línea de producción cada 40 ml inyectados de agua.

Inyección de aire

Para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5 se encendía la manta de calentamiento número uno hasta alcanzar los 324-394°C momento en el cual se apertura la entrada de aire.

Para las pruebas PC-3 y PC-4 Cuando la termocupla interna TI-01 indicó una temperatura cercana a 228 - 233°C, el procedimiento consistía en cerrar la entrada de vapor de agua y abrir la entrada de aire. Sin embargo, para cada prueba planteada el procedimiento es distinto. A continuación se explica en qué consistía cada experimento planteado.

Prueba 3 (PC-3): Cerrar la válvula de entrada de vapor, apagar la bomba P-01 y abrir la válvula de entrada de aire. Inyectar una tasa de flujo de aire igual a 1 L/min.

Prueba 4 (PC-4): Abrir la válvula de entrada de aire y empezar a inyectar una tasa de flujo de aire igual a 1 L/min. Inyectar aire y vapor simultáneamente hasta que se observó en el analizador en línea un aumento significativo del CO₂ lo que indico el inicio de la ignición y así proceder a cerrar la válvula de entrada de vapor y apagar la bomba P-01.

- Con la inyección de aire se observó en el programa de monitoreo del proceso el comportamiento del mismo, el cual aumentaba la temperatura de la celda progresivamente en cada una de las termocuplas hasta alcanzar un máximo, lo que significaba que el frente de combustión estaba sobre la termocupla, para luego empezar a disminuir su temperatura, esto sucedió con cada una de las termocuplas del proceso. También en la pantalla del programa se observó el aumento de la concentración de los gases de combustión, medida por un analizador de gas en línea marca *Servomex* modelo 4200. El programa

utilizado cuenta con un *software Lab View* creado por la empresa *National Instruments*. Este arrojaba los datos de temperatura cada 15 segundos. Lo mismo que 4 datos por minuto.

- A medida que el frente avanzaba se tomaron muestras de combustión en los viales separándolas así en lo que fue la etapa de empuje, precalentamiento y combustión, cada muestra se tomó en el tiempo indicado para evitar que el cilindro que está tomando la muestra se llenara en su totalidad. También se realizó una toma de muestra de los gases de combustión producidos cada 5-20 minutos.
- Una vez que el proceso pasó por todas las zonas de la celda y la termocupla TI-07 llegó aproximadamente a 400°C, se cerró la inyección de aire, con lo que se logró la extinción del frente de combustión y se recolectó la última muestra de la prueba.
- Luego de 12 horas se tomaron los gases que se produjeron una vez apagado el frente, estos gases se tomaron mediante el uso de un gasómetro marca *Chandler Engineering*.
- Se midió concentración de H₂S con la bomba de muestreo de gases GASTEC GV-100S.

3.8 Procedimientos posteriores a la prueba de combustión

3.8.1 Desmontaje de la celda

En esta fase se realizó el desmontaje de la celda así como la limpieza de las conexiones y tuberías que se llenaron de crudo durante la corrida de la prueba. Se esperó un mínimo de doce horas para poder realizar el desmontaje y la limpieza, tiempo en el cual se enfrían todos los equipos y accesorios que fueron sometidos a calentamiento. Se utilizó solvente VQ5, tolueno y diclorometano para limpiar los botes de crudo dentro y fuera del horno así como para limpiar todas las conexiones sucias. El procedimiento seguido es mostrado a continuación:

- Se retiró las conexiones que se encontraban en la entrada y salida de la celda.
- Luego las conexiones de las termocuplas de la celda, tanto las internas como las externas y las conexiones de las mantas eléctricas se desconectaron.

- La celda se retiró del horno.
- Se desmontó y se pesó el sistema de muestreo.

3.8.2 Desempaque de la celda

En esta última etapa de la prueba se desempacó la celda con el fin de obtener las muestras de arenas saturadas con crudo, producto de la corrida experimental. A continuación se muestra el procedimiento seguido en esta etapa.

- El material aislante de la celda, así como las resistencias y las termocupas de pared o externas se retiraron.
- La arena contenida en la celda por cada zona se retiró. Donde la zona 1 está entre la primera tapa (de entrada) y la primera termocupla, zona 2, 3, 4, y 5 están entre termocupla y termocupla, zona 6 está entre la termocupla 5 y la tapa de salida.
- Las tapas de entrada y salida de la celda se pesaron para tener conocimiento de la masa de restos de crudo.
- La celda y los accesorios limpios se pesaron.

3.9 Análisis de corrientes de la prueba de combustión

En la parte final del desarrollo del proyecto se realizaron los diferentes análisis con las muestras obtenidas. Para esto se realizaron una serie de estudios basándose en normas ASTM y procedimientos propios de laboratorio; los análisis a los que fueron sometidas las muestras líquidas son la determinación de la densidad (para el cálculo de los °API) y determinación de viscosidad; los análisis realizados a las arenas son limpieza de arena llena de crudo y la determinación del coque; a los gases de combustión tomados se realizó un análisis cromatográfico. En las secciones siguientes se muestra de manera detallada los procedimientos seguidos en cada prueba.

3.10 Limpieza de crudo de las muestras de arena

Las arenas impregnadas de crudos fueron sometidas a un proceso de extracción y limpieza siguiendo la norma ASTM D5369 (2000), la cual describe el

procedimiento para la limpieza de arena saturada con fluidos residuales. Este método de limpieza de también es conocido como Soxhlet, y se basa en la extracción–destilación continua de un solvente aplicado a arenas sueltas, núcleos consolidados y no consolidados. El equipo permite que un solvente sea destilado y posteriormente condensado por la sustancia refrigerante para ser distribuido sobre la muestra, limpiarla y drenar nuevamente hacia el balón donde es continuamente destilado. Se utilizó un balón de un litro de capacidad, conectado a un portamuestra de vidrio marca Pirex de 25 cm de longitud y 5 cm de diámetro interno, con boca superior de 55/44” y boca inferior de tamaño 24/40”, y a un condensador marca Pirex de 62 cm de longitud y boca de tamaño 24/29”; el balón se colocó sobre una manta de calentamiento con agitación magnética; las muestras se colocaron en dedales de extracción de celulosa con doble espesor de diámetro interno de 4,5 cm y de 12 cm de longitud (ver montaje en la Figura 3.11). A continuación se presenta el procedimiento seguido en la realización de esta prueba.



-
1. Condensador
 2. Pinza de sujeción
 3. Portamuestras con dedal
 4. Balón con crudo
 5. Manta de calentamiento con agitación magnética

Figura 3.11 Montaje Experimental Soxhlet

- El balón se llenó con tolueno hasta la mitad de su capacidad y se colocó dentro de la manta de calentamiento.
- Los dedales vacíos se pesaron. Posterior a esto la arena retirada de la celda por zona se colocó en cada dedal.
- Los dedales con la arena impregnada se pesaron y colocaron dentro del porta muestras.
- El condensador se acopló a la trampa calibrada asegurándolo con una pinza de sujeción.
- El sistema se dejó en destilación – extracción continua hasta que el líquido que gotea de la muestra al balón fuese cristalino.
- Se esperó hasta que el sistema se enfriara (temperatura ambiente) y se cerró la llave de recirculación de agua.
- El dedal de extracción se sacó del porta muestras con una pinza de sujeción y se colocó en la campana de extracción por un mínimo de doce horas. Se colocó en la estufa a 120°C.
- Por último se pesó la masa de arena limpia y se determinó la masa de crudo lavado.

3.10.1 Determinación de la masa de coque

A continuación se describe el procedimiento seguido para la determinación de la masa de coque:

- Se introdujo en la mufla marca Thermolyne modelo Fumace 1400 (Ver Figura 3.12) con flujo interno de aire y a 500°C la arena previamente lavada del crudo.



Figura 3.12 Mufla para quemar coque

- Luego de dejar dentro de la mufla a esa temperatura por 30 min, se dejó enfriar la mufla junto a las muestras de arena y se pesaron. Con la diferencia de masas antes y después de quemar el coque, se contabilizó la cantidad de coque que contenía la arena.

3.1 Determinación de gravedad API, viscosidad, densidad y análisis cromatográfico

El procedimiento empleado para medir la densidad y la gravedad del crudo se hizo a través de un densímetro digital modelo “DMA-4500” (Ver Figura 3.13), marca AntonPaar, regido por la norma ASTM D 4052-96. Trabaja en un rango de 0 - 3 g/cm³, con una precisión de 1x10⁻⁵ g/cm³, la lectura final puede ser programada hasta la cuarta o quinta cifra decimal según el método y a un rango de temperatura de 0°C a + 90°C con una precisión de 0,01 °C.



Figura 3.13 Densímetro Digital DMA 4500.

La medida de la viscosidad se realizó mediante el reómetro MCR-301 (Ver Figura 3.14) de la compañía *AntonPaar*, que permite realizar gradientes de temperatura que van desde -20°C a 200°C mediante un elemento Peltier de Calentamiento, gradientes de velocidad en un amplio rango, realizando ensayos rotacionales y oscilatorios de las muestras a diferentes frecuencias e intervalos de amplitud, con la finalidad de obtener datos de esfuerzos cortantes, viscosidades y análisis modelos reológicos. Se evaluó la viscosidad para una velocidad de corte de 10s^{-1} , aplicando la normativa ASTM D7175 (2008).

Los análisis cromatográficos de los gases producidos de combustión se realizaron con un cromatógrafo marca HP modelo 6890 (Ver Figura 3.15). Este cuenta con cuatro columnas, la primera es como HP-Plot Q de dimensiones (60 cm. x 530 m.c.m x 40 m.c.m), la segunda como GS-AluminaKCl de dimensiones (30 m. x 530 m.c.m.), la tercera como HP-Plot Q de dimensiones (28 m. x 530 m.c.m. x 40 m.c.m) y la cuarta es nombrada como HP-MoleSieve de dimensiones (15 m. 530 m.c.m x 25 m.c.m.).



Figura 3.14 Reómetro Physica MCR-301



Figura 3.15 Cromatógrafo de gases

3.12 Porcentaje de agua libre en las muestras de crudo por empuje de vapor

- Esta parte del procedimiento consistió en agregar las muestras que eran suficientes a un sistema de separación por decantación ver Figura 3.16 y así obtener el volumen de agua libre y el de muestra emulsionada ver Figura 3.17.
- Luego se agregó tolueno y desemulsificante al vial que contenía la muestra tomada del proceso de combustión. Para así separar las fases de crudo y agua
- Las muestras se dejan en el sistema de separación por decantación aproximadamente 24 horas y luego se realizan las siguientes mediciones:
- Para el agua libre se procede a recolectar la muestra en un envase previamente pesado abriendo el recipiente en forma de zanahoria por la parte inferior hasta que salga toda el agua, luego se pesa el envase y se cuantifica la masa de agua libre.
- Para saber el agua que está en la muestra emulsionada se procede a recolectar la muestra en un envase previamente pesado abriendo el recipiente en forma de zanahoria por la parte inferior hasta que salga un volumen aproximado del que se estimó para muestra emulsionada (La cual se vio acercando una luz y viendo las burbujas de agua en la zona de crudo), luego se pesa el envase y se cuantifica la masa de muestra emulsionada y por último se agrega tolueno a esta muestra y se coloca en un recipiente con escala volumétrica para así separar las fases de crudo y agua y poder cuantificar.

- El resto de la muestra de crudo se recolecta en un recipiente para medir densidad y viscosidad.
- Luego se lava el recipiente en forma de zanahoria con tolueno y desemulsificante y se coloca en un recipiente con escala volumétrica para así separar las fases de crudo y agua y poder cuantificar.



Figura 3.16 Sistema de separacion por decantación

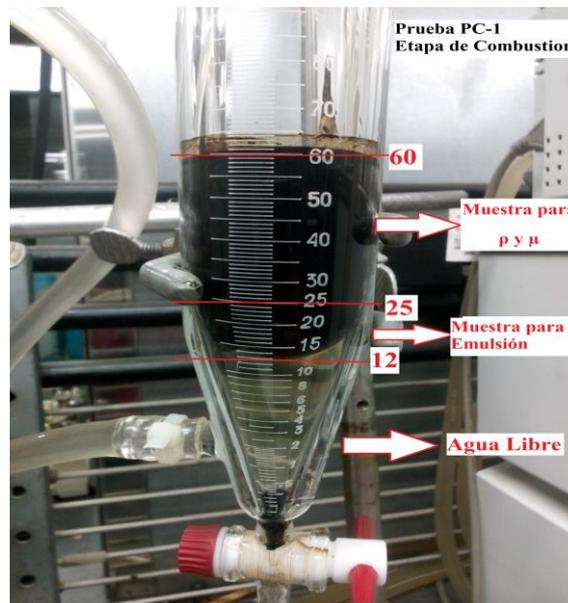
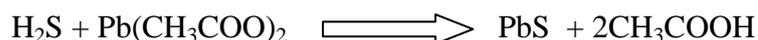


Figura 3.17 Muestra proveniente de la etapa decombustion para la PC-1

Para las muestras que no fueron suficientes el procedimiento consistió en agregar tolueno y desemulsificante al vial que contiene la muestra tomadas del proceso de combustión. Para así separar las fases de crudo y agua y poder cuantificar.

3.13 Medición de la concentración del sulfuro de Hidrogeno (H₂S)

Para la medición del contenido de h₂s en el gas efluente se utilizan tubos colorimétrico marca Gastec No. 4H con rango de medición de 0 a 4000ppm, el principio de medición se basa en el cambio de color del tubo colorimétrico según la siguiente reacción:



Procedimiento para la medición:

1. Romper los extremos del tubo colorimétrico con el orificio que se encuentra en la bomba de succión (TipoBeaker).
2. Insertar el tubo colorimétrico en el orificio de entrada de la bomba de succión de tal modo que la flecha impresa en dicho tubo apunte hacia la bomba.
3. Alinear la guía de la perilla de la bomba con la marca del volumen de muestreo a utilizar.
4. Halar la perilla de la bomba hasta escuchar un *click*, lo cual indica que se alcanzó el volumen, esperar 45 segundos y confirmar que se haya completado el muestreo observando la marca respectiva en la perilla de la bomba.
5. Leer la concentración del H₂S en la interface donde esta reactivo colorado (marrón).
6. Si la medida de la marca de H₂S sobrepasa los 2000ppm, repetir el procedimiento utilizando un tubo nuevo y 50ml de volumen de muestreo, el valor obtenido se multiplicar por dos (2).
7. Realizar la corrección por presión según la siguiente ecuación

$$\text{Concentración Corregida} = \frac{\text{Leída del tubo (ppm)} \times 1013 (\text{hPa})}{\text{Presión Atmosférica (hPa)}}$$

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Condiciones iniciales de las celdas (propiedades del medio poroso) para cada prueba

Se realizaron 5 pruebas, PC-1, PC-2 y PC-3, PC-4 y PC-5. Las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5 fueron realizadas para evaluar el efecto de la mineralogía en la generación de gases ácidos, las mismas se llevaron a cabo mediante el proceso de ignición por calentadores eléctricos mientras que las pruebas PC-3 y PC-4 fueron realizadas para la evaluación del efecto de la mineralogía en el mecanismo de ignición por vapor.

La arena de yacimiento utilizada posee una variada granulometría, lo que origina las diferencias en las cantidades introducidas durante el empacado de las celdas. La variación en el tamaño de grano, la cantidad de arena empacada y la compactación de la misma, afectan principalmente el volumen poroso y por lo tanto, los valores de porosidad y permeabilidad.

En la Tabla 4.2, se muestran los valores de las propiedades de cada una de las celdas para cada prueba. A pesar, de que los valores de permeabilidad no son iguales entre sí, están cercanos al valor reportado del yacimiento (ver Tabla 1 del Apéndice A). La permeabilidad de la roca al gas presenta una tendencia a reportar resultados superiores en todos los casos y es debido a que el mismo tiene mayor facilidad para desplazarse a través del medio poroso (El Pozo Ilustrado, 1985).

En cuanto a la masa empacada por cada celda, se dificulta empacar la misma cantidad en todas las pruebas, debido a que la cantidad de arena que puede entrar en esta, depende de los golpes dados con los instrumento para empacar. A pesar de seguir minuciosamente el mismo procedimiento experimental para todas las pruebas, la masa empacada varía. Tomando en cuenta el volumen poroso, el volumen muerto en las conexiones de entrada y salida de las celdas y el balance

de masas de fluidos que salen y entran, luego de saturarlas con crudo, se calculó la cantidad de agua y crudo, y sus respectivas saturaciones (S_o y S_w).

A fin de facilitar la comprensión de la información presentada, la discusión de resultados se dividió en dos partes, una para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5, y otra para las pruebas PC-3 y PC-4. Esto debido a la variación en el procedimiento experimental para ambos grupos de pruebas.

Tabla 4.2 Condiciones iniciales de la celda para cada prueba

Prueba	PC-1	PC-2	PC-5	PC-3	PC-4
Masa de Arena empacada (g)	604	612	600	602	603
Volumen poroso (ml)	112,46	122,44	117,42	117,11	119,12
Porosidad \emptyset (%)	33,22	36,17	34,68	34,59	35,19
Masa total de crudo en la celda (g)	109,3	107,34	109,18	107,23	109,29
Masa total de agua en la celda (g)	7,70	16,66	9,82	11,77	11,71
% Saturación de crudo másico (%)	93,42	86,56	91,75	90,11	90,32
% Saturación de agua másico (%)	6,58	13,44	8,25	9,89	9,68
Permeabilidad al gas (Darcy)	2,47	2,40	1,78	2,02	2,37
Permeabilidad al agua (Darcy)	1,11	1,21	1,4	0,71	1,29

En las pruebas realizadas no se midió la permeabilidad al crudo debido a las altas presiones alcanzadas en la saturación con crudo las cuales sobrepasan la presión máxima de operación de los equipos.

Como se observa la cantidad de agua, así como la saturación al agua, se mantienen más o menos estables, resultado esperado porque en todos los experimentos se trabajó con la misma arena (mojabilidad constante). Sin embargo, PC-1 varía significativamente de las demás, posiblemente porque el barrido del crudo al momento de su saturación fue más eficaz, permitiendo que mayor porcentaje de crudo pudiese desplazar el agua de la celda hasta alcanzar la saturación irreducible de agua en la roca.

4.2 Pruebas de combustión Seca tipo tubo (Pruebas PC-1, PC-2 y PC-5)

4.2.1 Fase de inyección de Helio y etapa de pre-calentamiento

Esta fase consistió en la apertura de canales preferenciales mediante la inyección de helio desde una tasa baja aproximadamente de 71,4 ml/min hasta llegar a la tasa de operación de 940 ml/min (0,1219 a 0,14 g/min), este proceso de empuje por helio tuvo una duración de 464,25 min para la prueba PC-1, 590 min para PC-2 y 633 min aproximadamente para la prueba PC-5. Las figuras 4.1 y 4.2 muestran los perfiles de la presión diferencial registradas durante el proceso de empuje y precalentamiento para las pruebas PC-1 y PC-5. En el caso de la prueba PC-2 debido a problemas técnicos el sistema de adquisición y control de proceso no guardó los datos registrados durante el desarrollo de la prueba, por lo cual no fue posible presentar algunos gráficos de manera explícita.

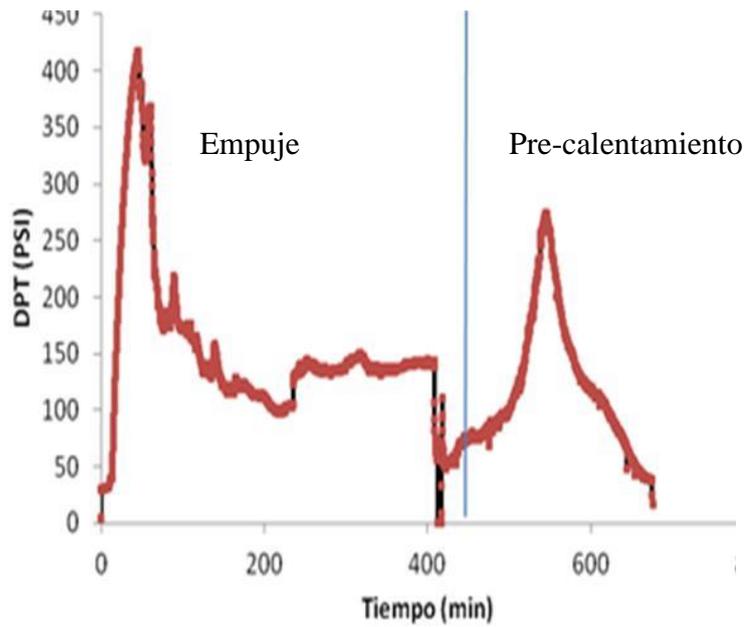


Figura 4.1 Diferencial de presión etapa de inyección de helio para PC-1

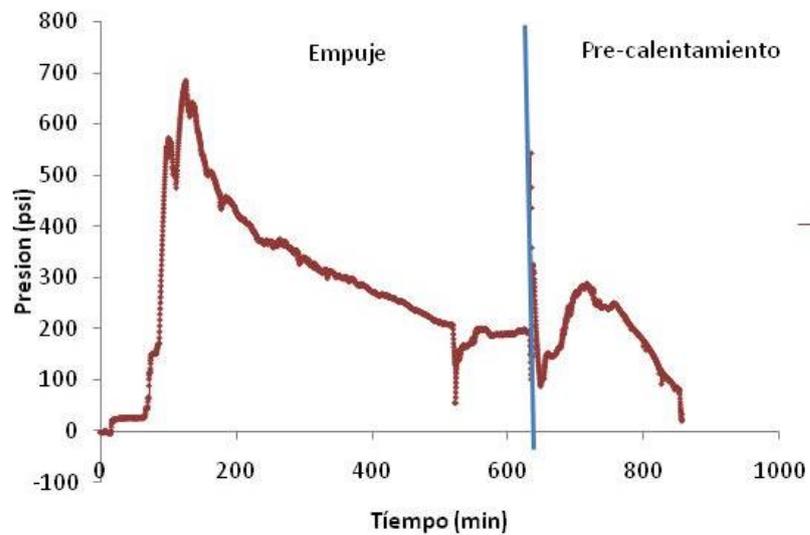


Figura 4.2 Diferencial de presión etapa de inyección de helio para PC-5

En la etapa de empuje con helio se observó el máximo de diferencial de presión para las pruebas estudiadas, siendo de 416,92 psi para PC-1 y 684,64 psi para PC-5. En la etapa de precalentamiento se observa un nuevo aumento en el diferencial de presión, el cual fue mayor en la prueba PC-5, con un valor de 294 psi. En la prueba PC-1 el diferencial de presión alcanzó aproximadamente 274 psi. En la etapa de empuje el helio es inyectado de manera progresiva hasta la tasa

establecida de 0,8 l/min a condiciones normales, en este caso el helio al abrirse paso a través del medio poroso genera un aumento en la presión de inyección debido a la resistencia al flujo ofrecida por el crudo, una vez establecido el canal de flujo, la presión de inyección disminuyó y se pasó a la fase de precalentamiento.

El proceso de precalentamiento se hizo de manera lenta (2°C/min) hasta alcanzar la temperatura de ignición de 400°C aproximadamente, en esta etapa el aumento en la presión diferencial se debe a la competencia de flujo entre el crudo móvil y el helio circulante. Este comportamiento es similar al observado por Izarra y col. (2009) y Vázquez y col. (2009) quienes trabajaron con crudo proveniente del mismo campo al utilizado en esta investigación, donde en la etapa de precalentamiento obtuvieron diferenciales de presión de hasta 300 psi, debido a la alta viscosidad del mismo.

4.2.2 Fase de Inyección de Aire para la prueba PC-1, PC-2 y PC-5

Al alcanzar las temperaturas 393,91°C (PC-1), 336 °C (PC-2) y 324,547 °C en (PC-5) en la cara de la arena registrada por la termocupla interna N°1 se comenzó la inyección de aire. En las Figuras, 4.3 y 4.4 se puede observar que la inyección de aire comenzó en el minuto 676 y 855,75 para las pruebas PC-1 y PC-5 respectivamente. En la prueba PC-2 la inyección comenzó al minuto 726 el cual fue registrado de manera manual.

En las figuras anteriormente mencionadas se muestra un comportamiento similar en las pruebas ejecutadas. Se observa que la temperatura en la termocupla T-2 comienza a incrementar progresivamente y al mismo ritmo aumenta las concentraciones de CO₂ indicando el inicio de la oxidación del crudo. Sin embargo, en PC-1 entre los 800-900 minutos la concentración del CO₂ decae hasta valores de 9% molar por lo que se presume que un mayor contenido de arcilla en la matriz inorgánica conllevó a una mayor generación de combustible, que para el flujo inyectado resultó en un proceso más lento y por tanto con mayor pérdida de calor (Vossoughi y col. 1982). Por lo que se decidió aumentar el flujo de aire en el minuto 798 de 0,78 l/min a 0,91 l/min observándose como la

concentración de CO₂ aumentó, estabilizándose alrededor de 14% molar desde el minuto 882 hasta el final de la prueba (PC-1). El comportamiento observado permitió establecer la tasa de inyección de aire óptima de 0,91 l/min para el resto de las pruebas (PC-2, PC-3, PC-4 y PC-5).

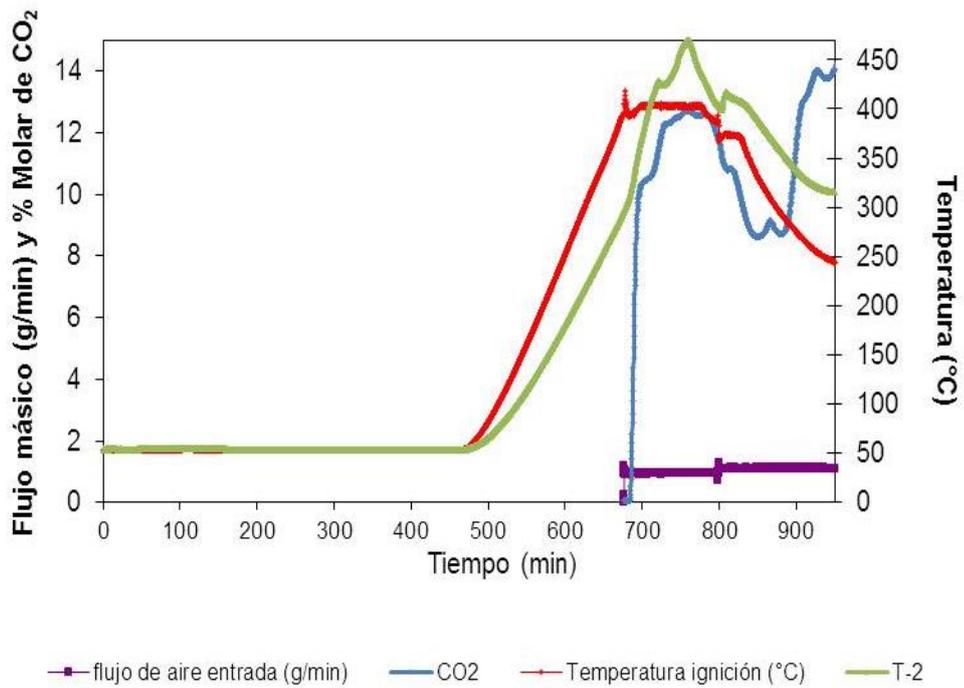


Figura 4.3 Fase de Calentamiento eléctrico hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupla e ignición en la segunda para la prueba PC-1

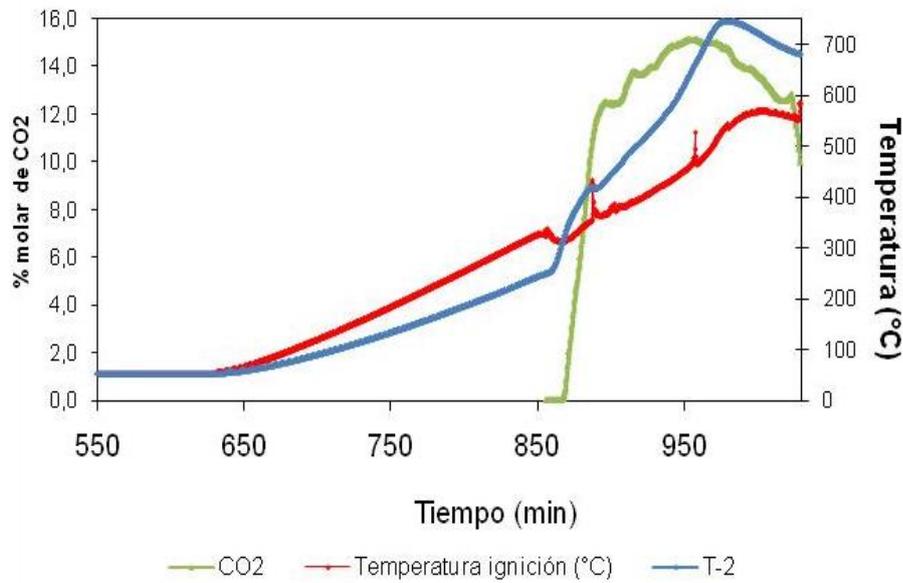


Figura 4.4 Fase de Calentamiento eléctrico hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupla e ignición en la segunda para la prueba PC-5

4.2.3 Comportamiento térmico y velocidades de las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5

En las Figuras 4.5, 4.6 y 4.7 los perfiles de temperatura presentan el comportamiento clásico para experimentos en tubos de combustión (Sarathi, 1999). En este caso, la temperatura aumenta de manera progresiva en cada termocupla hasta alcanzar un máximo (PC-1 T-1=418,17°C, T-2=469,3°C, T-3=404,18°C) (PC-2 T-2=725,02°C, T-3=602°C) (PC-5 T-1=583,29°C, T-2=745,84°C, T-3=681,88°C) el cual es representado por el pico que se observa en las gráficas (Ver figuras 4.5, 4.6, 4.7), Posteriormente, el frente avanza y la temperatura disminuye, conservando los 5 °C de diferencia entre la termocupla interna y externa a través de los calentadores. En el caso de PC-1 la termocupla T-4 luego de tener su pico máximo se observa un nuevo incremento de la temperatura lo cual puede ser explicado debido a la influencia del calentamiento en la zona de la termocupla T-5, puesto que a pesar que el frente avanza hacia a la termocupla T-5, la termocupla T-4 seguía indicando un aumento de temperatura gracias a la transferencia de calor por conducción a través del cuerpo de la celda que ocurre en las zonas cercanas al frente. Una vez alcanzado las máximas de

temperatura en T-5 y T-6 (PC-1 T-5=574,77°C, T-6=562,31°C)(PC-5 T-5=552,21°C, T-6=506,13°C) el proceso se detuvo debido que la termocupla T-7 alcanzó una temperatura superior a 400 °C, y para evitar que el frente de combustión avance hasta las tuberías de producción, se tomó la decisión de cerrar el flujo de aire y apagar el sistema. Sibbald y col. (1988), expresan que el uso de tubos de pared delgada disminuye el efecto de transferencia de calor en la pared de la celda. La transferencia de calor se logra a través del metal de la celda con espesor de 0,529 cm. El grosor de la celda de combustión es más ancha que la celda utilizada por Martin y col., los cuales usaron 2 celdas para sus experimentos, la primera celda con un espesor de pared de 0.159 cm y la segunda con 0.0889 cm. Al usar una celda de combustión de menor espesor la transferencia de calor a través de ella disminuye.

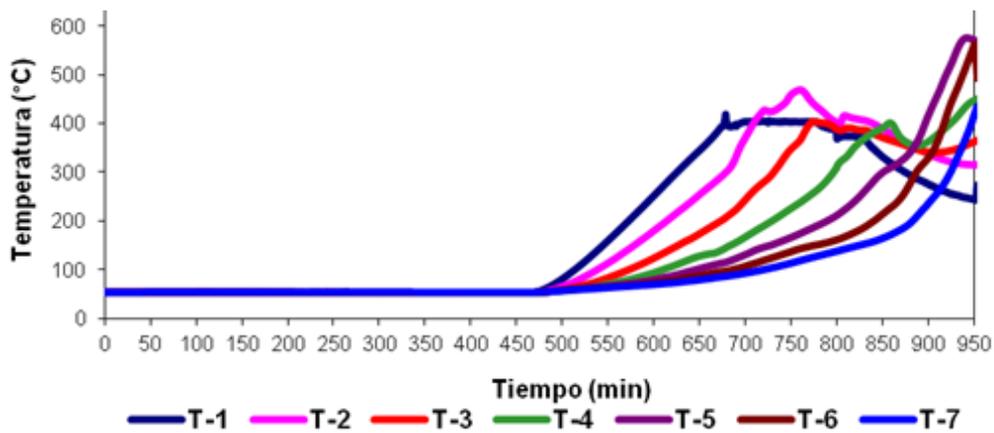


Figura 4.5 Perfiles de temperatura para todas la termocuplas internas durante la prueba PC-1

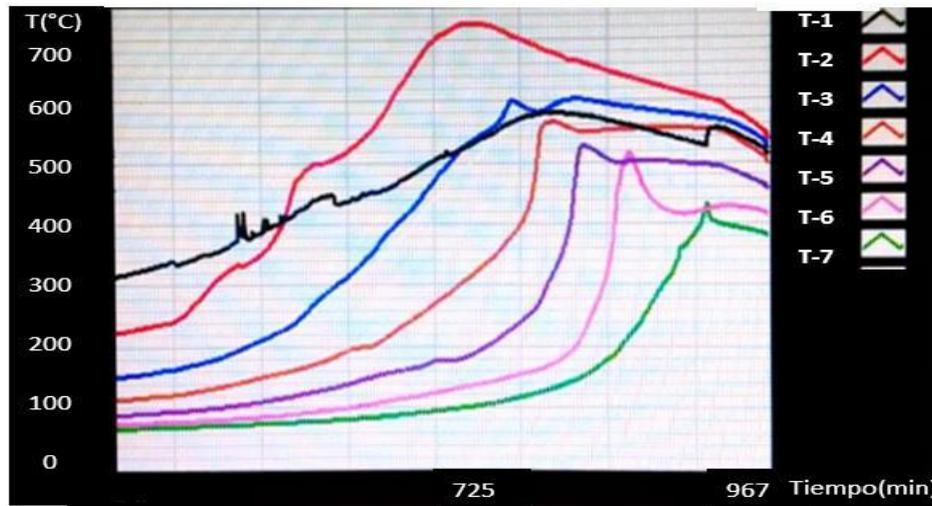


Figura 4.6 Perfiles de temperatura de todas las termocuplas internas durante el proceso de combustión para la prueba PC-2

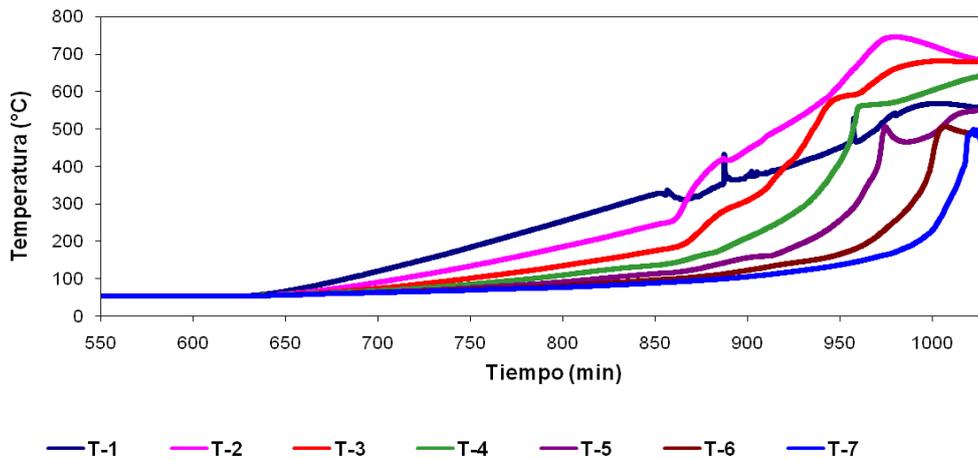


Figura 4.7 Perfiles de temperatura de todas las termocuplas durante el proceso de combustión para la prueba PC-5

Las velocidades del frente de combustión fueron obtenidas a partir del perfil de temperaturas, ya que se conoce la distancia entre cada termocupla (5cm) y el tiempo que tardó el frente en alcanzar 400 °C. La velocidad de frente se mantuvo entre los (10 cm/h y 14,6 cm/h) para PC-1, (6,122 y 33,33 cm/h) para PC-2 y (10,526 y 16,438 cm/h) para PC-5 en el período estabilizado, es decir, en el

tiempo donde las velocidades del frente y la concentración del CO₂ no tuvieron variación significativa, Para la Prueba PC-1 el período estabilizado estuvo entre los 896,5 y 946,75 minutos para PC-2 entre 236,0 y 328,0 minutos y para PC-5 entre 948,50 y 1017,25 minutos. Vásquez y col. (2009) en sus pruebas de combustión obtuvieron una velocidad de frente entre 9,2 y 11,3cm/h. Albornoz y col. (2009) obtuvieron valores semejantes cuando realizaron pruebas de combustión seca con rípios y crudo provenientes del mismo yacimiento estudiado en este proyecto, reportaron velocidades del frente entre 9,3 y 11,7 cm/h y temperaturas máximas entre 544,47°C y 570,12°C. Izarra y col. (2010) obtuvieron valores semejantes cuando realizaron pruebas de combustión seca con crudos de gravedad API de 8,6 pertenecientes a la FPO, en las pruebas de combustión seca realizadas reportaron velocidades del frente entre 9,2 y 11,3 cm/h; y una temperatura media igual a los 500°C.

4.2.4 Composición de los gases producidos en las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5

La concentración molar de CO₂ inicialmente es baja, menor del 1,00%, pero a medida que el frente de combustión avanza esta aumenta marcadamente hasta alcanzar un rango entre 13,25% y 15% para la zona estable de dichas pruebas (Ver Tabla 4.3 y Figura 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11). Albornoz y col. (2009) alcanzaron concentraciones entre 14,05 y 15,78% de CO₂, en pruebas de combustión realizadas con rípios y crudo del mismo yacimiento perteneciente a la FPO con el cual se trabajó en esta investigación. Mientras que Bagci y Kok. (2001), realizaron pruebas de combustión húmeda con crudos pesados de gravedad API entre (10,3 y 26,6), pertenecientes a los campos Camurlu, BatiKozluca, Raman y Adiyaman en Turquía; obteniendo composiciones de CO₂ entre 13,1 y 15,4%.

La Figura 4.10 fue obtenida mediante las cromatografías realizadas para PC-2 y la Figura 4.9 es tomada de la pantalla del sistema automatizado de combustión para dicha prueba, debido al problema explicado en el ítems 4.2.1.

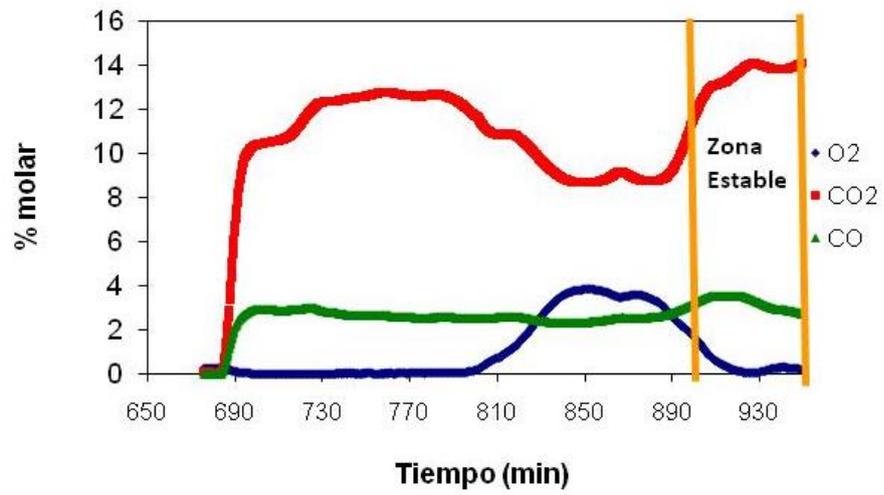
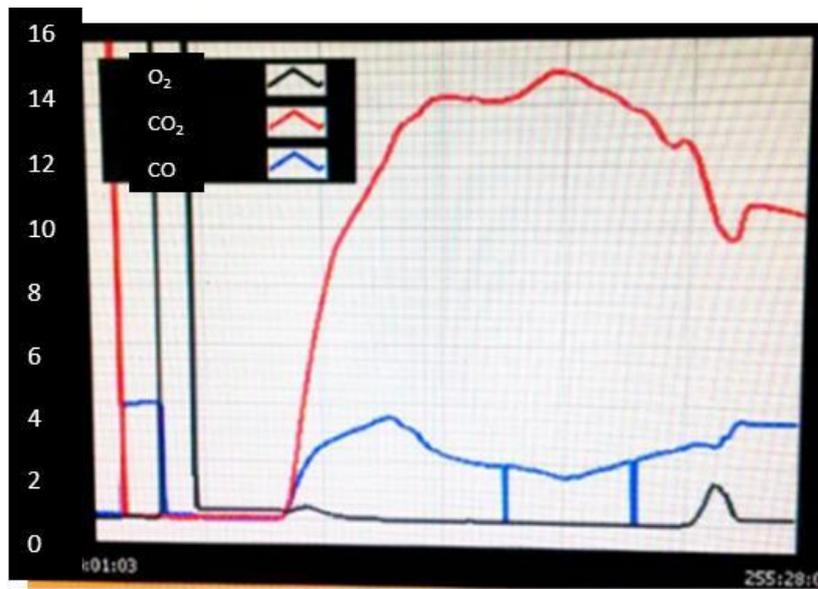


Figura 4.8 Composición de los gases producidos en la prueba PC-1



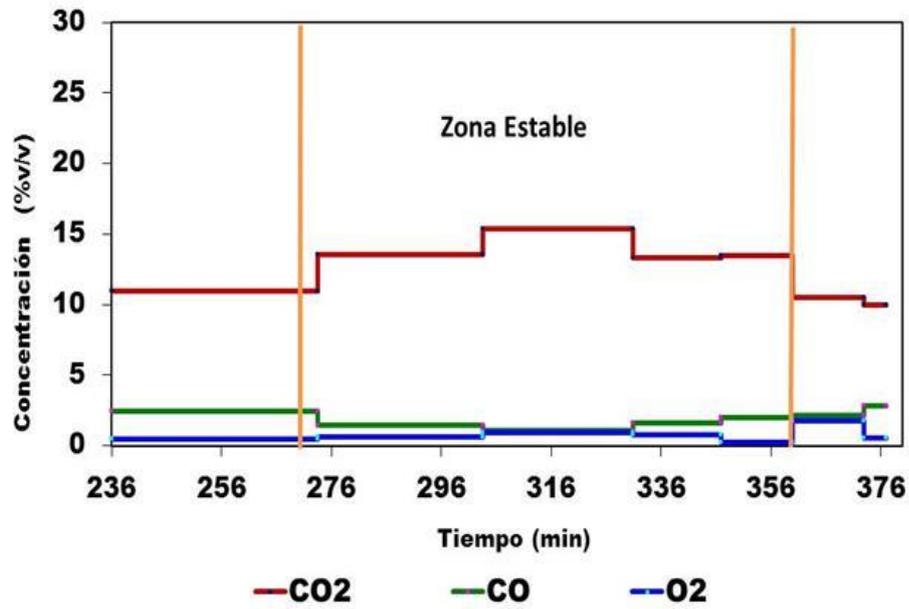


Figura 4.10 Composición promedio de los gases de combustión producidos para PC-2.

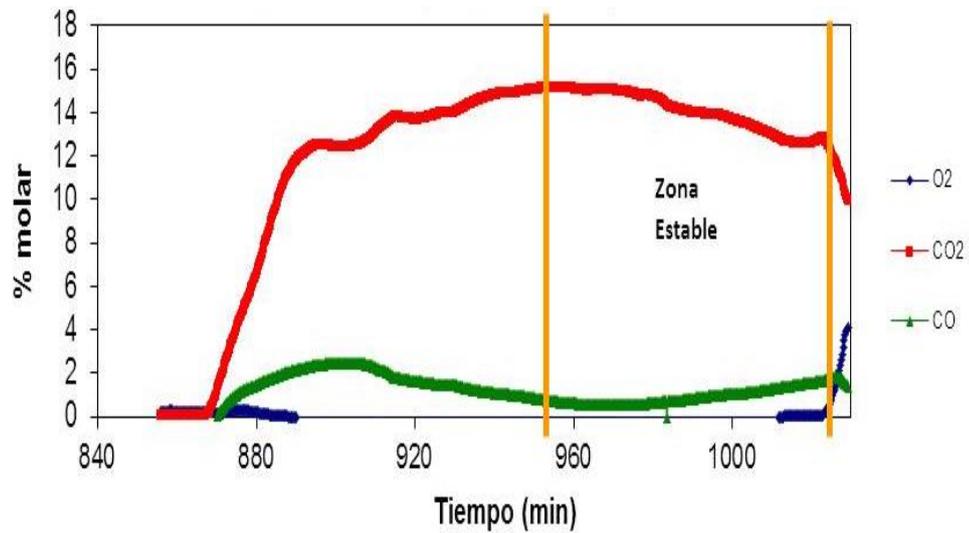


Figura 4.11 Composición de los gases producidos en la prueba PC-5

Tabla 4.3 Composición Molar de los gases de combustión en la zona estable de cada prueba

Prueba	% Molar O₂	% Molar CO₂	% Molar CO	% Molar N₂
PC-1	0,53	13,25	3,28	82,94
PC-2	0,2	15	3,4	81,4
PC-5	0	14,26	0,84	84,92

Cuando inicia la combustión la concentración de oxígeno va disminuyendo motivado a la reacción con el combustible formado, la cual produce el incremento en la concentración de CO₂ (Ver Figura 4.8), para PC-1 el periodo comprendido entre 770 y 840 minutos el O₂ empieza a aumentar y el CO₂ a disminuir, este hecho se atribuye a un incremento considerable del combustible formado, para la tasa de aire inyectada (0,78 l/min), valor referido de las pruebas realizadas por Fernández, (2015). Este flujo no fue suficiente para quemar el combustible necesario y propiciar un avance exitoso del frente de combustión, es por eso que en el minuto 798 se toma la decisión de aumentar el flujo de aire a 0,91 l/min y se observa como el frente empieza a responder nuevamente con un incremento del CO₂ y descenso del O₂ para el minuto 890 aproximadamente, tal como se señaló en el punto anterior. Este flujo de aire se tomó en cuenta para las siguientes pruebas PC-2 y PC-5 en las cuales el proceso de combustión se llevó con éxito. Se observa en las Figuras 4.8, 4.10 y 4.11 como la concentración de oxígeno se hace casi cero a medida que la de CO₂ aumentó hasta un punto máximo de 14,21% v/v para PC-1, 15% v/v aproximadamente para PC-2 y 15,16% v/v para PC-5.

En el último período del frente de combustión se puede observar como para las tres pruebas la concentración de O₂ estuvo muy cercana a cero. Albornoz y col., (2009) obtuvieron valores parecidos en la composición del oxígeno en pruebas de combustión con crudos de la FPO, el autor señala que los procesos de combustión estudiados resultaron ser bastante eficientes, dado que el oxígeno es consumido casi en su totalidad durante el desarrollo de la reacción.

La concentración de CO, estuvo entre 0,83 y 3,4 % v/v para la zona estable de las tres pruebas realizadas, valor cercano a los obtenidos por Albornoz y col. (2009) y Bagci y Kok. (2001), que obtuvieron una concentración alrededor del 2% de monóxido de carbono en sus pruebas de combustión.

En cuanto a la concentración de N₂, estuvo entre de 81,4 y 84,91% v/v en promedio para la zona estable. El N₂ es un gas inerte, y alguna variación puede deberse al cambio en la relación de este gas con respecto a los otros a medida que se desarrolla el proceso. Mamora y col. (1993) en sus pruebas con crudos pesados de Venezuela y Canadá, obtuvieron valores alrededor del 81% para el nitrógeno, lo cual es de esperarse dado la condición de inerte de este compuesto en las reacciones de combustión. Vázquez y col. (2009) y Albornoz y col. (2009), también obtuvieron valores alrededor de 83 y 81% respectivamente.

4.2.5 Recobro de Crudo para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-3

En la Figuras 4.12, 4.13, 4.14, se puede observar la recuperación de crudo obtenida luego de la CES. La recuperación es del 81% m/m en masa de la saturación inicial, 13% m/m de crudo consumido y 6% m/m de crudo no recuperado para PC-1; 84,41% m/m de recuperación en masa de la saturación inicial y 9,77% m/m de crudo no recuperado para PC-2, para esta prueba no se puede saber el crudo consumido debido a que no se puede determinar la masa acumulativa de gas producido, porque no se cuenta con las fracciones molares arrojadas por el analizador en línea para el proceso, ya que al momento de guardar los datos de dicha prueba el sistema arrojó un error, por lo que para esta prueba solo se cuenta con las cromatografías y datos puntuales tomados en varios instantes de la prueba; Para PC-5 la recuperación es del 84% m/m en masa de la saturación inicial, 7% m/m del crudo consumido y 9% m/m de crudo no recuperado.

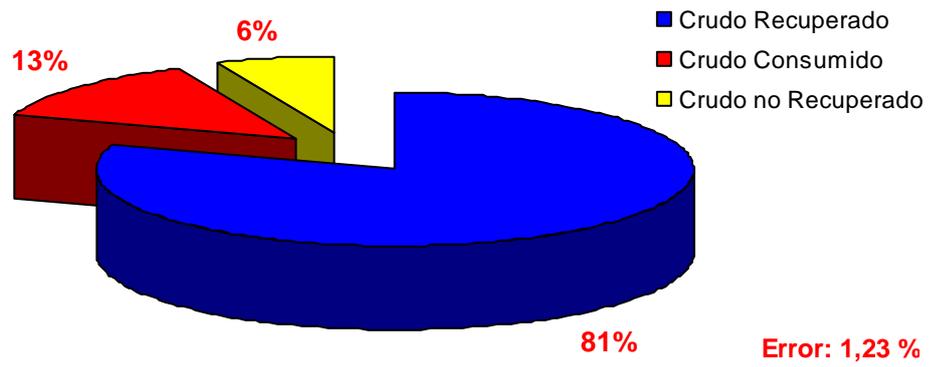


Figura 4.12 Recuperación de crudo en la prueba PC-1

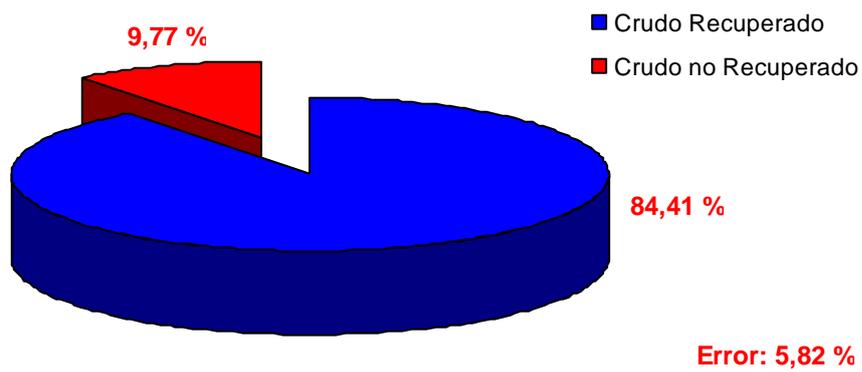


Figura 4.13 Recuperación de crudo en la prueba PC-2

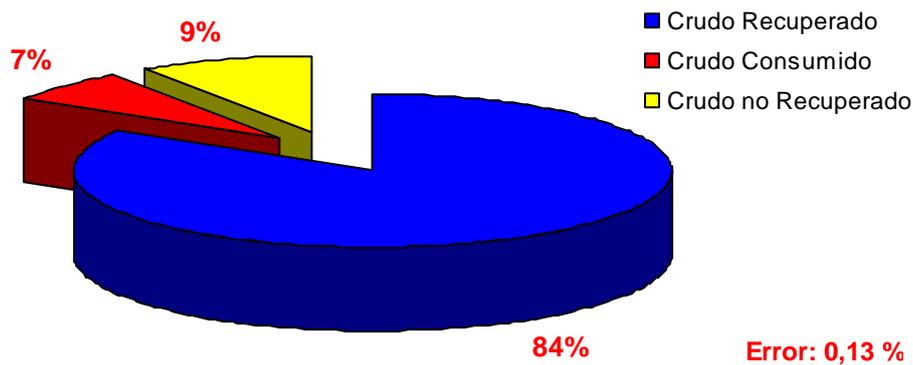


Figura 4.14 Recuperación de crudo en la prueba PC-5

La diferencias más significativa entre el valor del porcentaje de recuperación entre ambas pruebas está asociada al crudo consumido el cual disminuye casi al 50% para la prueba PC-5 en relación a PC-1. En PC-1 este valor es superior debido a que una mayor parte del crudo se convirtió en combustible porque en la primera etapa de esta prueba se usó como referencia la tasa de inyección de aire usada para pruebas con ripsos por Fernández, (2015) la cual fue una tasa muy baja para este tipo de pruebas con núcleos y la celda se estaba coquificando, es por eso que se decidió aumentar dicha tasa de inyección de manera que el proceso continuará y el frente no se apagará, esta experiencia fue tomada en cuenta para el desarrollo de PC-5. El porcentaje de crudo no recuperado es debido a que el proceso de combustión fue interrumpido en ambas pruebas cuando el frente se ubicaba entre las termocuplas T-5 y T-6, quedó crudo acumulado en las zonas de salida de la celda. Esto se puede apreciar en las imágenes presentadas en el Apéndice C, donde el contenido de hidrocarburos y coque incrementa desde la zona 1 (entrada a la celda) a la zona 6 (salida de la celda).

Albornoz y col. (2009) obtuvieron en sus pruebas de combustión por ignición mediante calentadores eléctricos, con crudos pesados de la FPO, un porcentaje de recuperación de crudo entre 73% y 91% en masa, el valor alcanzado para las pruebas PC-1 PC-2 y PC-5 se encuentra en este rango. También Mamora y col. (2001) obtuvieron un porcentaje de recuperación de crudo entre 71% y 94% en

masa de la saturación inicial cuando utilizaron crudos con gravedad API entre 10 y 11 provenientes de Venezuela y Canadá para sus pruebas de combustión.

En estas pruebas de CES, el porcentaje de crudo recuperado podría aumentar si no se finalizara el proceso de combustión antes de que el frente barrera en su totalidad la celda.

Adicionalmente, se observa que el valor del error arrojado por el cierre de balances de masas entre el petróleo original que está en sitio y el recuperado por el proceso está entre 0,13% y 1,23% m/m para PC-1 y PC-5 para PC-2 el error es de 5,82% valor que debería bajar si se pudiese calcular el crudo consumido. (Ver Apéndice B para los cálculos asociados). Estos errores menores al 5% m/m son un valor aceptable para este tipo de pruebas que poseen alta complejidad.

En cuanto al porcentaje de crudo recuperado por empuje, expansión térmica (precalentamiento) y por combustión en las Figuras 4.15 y 4.16 y 4.17 se muestra que se obtuvo un 6% m/m de crudo recuperado por empuje, un 19% m/m recuperado por expansión térmica y un 55% m/m recuperado por el proceso de CES para PC-1; 28% m/m de crudo recuperado por empuje y expansión térmica y un 56% m/m recuperado por el proceso de CES para PC-2; 15% m/m de crudo recuperado por empuje, un 15% m/m recuperado por expansión térmica y un 54% m/m recuperado por el proceso de CES para PC-5. La variación en los porcentajes de recuperación para cada etapa aunque pueden no ser significativos se debe al tiempo en que tarda cada proceso.

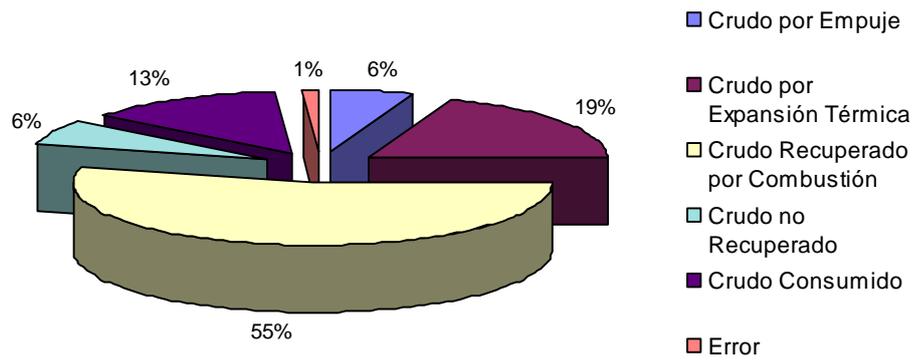


Figura 4.15 Recuperación de crudo en la prueba PC-1

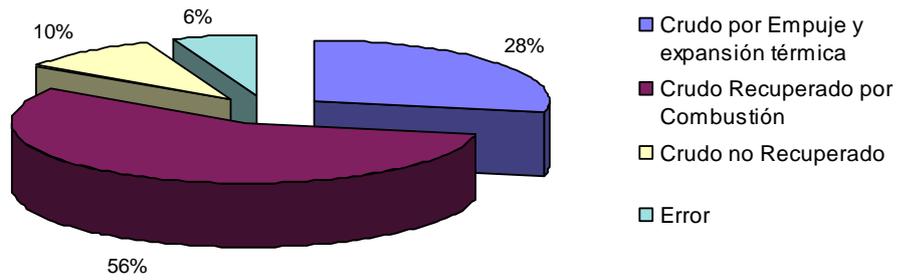


Figura 4.16 Recuperación de crudo en la prueba PC-2

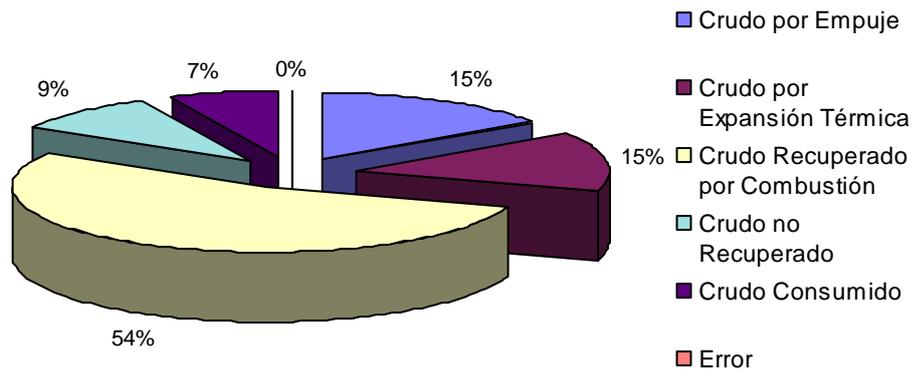


Figura 4.17 Recuperación de crudo en la prueba PC-5

4.2.6 Balance de masa de las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5

A continuación en la Tabla 4.4, se encuentra el balance de masa general del proceso:

Tabla 4.4 Balance general del proceso CES para las pruebas PC-1, PC2 y PC-

5

Pruebas	PC-1	PC-2	PC-5
ENTRADA			
Masa de Aire inyectada (g)	285,20	-	187,57
Masa inicial de Crudo dentro de la celda (g)	109,3	107,34	101,98
Masa inicial de Agua dentro de la celda (g)	7,70	16,66	15,02
Masa de agua formada (g)	26,02	-	15,85
Total	428,22	124	320,42
SALIDA			
Masa de gases de combustión (g)	281,34	-	180,25
Masa de gases de Flash	17,18	-	15,3
Masa de crudo recuperado (g)	95,57	90,01	94,60
Masa de agua de salida (g)	22,91	22,15	21,48
Masa de coque generado (g)	5,91	1,40	4,05

Masa de crudo impregnado en la arena(g)	1,23	9,08	6,29
Total	424,14	122,64	321,97
Error	0,95%	1,1%	0,48%

Para PC-2 no se hizo el balance completo ya que no se contaba con la data requerida para los cálculos, debido a un error presentado por el sistema al finalizar la prueba por lo que no se guardaron los archivos.

El error obtenido para el cierre del balance de masa es menor al 5% m/m en los tres casos, un valor aceptable para este proceso (Ver cálculos en el apartado 7 del Apéndice B). En la Tabla 4.4 se puede observar que para PC-1 se inyectó 52% más de aire que en la prueba PC-5. Si se observa en PC-2 se recuperó 4,8% menos de crudo que para PC-5 y 5,8% menos que para PC-1, pero ese crudo que no se recuperó pudo haber salido del sistema como gas de combustión. En cuanto a la masa de agua de salida, esta fue muy similar para las tres pruebas. Y el coque formado fue mayor para PC-1 debido a la decaída en el frente de combustión mencionada en análisis anteriores. Para PC-1 se puede observar en el Apéndice C, que para las zonas 5 y 6 hay mayor cantidad de coque que para las mismas zonas de la prueba PC-5, hay que destacar que las temperaturas del frente de combustión alcanzadas para la última (745,84°C) fueron superiores a las de PC-1 (675,75°C), de allí que se quemó más coque para la última prueba que para la primera.

4.2.7 Contenido de Sulfuro de Hidrogeno (H₂S) en el gas de combustión para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5

La producción de H₂S es un parámetro importante, ya que éste es un compuesto muy tóxico y corrosivo, que debe manejarse con cuidado en campo para evitar daños en las tuberías de producción de los pozos, en los seres humanos y en el ambiente.

En las Figura 4.18, 4.19 y 4.20 se observa la producción de H₂S en ppm para cada una de las pruebas. Los valores de H₂S reportados a medida que las pruebas fueron avanzando aumentaron hasta disminuir ya en la etapa final de la prueba.

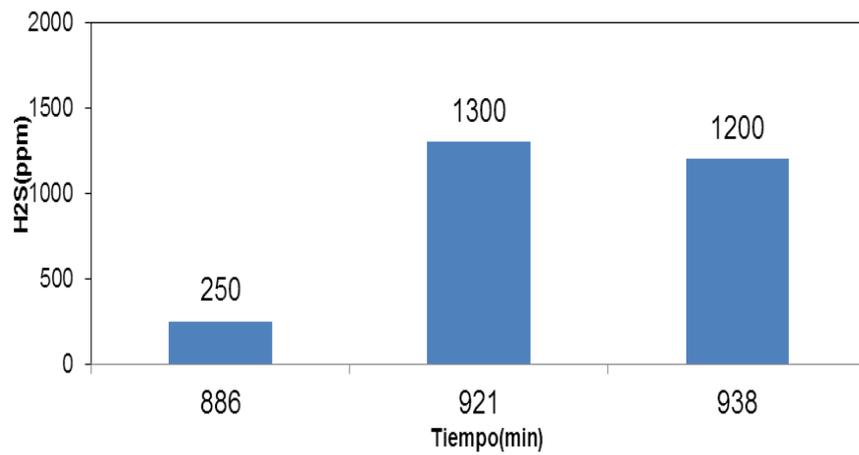


Figura 4.18 Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-1

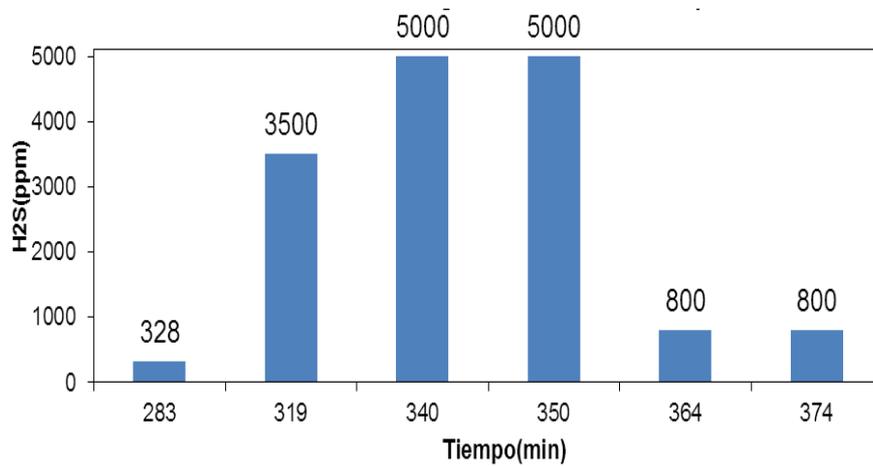


Figura 4.19 Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-2

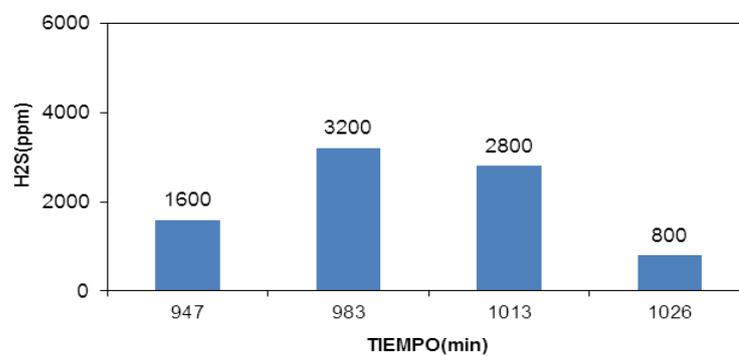


Figura 4.20 Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-5

La generación de H_2S depende del azufre contenido en: en el crudo original (en este caso es de 3,69% m/m), en el agua de formación preparada y en la arena de yacimiento utilizada (véanse Tablas A.3 y A4). También depende del metal craqueante/hidrogenante que se encuentra en poca proporción en el crudo y en la arena de yacimiento.

En el contenido de Sulfuro de Hidrogeno (H_2S) fue donde se vio el mayor cambio entre realizar las pruebas con núcleo y con ripios. En las pruebas realizadas en PDVSA INTEVEP se han registrados valores máximos de 1200 ppm cuando se utilizaron muestras de ripios de la formación (Albornoz, 2009). En estas pruebas en particular se obtuvieron valores máximos de más de 5000 ppm.

Este hecho se puede atribuir al mayor contenido de arcilla presente en el núcleo el cual se presume puede estar actuando como catalizador en las reacciones de aquatermólisis.

El conjunto de reacciones llamada *aquatermólisis* estimula la generación de compuestos de menor peso molecular, cuya aparición en el crudo conduce a un efecto de mejora en cuanto a la reducción de su viscosidad. En dicho conjunto de reacciones intervienen procesos de descarboxilación que producen monóxido y dióxido de carbono. Adicionalmente se genera hidrógeno, que posteriormente, promueve reacciones de hidrogenación y desulfuración (Sánchez, K. 2009).

Estas reacciones de desulfuración de crudo generan Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), a partir de compuestos como los tioéteres y tiofenos. Esto es debido a que a temperaturas mayores de $200^{\circ}C$, se suministra una cantidad de energía que es capaz de estimular la ruptura de ciertos enlaces, como lo es el enlace C-S (Sánchez, K. 2009). La hidrosulfuración (HDS) es una reacción química que ocurre durante la aquatermólisis, en esta el azufre contenido en las cadenas carbonadas del crudo es sustituido por hidrógeno.

En el crudo, el azufre puede encontrarse en diversas formas. En las fracciones más livianas se tiene como tioles o mercaptanos, mientras que en las fracciones medianas y pesadas, se encuentra formando tiofenos y estructuras benzo y dibenzotiofénicas dependiendo de estas fracciones, ocurrirán diferentes reacciones

HDS (Velásquez, 2012). Por lo que este sustancial aumento en la concentración de H₂S, puede ser explicada por estas distintas reacciones que ocurren entre el agua formada durante el proceso y el crudo a altas temperaturas.

Así como también este hecho se puede atribuir a que en las pruebas realizadas con rípios estos están en un contacto constante con lo que es el lodo de perforación el cual contiene como material densificante al carbonato de calcio el cual es una base y esta pudiese neutralizar al ácido en este caso sulfuro de hidrogeno.

En la prueba 1 se obtienen concentraciones más bajas de H₂S debido a las bajas temperaturas alcanzadas en esta prueba por el proceso tan lento e ineficiente.

En vista de estos resultados cada vez que se requiera evaluar un proyecto CES en laboratorio es necesario contar con núcleos reales del yacimiento ya que cada sistema es diferente.

4.2.8 Parámetros de combustión para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-3

Los resultados a escala de laboratorio en celdas de combustión predicen satisfactoriamente el comportamiento de la zona de combustión, lo que permite determinar los parámetros que rigen el proceso. Estos parámetros son resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 4.5 Parámetros de combustión para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5

PARAMETROS	PC-1	PC-2	PC-5
Relación Hidrógeno/Carbono (H/C)	1,60	1,75	1,73
Relación Oxígeno/Combustible (OFR); m ³ /kg	2,32	2,46	2,42
Relación Aire/Combustible (AFR) m ³ /kg	11,03	11,70	12,09
Exceso de Aire %	0,025	0,030	0,000
Requerimiento de Combustible Total(FR); kg/m ³	35,87	33,46	32,05
Requerimiento de Aire (AR); m ³ /m ³	396	391	387

Relación H/C

El valor de la relación H/C del crudo original es 1,38, para PC-1 el valor obtenido fue de 1,6, para PC-2 el valor obtenido fue de 1,75 y para PC-5 el valor obtenido fue de 1,73 un valor que está dentro del rango reportado por la bibliografía en el cual el valor de H/C varía entre 0,5 y 2 (Prats, 1987; Brigham, 2004).

La relación atómica H/C del combustible quemado está en función de cómo opera el proceso, si poco o nada de residuo carbonáceo (coque) permanece en o cerca de la zona quemada, lo cual es indicativo de reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO por sus siglas del inglés *High Temperature Oxidation*), el valor H/C es relativamente bajo. Albornoz y col. (2009) obtuvieron valores de relación H/C mucho más bajo que la del crudo original cuando utilizaron ripios provenientes de la misma formación, en contraste con los valores obtenidos en esta investigación donde fue utilizado muestras de núcleo reales. A medida que aumenta la contribución de las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO por sus siglas del inglés *Low Temperatura Oxidation*) aumenta el valor H/C (Prats, 1987). La mineralogía presente en la arena utilizada en estas pruebas pudo contribuir al aumento en la relación H/C del combustible quemado (Kozłowski y col. 2015).

Relación Oxígeno/Combustible

La relación oxígeno/combustible (OFR por sus siglas del inglés *Oxygen to Fuel Ratio*) es el mínimo volumen de oxígeno requerido para quemar un kilogramo de combustible (Prasad, 1986). Para las pruebas PC-1, PC-2, PC-5 se obtuvieron valores de 2,32m³/kg, 2,46m³/kg y 2,42m³/kg respectivamente. Estos valores no varían mucho unos de otros y están cercanos a los reportados por Albornoz y col. (2009) los cuales estuvieron entre 2,20 m³/kg y 2,46 m³/kg

Relación aire/combustible

La relación aire/combustible (AFR, por sus siglas del inglés *Air to Fuel Ratio*) es el volumen de aire requerido para quemar una unidad de combustible de masa y es

una función de la cantidad de carbono e hidrógeno en el combustible y la relación nitrógeno / oxígeno Showalter, (1963). Este parámetro es básico y necesario para realizar la evaluación de un proyecto de combustión (Bagci y col., 2001). Para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5, se obtuvieron valores de AFR de 11,03m³/kg, 11,70m³/kg y 12,9 m³/kg respectivamente. Albornoz y col, 2009, obtuvieron valores de AFR entre 11,7 y 11,69 m³/kg. Bagci y col. (2001) en su trabajo obtuvieron valores de AFR entre los 11,3 y 9,6 m³/kg en sus pruebas de combustión húmeda y seca, los cuales coinciden con los reportados en esta investigación.

Exceso de Aire

Este parámetro es una medida de la eficiencia en la utilización del oxígeno en las pruebas de combustión. En PC-1 se obtuvo (0,025 %), para PC-2 (0,030%) y para PC-5 (0%) de exceso de aire, es decir, que la mayor parte del oxígeno reaccionó con el combustible aportado por el crudo y la arena generando CO₂ y CO. Albornoz y col. (2009) en sus pruebas de CES con crudos pesados de la FPO, alcanzaron valores de exceso de aire entre 1,8% y 14,0%. De manera que el exceso de aire disminuye notablemente para estas pruebas realizadas con núcleos (PC-1, PC-2 y PC-5), lo que indica que tienen una mayor eficiencia usando oxígeno.

Requerimiento de combustible total

El valor de requerimiento de combustible total (FR, por sus siglas del inglés *Fuel Requirement*) es otro parámetro importante en el diseño de un proyecto de combustión en sitio (Prasad, 1986). Los valores de FR obtenidos en PC-1, PC-2 y PC-5 son de 35,87kg/m³, 33,46kg/m³ y 32,05 kg/m³, respectivamente. Albornoz y col. (2009), obtuvieron valores de FR entre 25 y 33 kg/m³. Las pruebas 1, 2 y 5 generaron suficiente combustible cantidad necesaria para mantener el frente de combustión en movimiento, debido a que se alcanzaron altas temperaturas en la zona estabilizada.

Requerimiento de aire

El requerimiento de aire (AR por sus siglas del inglés *Air Requirement*) es el parámetro básico para determinar el desempeño de un proceso de combustión en sitio (Bagci y Kok 2001). El AR determina la capacidad de compresión necesaria y es uno de los parámetros que mayor impacto tiene en la economía global del proyecto (Sarathi, 1999). En las pruebas PC-1, PC-2 y PC-3 se obtuvieron valores de $396\text{m}^3/\text{m}^3$, $391\text{m}^3/\text{m}^3$ y $387\text{m}^3/\text{m}^3$ respectivamente. Esta pequeña diferencia se debe a la mayor formación de combustible para PC-1. En el caso de las pruebas realizadas por Albornoz y col. (2009), obtuvieron valores de requerimiento de aire entre $264\text{m}^3/\text{m}^3$ y $394\text{m}^3/\text{m}^3$, los cuales coinciden en cierta medida con los presentados en este informe.

4.3 Pruebas de combustión en sitio con ignición mediante inyección de vapor (Pruebas PC-3 y PC-4)

4.3.1 Fase de Inyección de Vapor para las pruebas PC-3 y PC-4

En la etapa de empuje, el vapor se inyectó por medio de una bomba de desplazamiento hacia el evaporador E-01 (ver Figura 3.9), con la intención de generar vapor suficiente para ser inyectado al medio poroso. La inyección de vapor tardó 263,25 minutos para la prueba PC-3 y 216 minutos para la prueba PC-4, 47,25 min de diferencia. A fin de minimizar las pérdidas de calor que hay en las conexiones y tuberías por donde viaja el vapor desde el evaporador hasta la celda se colocaron mantas de calentamiento y fibra aislante, como se puede observar en la Figura 4.21.

Comparando la prueba PC-3 con la PC-4, en PC-3 se cerró la inyección de vapor justo en el momento que empieza la inyección de aire por lo que las pérdidas de calor fueron grandes para mantener el avance del frente de combustión. Para la Prueba PC-4 se realizó una co-inyección vapor-aire durante 30,5 minutos hasta que la termocupla 2 aumentara su temperatura de manera significativa y se viera un aumento en el contenido de CO_2 en la salida del sistema, tiempo suficiente en

el cual se obtuvo un avance significativo del frente de combustión evitando que el mismo se extinguiera por las pérdidas de calor.



Figura 4.21 Sistema de combustión para ignición con vapor para las pruebas PC-3 y PC-4

En cuanto al flujo de inyección de agua utilizado, se puede observar en las Figuras 4.22 y 4.23 que este varió desde 0,50 hasta 1 ml/min para ambas pruebas, esto debido a que se inició la inyección de agua a una tasa de 0,50 ml/min a fin de minimizar el diferencia de presión en la celda. Una vez mejorada la inyektividad del vapor, se aumentó la tasa de inyección de agua a 1,00 ml/min.

En las Figuras 4.24 y 4.25, se observa el alto diferencial de presión de la bomba debido a la resistencia al flujo ofrecida por el crudo. Una vez alcanzado este punto, el vapor logra desplazarse a través de la celda debido a su mayor movilidad. Luego de establecer el canal de flujo, la presión de la bomba empieza a disminuir como se observa a los 120 min para PC-3 y 112 min para PC-4 y la

temperatura empieza a aumentar, debido a que el vapor se puede desplazar con más facilidad y empieza a calentar la primera sección de la celda.

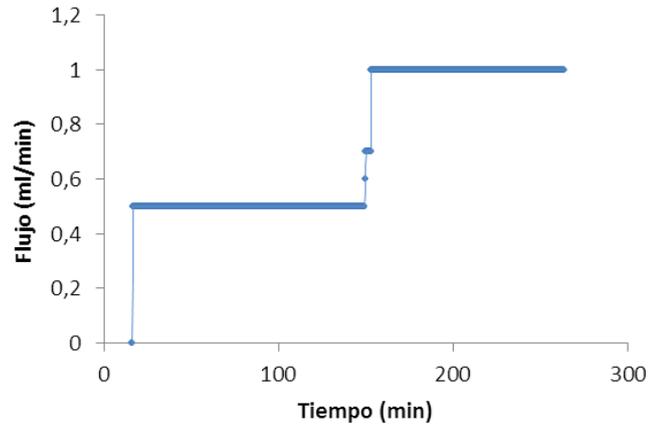


Figura 4.22 Flujo de inyección de agua prueba PC-3

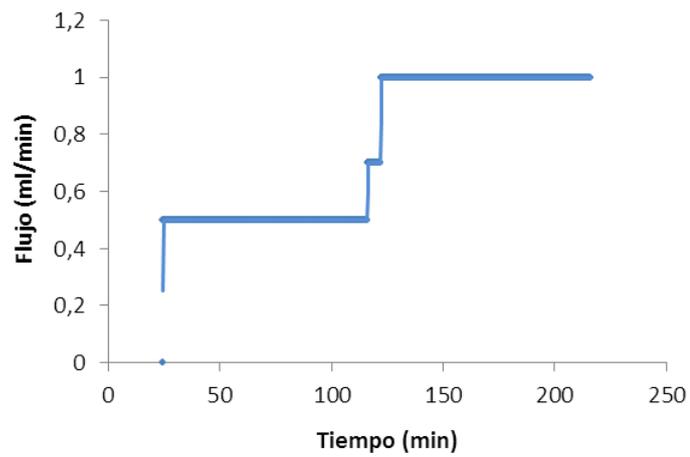


Figura 4.23 Flujo de inyección de agua prueba PC-4

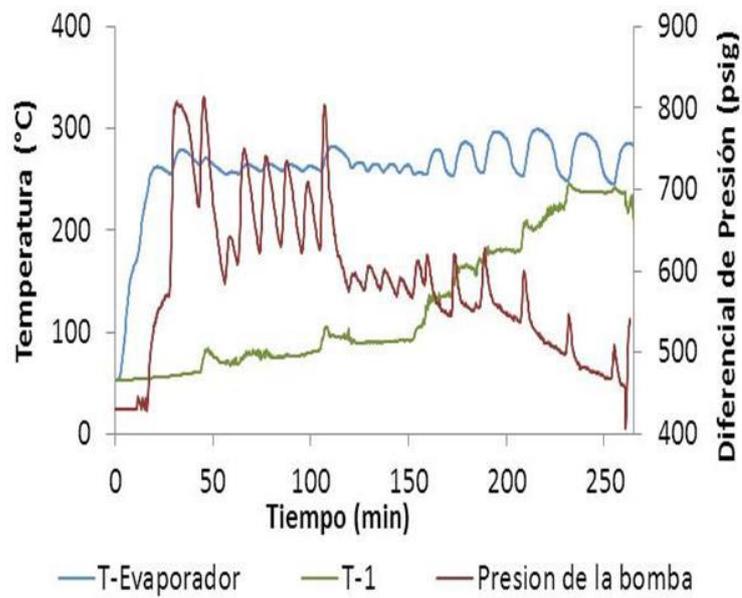


Figura 4.24 Perfil de temperatura del evaporador, T-1 y presión de la bomba durante la inyección de vapor para la prueba PC-3

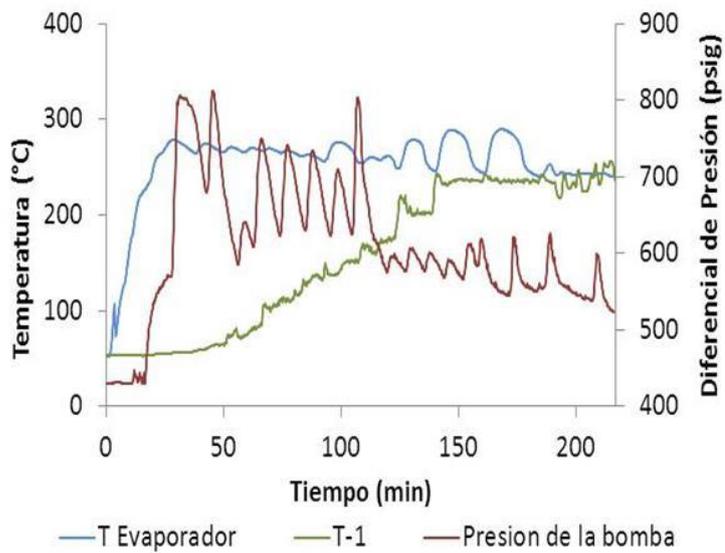


Figura 4.25 Perfil de temperatura del evaporador, T-1 y presión de la bomba durante la inyección de vapor para la prueba PC-4

Para disminuir el tiempo de alcance de la temperatura de saturación requerida, además de variar la tasa de inyección de agua de la bomba, se aumentó la temperatura del controlador del generador de vapor utilizado, ya que las pérdidas

de calor en la línea desde la salida del generador de vapor hasta la entrada de la celda son grandes. En las Figuras 4.24 y 4.25 se puede observar como la temperatura del evaporador se encontraba siempre por encima de la temperatura de la termocupla 1 de la entrada de la celda (T-1).

Para alcanzar la temperatura de ignición se necesitó calentar la sección de entrada de la celda con vapor durante 263,25 min para PC-3 y 185,50 min para PC-4. La temperatura de ignición fue de 228°C para PC-3 y 241°C para PC-4.

Fernández, (2015) en pruebas de combustión con inyección de vapor realizadas con rípios de perforación y crudo del mismo yacimiento en estudio, demostró que la auto-ignición era lograda fácilmente entre los 200°C y 205°C, por medio de la inyección de vapor a la entrada de la celda.

Ward y col. (1985) en pruebas de combustión con inyección de vapor en los campos Caseyville, Hardinsburg y Big Cliftycon, con crudos de gravedad API entre 4,3 y 11,5, demostraron que la auto-ignición era lograda fácilmente entre los 193°C y 204°C, por medio de la inyección de vapor a la formación productora. Se puede observar como el vapor no solo calentó la sección de entrada de la celda sino que también el resto de las termocuplas marcaban el aumento de sus temperaturas por el efecto de la propagación del calor.

4.3.2 Fase de Inyección de Aire para la prueba PC-3 y PC-4

Al alcanzar los 228,87°C para PC-3 y 241,14°C para PC-4 se comenzó la inyección de aire y se cerró la inyección de vapor. En las Figuras 4.26 y 4.27 se puede observar que la inyección de aire comenzó en el minuto 263,25 para PC-3 y 185,50 para PC-4 y en ese mismo instante se cerró la inyección de vapor para PC-3 y 30,5 minutos después la de PC-4, se observó un incremento en la concentración de CO₂ que nos ayudó a concluir que sí ocurrió la ignición pero no se mantuvo el frente de combustión debido a las pérdidas de calor en el momento en el que el aire entraba a la celda en PC-3. Esto nos llevó a realizar una co-inyección vapor-aire en la prueba PC-4 para minimizar las pérdidas de calor y mejorar el desarrollo del frente.

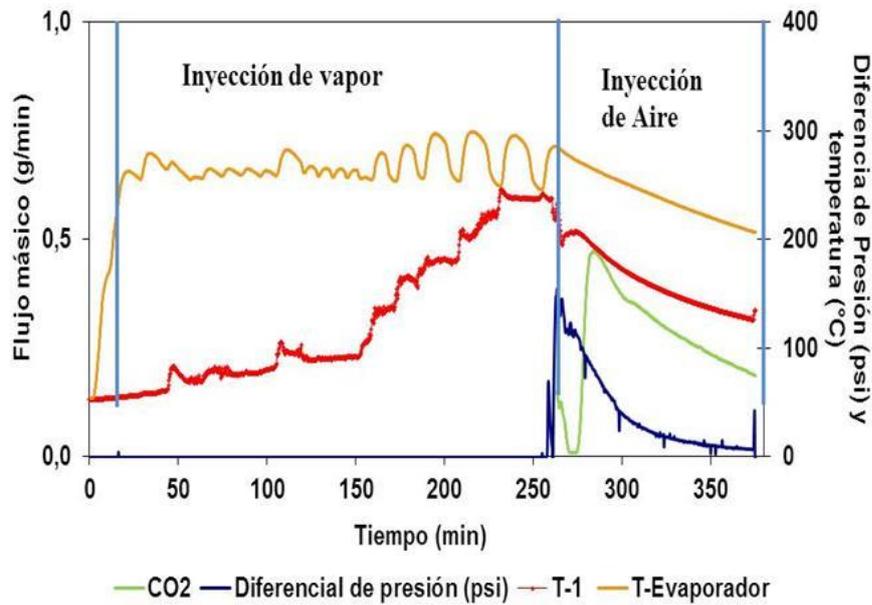


Figura 4.26 Etapas de Inyección de vapor y aire hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupa para la prueba PC-3

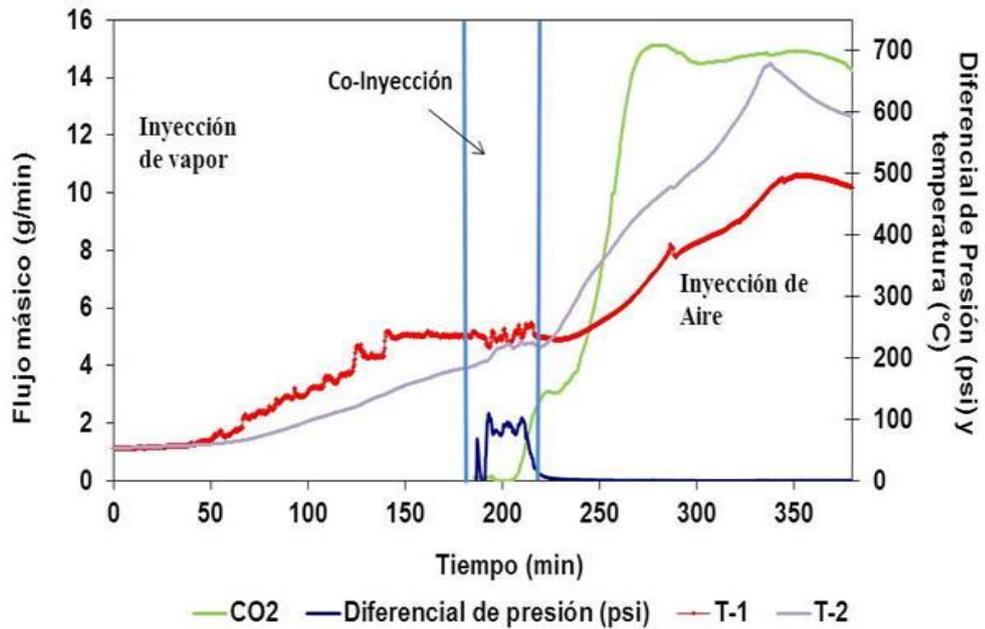


Figura 4.27 Etapas de Inyección de vapor y co-inyección vapor-aire hasta alcanzar la temperatura de inicio en la primera termocupa para la prueba PC-4

En las Figuras 4.28 y 4.29 los perfiles de temperatura presentan el comportamiento clásico para experimentos en tubos de combustión (Sarathi, 1999). En este caso la temperatura aumenta de manera progresiva en cada termocupla hasta alcanzar un máximo, el cual es representado por el pico que se observa en las gráficas (Ver T-1, T-2, T-3, T-4, T-5 y T-6) en este momento el frente de combustión estaba sobre la termocupla. Posteriormente, el frente avanzó y la temperatura disminuyó, conservando los 5°C de diferencia entre la termocupla interna y externa a través de los calentadores. Estos picos solo se pueden observar hasta la termocupla 6 porque luego que el frente alcanzó su máximo en esta termocupla, el proceso se detuvo debido a que la termocupla 7 alcanzó una temperatura superior a 400°C, y para evitar que el frente de combustión avanzara hasta las tuberías de producción, se tomó la decisión de cerrar el flujo de aire y apagar el sistema.

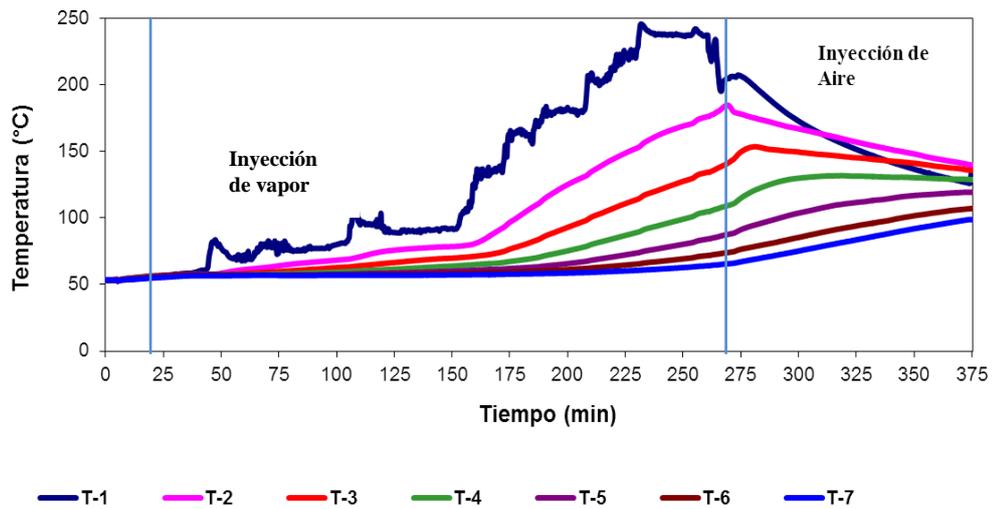


Figura 4.28 Perfiles de temperatura en las diferentes termocuplas para la prueba PC-3.

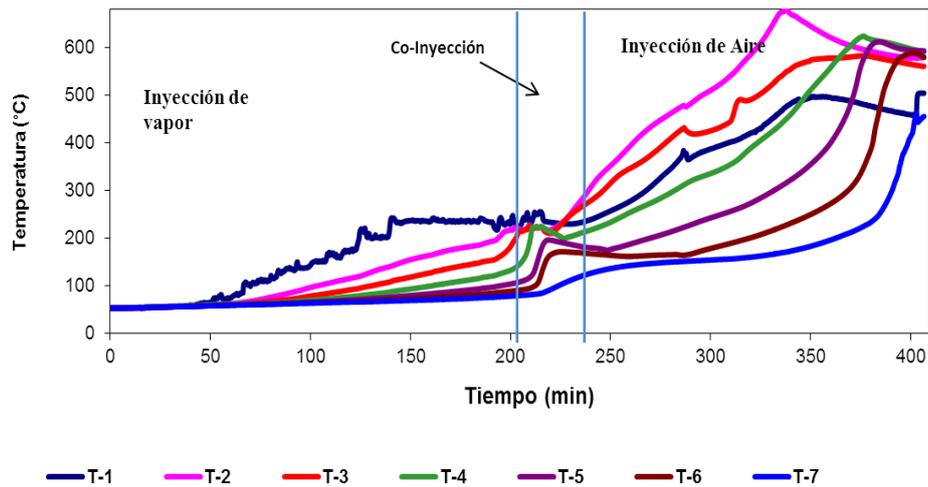


Figura 4.29 Perfiles de temperatura en las diferentes termocuplas para la prueba PC4.

En la Figura 4.29 se observa como la termocupla T-2, a partir de los 220 minutos empieza a aumentar su temperatura indicando que el frente de combustión está iniciando. Además, se puede observar que el pico después de haber alcanzado un máximo empezó a disminuir su temperatura lentamente. Esto es debido a que el frente aumenta la temperatura de las zonas cercanas a él gracias a la transferencia de calor por convección y conducción. El acero con que está construida la celda, transfiere calor por conducción en otras zonas, de manera que hay un aumento de la temperatura en las termocuplas una vez que el frente de combustión ha pasado por ellas.

Las velocidades del frente de combustión fueron obtenidas del perfil de temperatura, la distancia entre el tiempo que tardó el frente en alcanzar 400°C. Las velocidades estuvieron entre 8,163 cm/h y 14,286 cm/h en el período estabilizado para PC-4, es decir, en el tiempo donde las velocidades del frente no tuvieron variación significativa, para el período entre 948,5 y 1017,25 minutos de la prueba.

El frente de combustión fue detectado por un máximo de temperaturas de entre 588,46 °C y 623,99°C para un valor promedio de 571,95°C para la zona estable para PC-4.

Los experimentos de Izarra y col (2010), demostraron que en el proceso de combustión húmeda se alcanzan temperaturas superiores que para el proceso de combustión seca. El vapor es un fluido que tiene la capacidad de mantener la temperatura interna de la celda, por lo que la energía necesaria para alcanzar altas temperaturas es menor que cuando se está solo en combustión seca sin vapor.

Fernández, (2015) en pruebas de combustión con inyección de vapor realizadas con ripsos de perforación y crudo del mismo yacimiento en estudio, consiguió que cerrando el vapor al momento de comenzar la inyección de aire el desarrollo de un frente de manera rápida con temperaturas de ignición menores (200°C y 205°C) a las de PC-3 y PC-4 (229°C-241°C), esto puede deberse a la diferencia en la mineralogía de las arenas, por lo que el combustible formado en estas pruebas puede ser de una naturaleza química diferente a las de Fernández (2015). Kozlowski y col. (2015) en su investigación concluyeron que el efecto catalítico de las arcillas controla la propagación del frente de combustión, la formación de combustible y la calidad del petróleo producido. En estas pruebas, la temperatura jugó un papel importante al momento de la ignición, es decir el vapor sirvió como un mecanismo de ignición teniendo en cuenta que las temperaturas debieron permanecer altas al momento de la inyección de aire para que el frente de combustión se desarrollara de manera eficiente.

4.3.3 Composición de los gases producidos en las pruebas PC-3 y PC-4

En la prueba PC-3 hubo ignición mas no se logra alcanzar el desarrollo del frente de combustión por lo que no es considerable discutir sobre la composición de los gases producidos ya que la prueba se detuvo al ver que el frente no se desarrolló ni se mantuvo en el tiempo. Se observaron valores de concentración de CO₂ de 0,472 lo que indico la ignición. Es importante mencionar que esto se debe a las grandes pérdidas de calor en la cara de la arena en el momento de suspender la inyección de vapor e iniciar la inyección de aire, es por ello que para PC-4 se realizó la co-inyección vapor-aire hasta que el frente se desarrollara.

Para la PC-4 la concentración de CO₂ alcanzó un valor de 15,134%. Fernández, (2015) Alcanzo concentraciones de 18,96 %v/v para pruebas realizadas con rípios y crudo pertenecientes a la FPO y al yacimiento objeto de este estudio. Albornoz y col, (2009) alcanzaron concentraciones de 15.78% de CO₂, en pruebas de combustión normal sin vapor con crudos de 8,6 °API pertenecientes a la FPO. A pesar de que no se obtuvo un alto porcentaje como el caso de las pruebas de Fernández, (2015), este valor es alto en comparación con valores arrojados por las pruebas de combustión sin inyección de vapor. Por lo que existió la posibilidad de ocurrencia de reacciones de Aquatermólisis, aunque en menor grado.

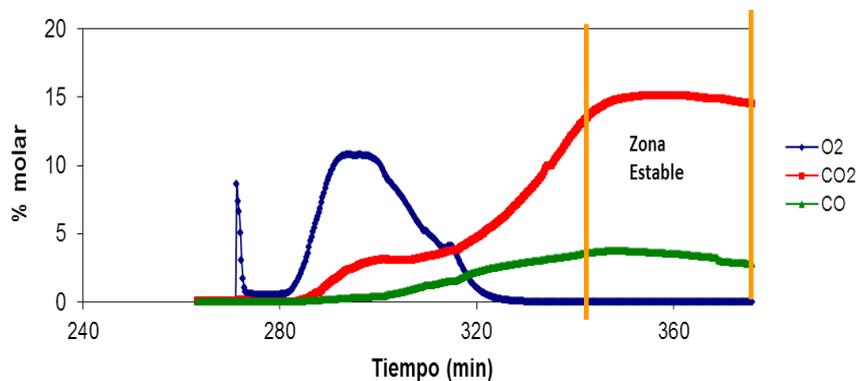


Figura 4.30 Composición de los gases producidos en la prueba PC-4

En cuanto al valor de la concentración de CO, es similar al reportado para las pruebas PC-1, PC-2 y PC-5, las reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO por sus siglas del inglés *High Temperature Oxidation*) se caracterizan por generar CO₂ y CO, por lo que debido a las altas temperaturas alcanzadas por el frente de combustión, se puede atribuir la producción de este gas a estas reacciones. En la tabla 4.6 se puede observar que la concentración de oxígeno disminuye casi en su totalidad con un promedio en la zona estable de 0,03%. La composición de N₂ fue en promedio de 83,74%. El N₂ es un gas inerte, cualquier variación se debe al cambio en la relación de este gas con respecto a los otros a medida que se desarrolla el proceso.

Tabla 4.6 Composición de los gases de combustión producidos para PC-4

Prueba	% Molar O ₂	% Molar CO ₂	% Molar CO	% Molar N ₂
PC-4	0,03	13,74	2,49	83,74

4.3.4 Recobro de Crudo para las pruebas PC-3 y PC-4

La recuperación en la prueba PC-3 no tiene sentido determinarla, ya que a pesar de que hubo ignición, el proceso de CES no fue sostenido motivado a las pérdidas de calor que tuvieron lugar en la experiencia. En la Figura 4.31, se puede observar la recuperación de crudo obtenida luego del proceso CES para la prueba PC-4 que corresponde al 79% m/m de recuperación de la saturación inicial, 12% m/m del crudo consumido y 9% m/m de crudo no recuperado.

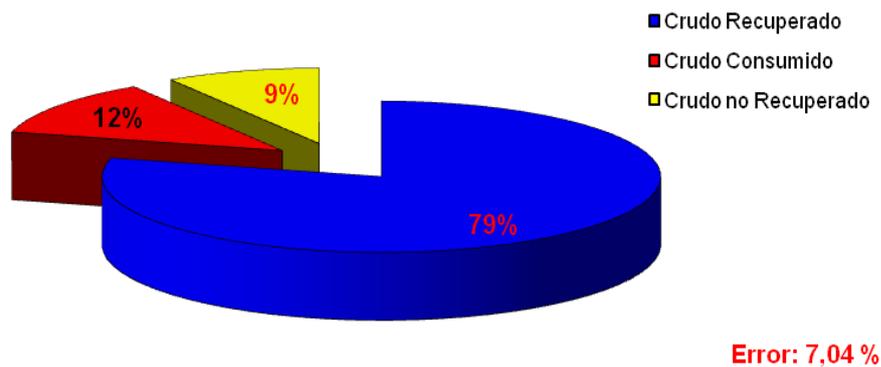


Figura 4.31 Recuperación de crudo en la prueba PC-4

En la prueba PC-4 el proceso finalizó cuando el frente alcanzó una temperatura máxima de 611,99 en la termocupla T-05 y quedó crudo acumulado en las zonas de salida de la celda. Esto se puede apreciar en las imágenes presentadas en el Apéndice C, donde el contenido de hidrocarburos y coque incrementa desde la zona 1 (entrada a la celda) a la zona 6 (salida de la celda).

Fernández. (2015) obtuvo en sus pruebas de combustión por ignición mediante vapor con crudos pesados de la FPO, un porcentaje de recuperación de crudo

entre 81-85% en masa, el valor alcanzado para la prueba PC-4 está cerca de este rango. En estas pruebas de CES con ignición por vapor de agua, el porcentaje de crudo recuperado podría aumentar si no se finalizara el proceso de combustión antes de que el frente barrera en su totalidad la celda.

Adicionalmente, se observa que el valor del error arrojado por el cierre de balances de masas entre el petróleo original que está en sitio y el recuperado por el proceso es de 7% para PC-4 (ver Apéndice B para los cálculos asociados) un valor aceptable para este tipo de pruebas que poseen alta complejidad.

En cuanto al porcentaje de crudo recuperado por vapor y por combustión en la Figura 4.32 se muestra que se obtuvo un 24% m/m de crudo recuperado por el empuje del vapor de agua inyectado y un 50% m/m recuperado por el proceso de CES para PC-4;

Fernández. (2015) obtuvo en sus pruebas de combustión por ignición mediante vapor con crudos pesados de la FPO, un porcentaje de recuperación por el empuje del vapor de agua inyectado entre 15-16% m/m y un 67-61% m/m recuperado por el proceso de CES. Las diferencias entre el porcentaje de recuperación por el empuje del vapor de PC-4 en comparación con las de Fernández se puede deber a que en PC-4 la inyección de vapor se llevó a cabo durante un periodo de tiempo mayor.

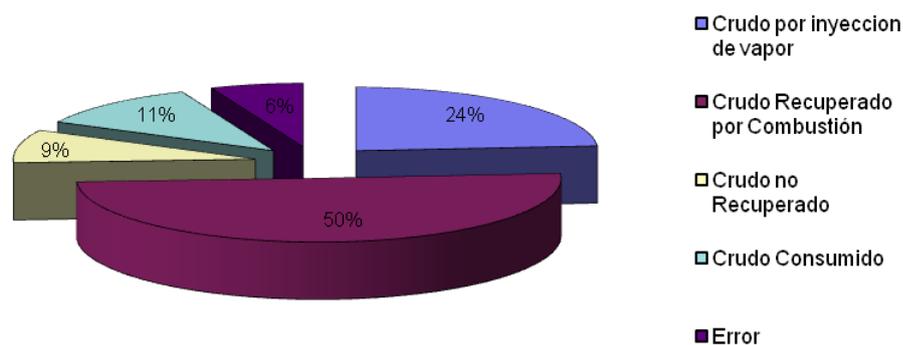


Figura 4.32 Recuperación de crudo en la prueba PC-4

4.3.5 Balance de masa de las pruebas PC-3 y PC-4

A continuación en la Tabla 4.7, se encuentra el balance de masa general del proceso:

Tabla 4.7 Balance general del proceso CES para las pruebas PC-4

Prueba	PC-4
ENTRADA	
Masa de Aire inyectada (g)	210,39
Masa inicial de Crudo dentro de la celda (g)	101,98
Masa inicial de Agua dentro de la celda (g)	15,02
Masa de agua formada (g)	17,71
Masa de Agua inyectada (g)	143,8
Total	488,9
SALIDA	
Masa de gases de combustión (g)	206,98
Masa de gases de Flash	1,67
Masa de crudo recuperado (g)	93,6
Masa de agua de salida (g)	170,05
Masa de coque generado (g)	4,05
Masa de crudo impregnado en la arena(g)	6,39
Total	482,74
Error	1,27%

Para la prueba PC-3 No es necesario realizar balance de masa ya que para la misma no se desarrolló el frente de combustión.

El error obtenido para el cierre del balance de masa es menor al 5% m/m, un valor aceptable para este proceso (Ver cálculos tipo en el apartado 7 del Apéndice B).

Fernández. (2015) obtuvo en sus pruebas de combustión por ignición mediante vapor con crudos pesados de la FPO, valores de agua inyectada entre 178,25-461,26 g y 84,68 - 93,3 g de crudo recuperado, los resultados de PC-5 se encuentran dentro del rango.

4.3.6 Contenido de Sulfuro de Hidrogeno (H_2S) en el gas de combustión para la prueba PC-4

En la prueba PC-4 se obtuvo una máxima concentración de Sulfuro de Hidrógeno de 5100 ppm. En las pruebas realizadas con rípios por Fernández, (2015), para el mismo yacimiento en estudio se alcanzó un valor máximo de 4000 ppm de Sulfuro de Hidrógeno. Posiblemente el mayor contenido de arcilla presente en la arena de los núcleos utilizados en esta investigación actuó como agente catalítico en las reacciones de aquatermólisis y de formación de H_2S como se mencionó anteriormente.

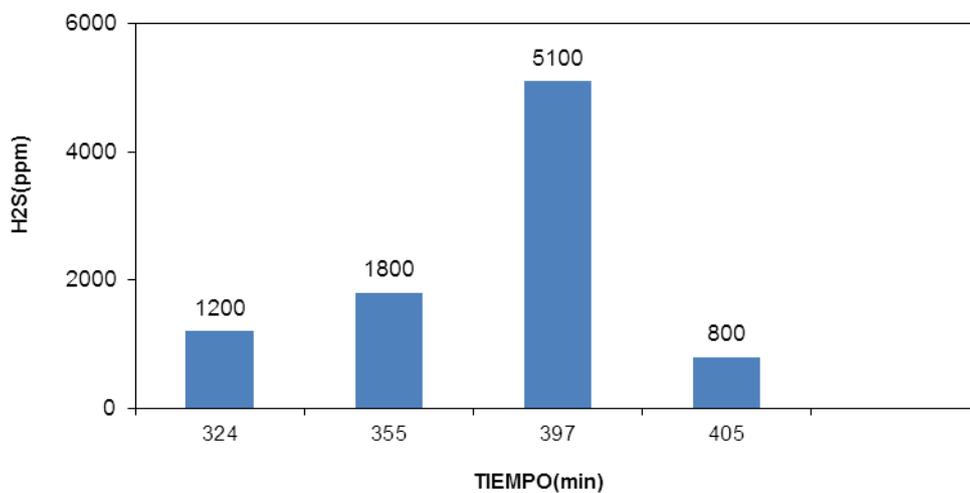


Figura 4.33 Concentración de Sulfuro de Hidrógeno prueba PC-4

4.3.7 Parámetros de combustión para las pruebas PC-4

Los parámetros que rigen el proceso de combustión para PC-4 se pueden observar en la (Tabla 4.8)

Tabla 4.8 Parámetros de combustión para la prueba PC-4

PARAMETROS	PC-4
Relación Hidrógeno/Carbono (H/C)	1,47
Relación Oxígeno/Combustible (OFR); m ³ /kg	2,27
Relación Aire/Combustible (AFR) m ³ /kg	11,33
Exceso de Aire %	0,001
Requerimiento de Combustible Total(FR); kg/m ³	31,46
Requerimiento de Aire (AR); m ³ /m ³	356

Relación H/C

El valor de la relación H/C del crudo original es 1,38, para PC-4 el valor obtenido fue de 1,47, el valor obtenido está dentro del rango reportado en la bibliografía. (Ver análisis de las pruebas anteriores).

Relación Oxígeno/Combustible

La relación oxígeno/combustible (OFR) para la prueba PC-4 fue de 2,27m³/kg. Estos valores no varían mucho unos de otros y están cercanos a los reportados por Fernández, (2015) los cuales estuvieron entre 1,99 y 2,94 m³/kg.

Relación aire/combustible

La relación aire/combustible (AFR). Para la prueba PC-4 fue de 11,33m³/kg. Fernández, (2015) obtuvo valores entre 10,08 y 14,83 m³/kg en sus pruebas de combustión con rípios, los cuales son muy similares.

Exceso de Aire

En PC-4 se obtuvo 0,001 % de exceso de aire, es decir, que la mayor parte del oxígeno reaccionó con el combustible aportado por el crudo y la arena generando CO₂ y CO. Fernández, (2015) obtuvo en sus pruebas realizadas con núcleo 0,89 % de exceso de aire. De manera que el exceso de aire disminuye notablemente para esta prueba de vapor realizada con núcleos, lo que indica que tienen una mayor eficiencia usando oxígeno.

Requerimiento de combustible total

El valor de FR reportado para la PC-4 es de 31,46kg/m³. Este valor coincide con lo reportado por Fernández (2015) quien obtuvo valores de FR entre 25,2 kg/m³ y 44,1kg/m³.

Requerimiento de aire

El valor de AR obtenido en el laboratorio para PC-4 es de 356m³/m³. Fernández, (2015), obtuvo valores de requerimiento de aire entre 373m³/m³ y 445 m³/m³. Se observa que para esta prueba (PC-4) con vapor el requerimiento de aire es menor que para las pruebas realizadas con calentadores eléctricos (PC-1, PC-2 y PC-5) esta diferencia se debe a que en PC-4 se formó menos combustible que para el resto de las pruebas.

4.3.8 Propiedades de los fluidos producidos en las pruebas PC-1, PC-2, PC-4 y PC-5

Dado a las reacciones de combustión y craqueo que se dan en este proceso de recuperación, el crudo producido presenta cambios en sus propiedades físicas tales como gravedad API y viscosidad. En las Figuras 4.34 a 4.35 se puede observar el cambio de las propiedades entre la muestra de crudo original y las muestras tomadas al finalizar el proceso de combustión para cada prueba.

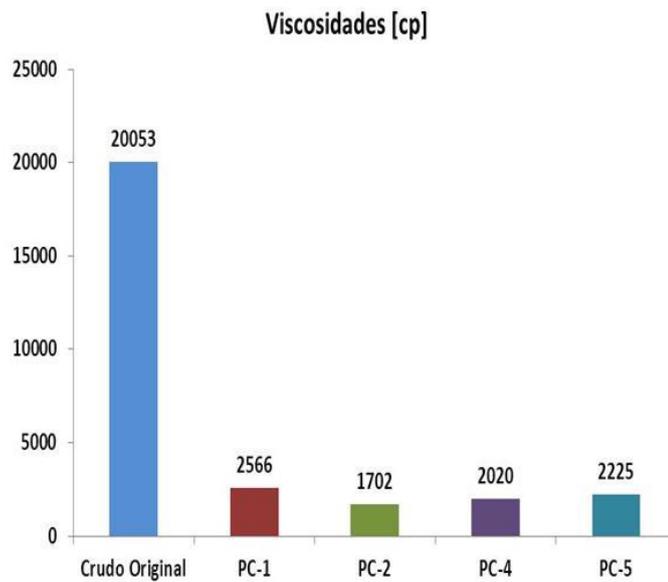


Figura 4.34 Cambios en la viscosidad del crudo para las diferentes pruebas realizadas

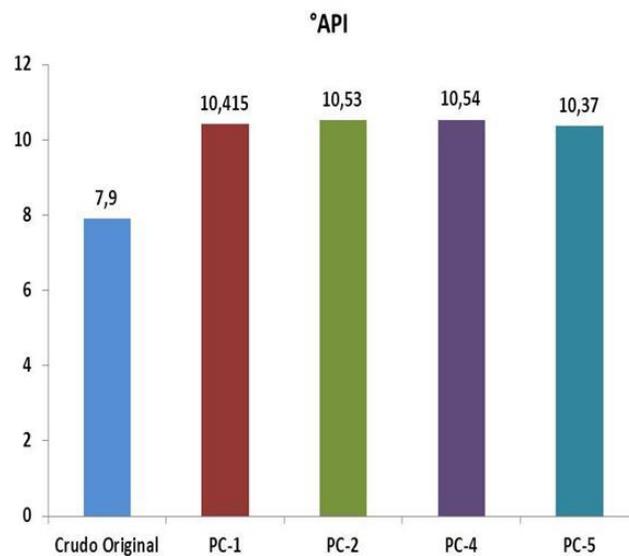


Figura 4.35 Cambios en la Gravedad API del crudo para las diferentes pruebas realizadas

Para las 4 pruebas el comportamiento fue el mismo, obteniéndose una disminución de la viscosidad del crudo desde 20052,5 cP del crudo original hasta un mínimo de 1701,56 cP y un aumento en la Gravedad API desde 7,9 del crudo original hasta un máximo de 10,54.

Este comportamiento concuerda con las investigaciones de Martin (1957), en las que en las etapas finales de la prueba, la gravedad API de los crudos producidos incrementa gradualmente, debido a que los componentes pesados fueron usados como combustible y los hidrocarburos livianos fueron producidos por craqueo y destilación.

CONCLUSIONES

A continuación se muestran las conclusiones de la investigación:

1. El crudo utilizado en las pruebas con ignición asistida por calentamiento eléctrico, formó suficiente combustible para mantener el frente de combustión en movimiento utilizando núcleo de yacimiento.
2. Las concentraciones de los gases característicos del proceso de combustión (CO_2 , CO , O_2 y N_2) no tuvieron variación significativa entre las pruebas realizadas con núcleo y ripio de perforación.
3. Las concentraciones de Sulfuro de Hidrogeno (H_2S) obtenidas en las pruebas realizadas con núcleo fueron significativamente superiores a las obtenidas cuando se utilizó ripio de perforación. La concentración en las pruebas con núcleo fue superior a 5000 ppm.
4. La relación H/C del combustible formado en las pruebas realizadas con núcleo fue más alto que la del crudo original, lo que sugiere la ocurrencia de reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO).
5. Los requerimientos de aire en las pruebas realizadas estuvieron entre los valores de 356 y 396 m^3/m^3 resultados propios para crudos pesados.
6. Las evaluaciones experimentales realizadas permitieron corroborar la factibilidad técnica del uso de la inyección de vapor como método de ignición para el proceso de combustión en sitio del yacimiento objeto de estudio, correspondiente a un crudo extrapesado, arena de yacimiento y agua de formación característica de la Faja Petrolífera del Orinoco.
7. Para favorecer la ignición con vapor fue necesario mantener una alta temperatura al momento de la inyección de aire para garantizar la formación y desarrollo de un frente de combustión estable.

RECOMENDACIONES

1. Utilizar nitrógeno en la etapa de apertura de canales preferenciales (empuje) de manera que sea un solo gas inerte el que este inmerso en el proceso.
2. Mejorar el diseño mecánico de la celda, construyéndola con menor espesor de pared para evitar la conducción de calor a través de ella
3. Usar un mejor aislante tanto para la celda de combustión como para las conexiones y así mitigar las pérdidas de calor.
4. Se sugiere el uso de tuberías de alta resistencia a la corrosión para manejar la producción de componentes ácidos.
5. Estudiar el efecto de la temperatura en la estructura molecular de las arcillas.

BIBLIOGRAFÍA

- Abu-Khamsin, S. A., Brigham, W. E., & Ramey Jr, H. J. (1988). "Reaction kinetics of fuel formation for in-situ combustion". SPE reservoir engineering.
- Albornoz, O., Vázquez, D., Izarra, N., Sastoque, M., Miranda, C., Oliveros, D. y Mendoza, A. (2009) "Feasibility of in situ combustion into an orinoco oil belt reservoir". Paper 2009-172.
- Alexander, J.D., Martin, W.L., and Dew, J.N. (1962).SPE-296-PA."Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion". Journal of Petroleum Technology.
- Alvarado D.; Banzer C. (2002). "Recuperación térmica de petróleo". Instituto de investigaciones petroleras. Universidad del Zulia. Segunda edición. Caracas.
- Aleksandrov, D. and Hascakir, B. (2015)."Laboratory Screening Tests on the Effect of Initial Oil Saturation for the Dynamic Control of In-Situ Combustion". Fuel Processing Technology.
- Amaro, J. (2013)."Efecto de nanopartículas, combinadas con el proceso de Combustión In Situ, sobre un crudo extrapesado de la faja Petrolífera del Orinoco". Universidad Central de Venezuela". Caracas.
- Bae, J. H. (1977). "Characterization of crude oil for fireflooding using thermal analysis methods".SPE Journal.SPE 6173.doi: 10.2118/6173-PA.
- Bagci, S., y Kok, M. V. (2001). "In-situ combustion laboratory studies of Turkish heavy oil reservoirs". Fuel processing technology.
- Bagci S. (2005). "Effect of clay content on combustion reaction parameters" Energy Sources, Taylor & Francis Inc. 27:579-588.
- Barberii E. (1998.). "El pozo ilustrado". 4ta edición, Ediciones FONCIED, Caracas. Capítulo IV. Crudos Pesados.
- Belgrade, J. D. M., Moore, R. G. Ursenbach, M. G. y Bennion, D. W. (1993). "A comprehensive approach to in-situ combustion modeling". SPE Advanced Technology Series. doi: 10.2118/20250-PA.
- Burger, J. G. y Sahuquet, B. C. (1972). "Chemical Aspects of in-situ combustion: Heat of combustion and Kinetics". SPE Journal.SPE 3599.doi: 10.2118/3599-PA.
- Castanier, L.M., Baena, C.J., Holt, R.J., y Brigham W.E. (2003). SPE No. 23708. "In Situ Combustion with Metallic Additives".
- Changfeng, X, Wenlong, G. (2013)."Fire-flooding technologies in post-steam-injected heavy oil reservoir: A successful example of CNPC". 2013 SPE Heavy Oil Conference.SPE 165436.doi: 10.2118/165436-MS.
- Dabbous, M.K. (1971). SPE No. 4142. "Low-Temperature Oxidation Reaction Kinetics and Effects on the In-Situ Combustion Process".
- Dabbous, M. K., y Fulton, P. F. (1972). "Low-temperature-oxidation reaction kinetics and effects on the in-situ combustion process". SPE Journal.doi: 10.2118/4143-PA.
- Dietz, D. N. y Weijdem, J. (1968)."Wet and partially quenched combustion". Journal of Petroleum Technology.

- El-Saleh, M. M. Y Harmon, R. A. (1972). "The use of temperature models for well heating and the detection of in-situ combustion". Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 4113. doi: 10.2118/4113-MS.
- Ferguson, H. A. (2003). "Oxidation behaviour of light oils and an oil-based drilling fluid for underbalanced drilling safety". University of Calgary. ProQuest, UMI Dissertations Publishing, MR03839.
- Fernández Escalante Linda Eva (2015). "Evaluación experimental de la inyección de vapor como método de ignición del proceso de combustión en sitio". Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas.
- Gutierrez, D., Skoreyko, F., Moore, R.G. et al (2009). "The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling". Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Hascakir, B. and Kovscek, A. (2014). SPE-170008- MS. "Analysis of In-Situ Combustion Performance in Heterogeneous Media". Presented at SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Alberta, Canada, 10-12 June.
- Hascakir, B., Glatz, G., Castanier, L.M. et al (2011). SPE-135186-PA. "In-Situ Combustion Dynamics Visualized with X-ray Computed Tomography". Society of Petroleum Engineers Journal.
- Hascakir, B. (2015). Soot Particle and Ash Analysis for Combustion. Presented at Combustion Institute 9th U.S. National Combustion Meeting, Cincinnati, Ohio, 17-20 May.
- Hascakir, B. (2015). SPE-175086-MS. "Description of In-situ Oil Upgrading Mechanism for In-situ Combustion Based on a Reductionist Chemical Model. Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 28-30 September.
- Hernández, N. (2003). "Evaluación experimental del proceso de combustión in situ empleando crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco". Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Kozlowski M. L., A. Punase, H. A. Nasr-El-Din, and B. Hascakir, Texas A&M University. (2015). SPE-177166-MS. "The Catalytic Effect of Clay on In-Situ Combustion Performance. Presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Quito", Ecuador, 18-20 November.
- Izarra, N., Vásquez, D., Sastoque, M., Mendoza, A. (2010). "Análisis comparativo de los resultados obtenidos en las pruebas de combustión desarrolladas en PDVSA Intevep, Venezuela y las pruebas realizadas en ONGC". India
- Lezama R, Maryori V. (2001). "Evaluación de la Prueba Piloto de Recuperación Mejorada de Crudo Extrapesado Mediante la Inyección de un Solvente en el Pozo JOC-569 del Campo Jobo", Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.
- Li, J. (2007). "New insights in to oxidation behaviours of crude oils". University of Calgary. ProQuest, UMI Dissertations Publishing, NR25708.
- Mamora, D., Ramey H. Jr., Brigham, W.E. et al 1993. "Kinetics of In-situ Combustion. SUPRI TR 91. U.S. DOE Report DOE/BC/14600-51

- (DE93000152)”, Stanford University, Petroleum Research Institute, California.
- Mamora, D. D. y Brigham, W. E. (1995). “The effect of low-temperature oxidation on the fuel and produced oil during in-situ combustion of heavy oil”. IN SITU, 19(4), 341–365.
- Martin, W.L., Alexander, J.D., and Dew, J.N. (1958).SPE-914-G.Process Variables of In Situ Combustion. Petroleum Transactions.
- María Carolina Ruíz Cañas , Hernando Bottia Ramirez , Samuel Fernando Muñoz Navarro (2014). “Cinética de procesos de combustión in situ: una discusión de los modelos cinéticos”.
- Moore, R. G., Belgrave, J. D. M., Metha, R., Ursenbach, M., Lareshen, C. J. y Kejia, X. (1992).“Some Insights into the low-temperature and high-temperature in-situ combustion”. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. SPE 24174.doi: 10.2118/24174-MS.
- Moore, R. G., Lareshen, C. J., Belgrave, J. D. M., Ursenbach, M. G., y Mehta, S. A. (1994).“In-Situ Combustion: New Ideas for an Old Process.In 11ti Annual Canadian Heavy Oil and Oil Sands Symposium”. Calgary, Alberta, Canada.
- Norasyikin B. Ismail, Kristina A. Klock, and Berna Hascakir, Texas A&M University. 2016. SPE-180724-MS. “In-Situ Combustion Experience in Heavy Oil Carbonate”. Prepared for presentation at the SPE Canada Heavy Oil Technical Conference held in Calgary, Alberta, Canada
- Ogunbanwo, O.O., Gerritsen, M.G., and Kovscek, A.R. (2012).SPE-153887-MS. “Uncertainty Analysis on In-Situ Combustion Simulations Using Experimental Design”. Presented at SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, 21-23 March.
- Oskouei, S. J. P., Moore, R. G., Maini, B. y Metha, S. A. (2011). “Feasibility of in-situ combustion in the SAGD chamber”. Journal of Canadian Petroleum Technology, 50(4), 31–44. SPE 137832. doi: 10.2118/137832-PA.
- Padron Marco, Del valleElizbeth (2011).“Evaluación de la factibilidad técnica y económica del proceso toe to heelsteamflood (thsf) en la arena u1,3 del yacimiento mfb-53, del campo bare, faja petrolífera del orinoco mediante simulación numérica de yacimiento”. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Barcelona.
- París F, Magdalena. (2001). “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Segunda Edición.
- Prasad, R.S.; Slater, J.A. (1986) “High-Pressure Combustion TubeTests”. PaperSPE/DOE 14919. Tulsa Oklahoma.
- Prats, M. (1987). “Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo”. Ediciones Técnicas Intevep. Venezuela.
- Quijada M., Jorge (2015). “Estudio comparativo de métodos de ignición para el proceso de recuperación mejorada térmica de combustión en sitio”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas
- Riazi, M. R. (2005) “Characterization and properties of petroleum fractions”. (Vol. 50). ASTM international.
- Rodríguez Esser Carlos David. (2013). “Métodos de Ignición en la Combustión in-situ a escala de laboratorio”. Informe de entrenamiento Industrial.

- Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”. Barquisimeto.
- Sánchez, K. (2009). “Evaluación de aditivos en el tratamiento aquatermolítico de crudo extra pesado como método de recuperación mejorada”. Universidad Central De Venezuela. Caracas.
- Sarathi, P.S. (1998). “In-Situ Combustion Handbook— Principles and Practices”. U.S. Department of Energy, Tulsa, Oklahoma.
- Sarathi, P. S. (1999). “In-situ combustion handbook: Principles and practices”. Tulsa, Oklahoma: National Petroleum Technology Office/U.S. Department of Energy.
- Scarborough, R. M y G. V. Cady. (1982). “The design and installation of an Oxygen Supported In Situ combustion Project”. International Conference of Heavy Oil and Tar Sands. Maracaibo, Venezuela.
- Shallcross, D.c, (1989). “Ignition Devices and Methods for In situ Combustion. III Simposio Internacional sobre la Recuperación Mejorada de Crudo”. Maracaibo, Venezuela. EDILUZ.
- Shallcross, D. C. (1989). “Devices and methods for in-situ combustion ignition”. Stanford University, California.
- Showalter, E.W. (1963). “Combustion-Drive Tests”: Paper SPE-456. Los Angeles, California. March.
- Sitio Oficial de Petróleos de Venezuela S.A. (2005). “Informe anual de PDVSA 2015”, Consultado el 17 de Junio de 2017. <http://www.pdvsa.com>.
- Sibbald L.; Moore R.; Bennion D. (1991). “In-situ combustion process study with a combined experimental/analytical approach”. Paper SPE 18074.
- Strange, L. K. (1964). “Ignition: Key phase in combustion recovery”. Part 2. Petroleum Engineer.
- Vázquez, D. “Informe Tamizada”. PDVSA-Intevep. (2009)
- Velásquez, N. (2012). “Estudio de la factibilidad técnica del uso de aminas biogénicas en la mitigación de sulfuro de hidrógeno producto de la tecnología de la inyección de vapor”. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Vossoughi Shapour, G. Paul Willhite, William P. Kritikos, Ibrahim M, Guvenir, Youssef El Shoubary (1982). “Automation of an In-Situ Combustion Tube and Study of the Effect of Clay on the In-Situ Combustion Process”. Presented at Society of Petroleum Engineers Journal.
- Ward, C. E., & Ward, G. D. (1985). “Heavy oil from Kentucky tar sands by using a wet combustion process”. Journal of petroleum technology, 37(11), 2-083.
- Wenlong, G., Changfeng, X., Jihong, H. y Junshi, T. (2013). “Fire-flooding technologies in post-steam-injected heavy oil reservoir: A successful example of CNPC”. 2013 SPE Heavy Oil Conference. SPE 165436. doi: 10.2118/165436-MS.
- Wu, C. H. y Fulton, P. F. (1971). “Experimental simulation of the zones preceding the combustion front of an in-situ combustion process”. SPE Journal. doi: 10.2118/2816-PA.

APÉNDICES

Apéndice A. Tablas de caracterización de la arena, crudo y agua de yacimiento y condiciones normales del yacimiento

A continuación se muestran las distintas tablas que contienen todos los valores relacionados con la caracterización de arena, agua de formación y crudo del yacimiento estudiado. En la Tabla A.1 se presentan las principales características de yacimiento seleccionado para el presente estudio.

Tabla A.1. Datos básicos del yacimiento en estudio

Propiedad	Dato Oficial
Espesor (m/pie)	10,85/35,6
Porosidad (%)	27
Permeabilidad (Darcy)	2,88276
Presión Inicial (KPa/psi)	2.757,90/400
Temperatura del Yacimiento (°C/°F)	52/125,6

Para caracterizar el crudo del yacimiento, se enviaron muestras desde el laboratorio de Procesos Térmicos al Laboratorio de Química Analítica perteneciente a la Gerencia Técnica de Laboratorios Generales, ente certificado para la realización de los análisis presentados. En la Tabla A.2 se muestran los resultados obtenidos para las principales características. En función de los resultados obtenidos se puede inferir que es un crudo extrapesado típico de la faja del Orinoco. Estos crudos presentan como características principales una baja gravedad API, baja relación H/C, alto peso molecular y presencia de metales pesados como vanadio, hierro, níquel. El crudo sometido a estudio cumple con todas las características principales de los crudos extra-pesados venezolanos (Barberii, 1998).

Por otra parte, debido a que se usó crudo deshidratado en estas pruebas, se utilizó agua sintética preparada con características similares al agua de formación del yacimiento en estudio; en la Tabla A.3 se presentan los resultados de su caracterización. Finalmente, en las Tablas A.4 y A.5 se presentan las principales características fisicoquímicas de la arena del yacimiento y el contenido mineralógico de la arcilla empleadas para la preparación de las celdas.

Tabla A.2. Caracterización del crudo extrapesado de la Faja Petrolifera del Orinoco.

Propiedad	Valor
Gravedad API	7,9
Viscosidad @ T de yacimiento (52°C)	20053 cP
Peso molecular (g/mol)	490
Residuo micro carbón (%m/m)	16,6
Relación H/C	1,38
Metales (Vanadio) (mg/l)	395
Metales (Níquel) (mg/l)	97
Metales (Hierro) (mg/l)	24
Azufre (%m/m)	3,69
Contenido de Saturados (%m/m)	13
Contenido de Aromáticos (%m/m)	50
Contenido de Resinas (%m/m)	28
Contenido de Afaltenos (%m/m)	7
Contenido de Asfaltenos (%m/m) IP-143	14,9684
Densidad @ 25°C (g/cc)	1,00908
Densidad @ 52°C (g/cc)	0,99167

Tabla A.3. Contenido de cationes del agua de formación

	Características	Valores
Cationes	Al (mg/l)	<1,0
	Ca (mg/l)	110
	Fe (mg/l)	<1
	K (mg/l)	160
	Mn (mg/l)	44
	Na (mg/l)	3650
Aniones	Cloruros (mg/l)	5255
	Nitratos (mg/l)	<25
	Sulfatos (mg/l)	741
	Carbonatos (mg/l)	<10
	Bicarbonatos (mg/l)	1550

Densidad del agua de formación @ 25 °C: 0,996115 g/cc

Densidad del agua de formación @ 52 °C: 0,971895 g/cc

Se realizo la caracterizacion de dos muestras de la arena utilizada en estas pruebas, y su composición vario un poco debido a la heterogeneidad de las mismas. (Ver tablas A.4.1 y A.4.2)

Tabla A.4.1 Caracterización mineralógica de la arena de yacimiento

Componentes	Valor
Cuarzo (SiO ₂); % m/m	89
Arcilla %m/m	6
Calcita %m/m	4
Feld-K %m/m	1

Tabla A.4.2 Caracterización mineralógica de la arena de yacimiento

Componentes	Valor
Cuarzo (SiO ₂); % m/m	86
Arcilla %m/m	10
Calcita %m/m	1
Feld-K %m/m	2
Pirita %m/m	1

Tabla A.5. Contenido mineralógico de la arcilla

Mineral	Contenido (%m/m)
Caolinita	97
Ilita	3

Apéndice B. Modelo de cálculo para las pruebas PC-1, PC-2, PC-3, PC-4 y PC-5

1. Cálculo de la permeabilidad

La permeabilidad es medida por medio de la Ley de Darcy. La expresión de la Ley de Darcy se muestra en la ecuación:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{-K_g}{\mu} \cdot \frac{dl}{dP} \quad (\text{Ec. 1})$$

Dónde:

V: velocidad aparente del flujo (cm/s)

Q: tasa de flujo (mL/s)

A: área perpendicular al flujo (cm²)

μ : viscosidad (cP)

Dp/dl: gradiente de presión en la dirección del flujo (atm/cm)

K_g: permeabilidad (Darcy)

Al despejar K_g queda la expresión:

$$K_g = \frac{Q \cdot L \cdot \mu_g}{\Delta P \cdot A} = \frac{m \cdot L \cdot \mu_g}{A} \quad (\text{Ec. 2})$$

Se grafica Q vs ΔP , y se realiza un ajuste lineal $Q = m \cdot \Delta P$, con la intención de obtener la relación $m = \frac{Q}{\Delta P}$. Los datos experimentales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla B.1. Datos obtenidos de Q (ml/min) y ΔP (%) en la medición de la permeabilidad al nitrógeno de la prueba PC-1

Q(ml/min)	Q(cc/s)	ΔP(psi)	ΔP(atm)	Kg
0	0	0	0	0,00
544	9,066666667	2,599	0,178362745	2,37
741	12,35	3,468	0,238	2,42
938	15,63333333	4,339	0,29777451	2,45
1100	18,33333333	5,007	0,343617647	2,49
1210	20,16666667	5,469	0,375323529	2,51

A continuación se muestra el gráfico de Q (cc/s) vs ΔP (atm):

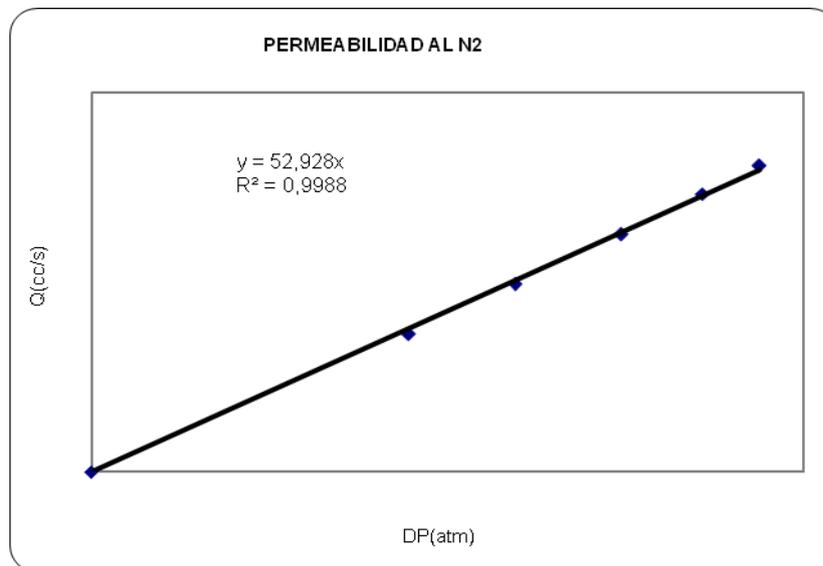


Figura B.1. Permeabilidad al nitrógeno prueba PC-1

Se obtuvo m igual a 52,92 y se sustituye en la Ec.2:

$$K_g = \frac{52,928 \frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \cdot 30,5 \text{cm} \cdot 0,017 \text{cp}}{11,1 \text{cm}^2} = 2,4723 \text{ Darcies}$$

$$K_g = 2,4723 \text{ Darcies}$$

El procedimiento a seguir para medir la permeabilidad al agua es el mismo.

2. Porcentaje de saturación de agua (%S_{wi}) y crudo en la celda (%S_{oi}):

$$\% \text{ Saturación de crudo} = \frac{\text{g de crudo total en la celda}}{\text{g de crudo total en la celda} + \text{g de agua total en la celda}} \quad (\text{Ec. 3})$$

$$\% \text{ Saturación de crudo} = \frac{109,30}{109,30 + 7,70} \times 100 = 93,42\%$$

$$S_{oi} = 93,42\%$$

$$\% \text{ Saturación de agua} = \frac{\text{g de agua total en la celda}}{\text{g de crudo total en la celda} + \text{gramos de agua total en la celda}} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$\% \text{ Saturación de agua} = \frac{7,70}{109,30 + 7,70} \times 100 = 6,58\%$$

$$S_{wi} = 6,58\%$$

3. Cálculo de la porosidad (Ø) y volumen poroso de la celda (V_p):

$$\text{Ø} = \frac{\frac{\text{Masa de agua dentro de la celda}}{\text{densidad del agua de formación}}}{\text{Área de la celda} \times \text{longitud de la celda}} \times 100 \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\text{Ø} = \frac{\frac{114,26 \text{ g}}{0,996115 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}}}{11,1 \text{ cm}^2 \times 30,5 \text{ cm}} \times 100 = 33,80\%$$

$$V_p = \frac{\text{Masa de agua dentro de la celda}}{\text{densidad del agua de formación}} \quad (\text{Ec. 6})$$

$$V_p = \frac{114,26\text{g}}{0,996115 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}} = 114,72 \text{ cm}^3$$

$$V_p = 114,72 \text{ cm}^3$$

Tabla B.2. Resultados obtenidos de permeabilidad, saturación, porosidad y volumen poroso de las diferentes pruebas realizadas para esta investigación.

Celda	PC-1	PC-2	PC-3	PC-4	PC-5
Kg[Darcies]	2,47	2,40	2,02	2,37	1,78
Kw[Darcies]	1,11	1,21	0,714	1,29	1,40
Soi[%]	93,42	86,56	90,11	90,32	91,75
Swi[%]	6,58	13,44	9,89	9,68	8,25
ϕ [%]	33,22	36,17	34,59	35,19	34,68
Vp [cm3]	112,46	122,44	117,11	119,12	117,42

4. Velocidad del frente de combustión:

Es importante mencionar que se toma como zona de estudio o zona estabilizada la etapa donde las tasas, y velocidades están más estables.

La velocidad del frente es la alcanzada entre termocupla y termocupla. La distancia recorrida es considerada como 5 cm, y el tiempo es aquel que tarda cada termocupla en alcanzar los 400 °C.

Para el cálculo de la velocidad de la PC-1 se toma como etapa estabilizada, el momento en que el frente de combustión pasa entre la termocupla T5 y T7.

$$\text{velocidad} = \frac{\text{distancia}}{\text{tiempo}} \quad (\text{Ec. 7})$$

$$\text{Velocidad entre T5-T6} = \frac{5\text{cm}}{20,5\text{min}} \times 60 \frac{\text{min}}{1\text{h}} = 14,63 \frac{\text{cm}}{\text{h}}$$

$$\text{Velocidad entre T6-T7} = \frac{5\text{cm}}{29,75\text{min}} \times 60 \frac{\text{min}}{1\text{h}} = 10,08 \frac{\text{cm}}{\text{h}}$$

Para saber la velocidad del frente se sacó un promedio entre la velocidad entre T5-T6 y T6-T7.

$$\text{Velocidad del frente} = \frac{14,63+10,08}{2} = 12,35 \frac{\text{cm}}{\text{h}}$$

5. Temperatura máxima promedio en la zona estable

En T5 la temperatura máxima fue: 574,77 °C

En T6 la temperatura máxima fue: 562,31°C

En T7 la temperatura máxima fue: 436,38 °C

$$T_{\text{max}} = \frac{574,77+562,31+436,38}{3} = 524,49^{\circ}\text{C}$$

6. Parámetros de combustión:

Para el cálculo de los parámetros se utilizan los volúmenes de los gases de combustión acumulados en la zona estable, según el método clásico explicado por Sarathi, 1999. Se necesitan para la prueba, los siguientes datos: Volumen de Nitrógeno, Volumen de Oxígeno, Volumen de Dióxido de Carbono producido, Volumen de Monóxido de Carbono producido, Relación entre el Nitrógeno y el Oxígeno del aire inyectado.

PMC = Peso molecular carbono = 12 g/mol.

PMH2 = Peso molecular del hidrógeno = 2 g/mol.

PMH2O = Peso molecular del agua = 18 g/mol.

Desde el minuto 896,5 hasta el minuto 946,75, se consideró como período estabilizado y se obtuvo la masa de gases de combustión acumulada (60,206750g)

con los datos arrojados por el flujómetro que se encuentra conectado con el software de automatización del proceso. La masa acumulada de N₂, O₂, CO₂ y CO se calculó con la masa total obtenida multiplicada por el % másico de cada gas. Los moles se obtuvieron dividiendo el valor de la masa por el peso molecular de cada gas. El volumen se obtuvo multiplicando los moles de cada compuesto por 23,6446 L/mol (Ver Tabla 3). Es importante también resaltar que la longitud de la celda barrida por el frente es igual a 5cm, en el período antes nombrado.

Tabla B.3. Promedio de las concentraciones molares en la zona estable para PC-1

COMPUESTO	PROMEDIO %MOLAR	%MOLAR NORMALIZADO
CO ₂	13.25	13.249431
ARGÓN/OXÍGENO	0.53	0.534777
NITRÓGENO	82.94	82.936990
CO	3.28	3.278802
TOTAL	100.000000	100.000000

Relación de la fracción molar de oxígeno y nitrógeno del gas de alimentación (R)

$$R = \frac{Y_{N_2}}{Y_{O_2}} \quad (\text{Ec. 8})$$

$$R = \frac{0,79}{0,21} = 3,76$$

6.1 Relación H/C:

$$\text{Relación } H/C = \frac{4 \left[\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right]}{[[CO_2] + [CO]]} \quad (\text{Ec. 9})$$

$$\text{Relación } \frac{H}{C} = \frac{4 \times \left[\frac{82,93}{3,76} - 13,25 - \frac{3,28}{2} - 0,53 \right]}{13,25 + 3,28}$$

$$\text{Relación } \frac{H}{C} = 1,60$$

6.2 Relación oxígeno/combustible (OFR)

$$\text{OFR} = \frac{379 \times \frac{N_2}{R}}{\left(12,011 \times (CO_2 + CO) + 4,032 \times \left[\frac{N_2}{R} - CO_2 - \frac{CO}{2} - O_2 \right] \right) \times \frac{28,32}{453,59}} \quad (\text{Ec.10})$$

$$\text{OFR} = \frac{379 \times \frac{82,93}{3,76}}{12,011 \times 13,25 + 3,28 + 4,032 \times \left[\frac{83,94}{3,76} - 13,25 - \frac{3,28}{2} - 0,54 \right]}$$

$$\text{OFR} = 2,32 \frac{m^3}{Kg}$$

6.3 Relación aire-combustible (AFR)

$$\text{AFR} = [1 + R] \times \text{OFR} \quad (\text{Ec.11})$$

$$\text{AFR} = (1 + 3,76) \times 2,32$$

$$AFR = 11,03 \frac{m^3}{Kg}$$

6.4 Oxígeno utilizado (Y)

$$Y = \frac{\left[\frac{[N_2]}{R} - [O_2] \right]}{\frac{[N_2]}{R}} \quad (\text{Ec.12})$$

$$Y = \frac{\frac{82,94}{3,76} - 0,53}{\frac{82,94}{3,76}} = 0,97$$

6.5 Exceso de Aire

$$\text{Exceso de aire} = \frac{1 - Y}{Y} \quad (\text{Ec.13})$$

$$\text{Exceso de aire} = \frac{1 - 0,97}{0,97} = 0,025$$

6.6 Flujo de aire AF

$$AF = \frac{\text{TasaInyección}[m^3(ST)/h]}{X - \text{ÁreaSecciónTRansversalCelda}[m^2]} \quad (\text{Ec.14})$$

$$AF = \frac{0,904848}{11,10} = 0,0815 \frac{l}{min \times cm^2}$$

$$AF = 48,89 \frac{m^3}{h \times m^2}$$

6.7 Requerimiento de aire (AR)

$$\boxed{AR = \frac{AF}{U_b}}$$

U_b= Velocidad del frente

(Ec.15)

$$AR = \frac{48,89}{12,359} = 395,58 \frac{m^3}{m^3}$$

6.8 Requerimiento de Combustible (FR)

$$FR = \frac{AR}{AFR}$$

(Ec.16)

$$FR = \frac{395,58}{11,03} = 35,86 \frac{Kg}{m^3}$$

7. Balance de masa

A continuación, se muestran el procedimiento y los cálculos del balance de masa de las Pruebas PC-1, PC-2 y PC-5. Los ejemplos se hicieron con datos de la PC-1.

La masa de aire se obtiene de los datos arrojados por el sistema automatizado.

$$\rho_{aire} = 1,2928 \frac{g}{L}$$

$$m_{aire\ inyectado} = 285,2035g$$

El volumen de crudo de la celda se obtiene a partir del volumen de agua inyectado por la bomba durante la saturación de crudo y volumen de crudo contenido en la tubería de salida de la celda que conecta la celda con el cilindro recolector C-103:

$$V_{inyectado} = V_{inicial} - V_{final} \quad (Ec.17)$$

$$V_{inyectado} = 462,68 - 256,469 = 206,211ml$$

$$m_{de\ crudo} = m_{crudo\ en\ la\ tubería\ de\ salida} + m_{crudo\ en\ C-103} \quad (Ec.18)$$

$$m_{decrudo} = 13 + 85,79 = 98,79g$$

$$V_{crudo\ tuberías} = \frac{m_{crudo\ en\ tuberías}}{\rho_{crudo}} \quad (Ec.19)$$

$$V_{crudo\ tuberías} = \frac{98,79g}{1,00908 \frac{g}{cc}} = 97,9010cc$$

$$V_{\text{crudo en la celda}} = \text{Volumen inyectado} - \text{Volumen en tuberías} \quad (\text{Ec.20})$$

$$V_{\text{crudo en la celda}} = 206,211 - 97,9010 = 108,3099 \text{ ml}$$

Luego, la masa de crudo se obtiene multiplicando el valor anterior por la densidad del crudo:

$$m_{\text{crudo celda}} = \rho_{\text{crudo}} V_{\text{crudo celda}} \quad (\text{Ec.21})$$

$$m_{\text{crudo en la celda}} = 108,3099 \text{ ml} \times 1,00908 \frac{\text{g}}{\text{ml}} = 109,2933 \text{ g}$$

La masa inicial de agua dentro de la celda, se obtiene a partir de la masa de agua inyectada en la celda :

$$m_{\text{agua inyectada celda}} = 117 \text{ g}$$

$$m_{\text{inicial agua celda}} = m_{\text{agua inyectada celda}} - m_{\text{crudo celda}} \quad (\text{Ec.22})$$

$$m_{\text{inicial agua celda}} = 117 - 109,2933 = 7,7067 \text{ g}$$

La masa de gases de combustión se obtiene mediante la fracción molar leída por el sistema para cada compuesto:

$$m_{\text{gases de combustión tomados en pc-1}} = 281,3455$$

Los gases que quedan dentro del sistema son contabilizados por un gasómetro:

$$m_{\text{ultimo Flash}} = V_{\text{gases de combustión}} \times \rho_{\text{gas}} \quad (\text{Ec.23})$$

$$m_{\text{gases combustion dia despues}} = V_{\text{gases de combustion}} \cdot \rho_{\text{gas}} \quad (\text{Ec.24})$$

$$m_{\text{ultimo flash}} = 3,69251 \times 1,2563 \frac{\text{g}}{\text{l}} = 4,6389\text{g}$$

$$m_{\text{gases de combustión día después}} = 9,97981 \times 1,2563 \frac{\text{g}}{\text{l}} = 12,5376\text{g}$$

$$m_{\text{gases totales generados}} = m_{\text{gases de combustión tomados en PC-1}} + m_{\text{gases combustión día después y ultimo flas}} \quad (\text{Ec.25})$$

$$m_{\text{gases totales generados}} = 281,3455 + 4,6389 + 12,5376 = 298,5214\text{g}$$

La masa de agua generada en el sistema se contabiliza como masa de agua tomada en cada muestra ($m_1, m_2, m_3 \dots$) durante la prueba.

$$m_{\text{agua salida}} = 22,91\text{g}$$

La masa de crudo recuperado se contabiliza como masa de crudo tomada en cada muestra ($m_1, m_2, m_3 \dots$) durante las tres etapas de la prueba (empuje, precalentamiento y combustión).

$$m_{\text{crudo total salida}} = m_{\text{crudo}} + m_{\text{residuo de crudo}} \quad (\text{Ec.26})$$

$$m_{\text{crudo total salida}} = 75,09 + 20,73 = 95,82\text{g}$$

La masa de agua formada por el proceso viene dada por la siguiente ecuación

$$m_{\text{agua formada}} = 2 \times \text{moles}_{\text{O}_2 \text{ que reaccionan para formar agua de combustión}} \times \text{PM} \quad (\text{Ec.27})$$

$$m_{\text{agua formada}} = 2 \times 0,7229 \times 18 = 26,02\text{ g}$$

$$m_{\text{coque}} = 5,9081\text{g}$$

$$m_{\text{crudo impregnado en la arena}} = 1,2297\text{g}$$

Entonces, la masa total que ingresa al sistema se define de la siguiente manera

$$m_{\text{entrada}} = m_{\text{aire}} + m_{\text{crudo celda}} + m_{\text{agua celda}} + m_{\text{agua formada en el proceso}} \quad (\text{Ec.28})$$

$$m_{\text{entrada}} = 285,2035 + 109,2933 + 7,7067 + 26,02 = 428,22g$$

Por otro lado, la masa total que sale del sistema se define en la siguiente ecuación

$$m_{\text{salida}} = m_{\text{gases totales}} + m_{\text{crudo total salida}} + m_{\text{total agua salida}} + m_{\text{coque}} + m_{\text{crudo impregnado en la arena}} \quad (\text{Ec.29})$$

$$m_{\text{salida}} = 2298,5214 + 95,82 + 22,91 + 5,9081 + 1,2297 = 424,39g$$

NOTA:

La Única diferencia entre las pruebas es que para el balance de masa para las pruebas PC-3 y PC-4 se suma en la entrada el agua inyectada por la bomba para la etapa de inyección de vapor.

8. Cálculos de recuperación de crudo

La masa inicial de crudo es 109,3 g. La masa de crudo que sale del sistema por empuje (m_{os}) es 6,3 g el crudo recuperado por expansión térmica (m_{osex}) es 21,72 g y por combustión (m_{oc}) es 60,78 g, el crudo no recuperado (m_{onr}) es 7,1378g y el crudo consumido en la combustión es 14,72 g. El crudo total se define en la siguiente ecuación

$$m_{\text{crudo total}} = m_{os} + m_{osex} + m_{oc} + m_{onr} + m_{cc} \quad (\text{Ec.30})$$

$$m_{\text{crudo total}} = 6,3 + 21,72 + 60,78 + 7,1378 + 14,72 = 110,6578g$$

El error entre el crudo total de salida y el POES se calcula de la siguiente manera

$$\%Error = \left| \frac{m_{\text{crudo total}} - POES}{POES} \right| \times 100 \quad (\text{Ec.31})$$

$$\%Error = \left| \frac{110,6578 - 109,2933}{109,2933} \right| \times 100 = 1,3\%$$

El crudo total recuperado es la suma del crudo recuperado por empuje, por expansión térmica y el crudo recuperado por la combustión tal como se escribe en la siguiente ecuación

$$m_{\text{crudo recuperado}} = m_{oe} + m_{oex} + m_{oc} \quad (\text{Ec.32})$$

$$m_{\text{crudo recuperado}} = 6,3 + 21,72 + 60,78 = 88,8g$$

Apéndice C. Imágenes de la arena después del proceso CES

En este apéndice se muestran las fotos del aspecto de la arena después de cada prueba de combustión, y antes de haber lavado el crudo y quemado el coque. Cada zona entre termocupla se llamó zona 1, 2, 3, 4, 5, y 6, donde 1 es la entrada y 6 la salida.

Prueba PC-1:

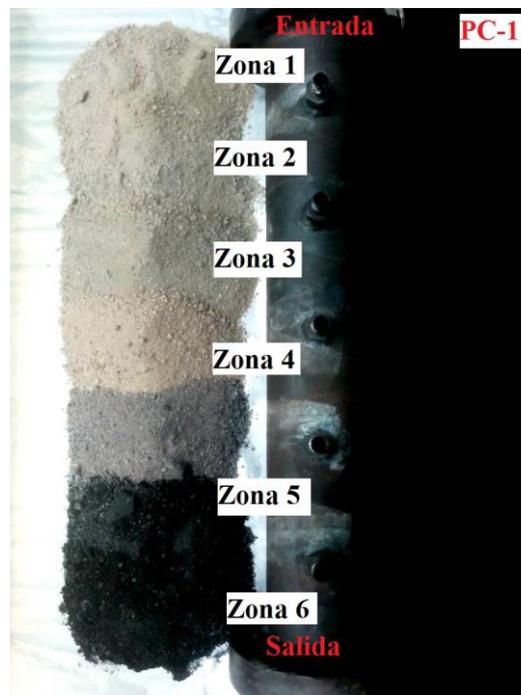


Figura C.1. Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-1.

Prueba PC-3:



Figura C.2. Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-3

Prueba PC-4:



Figura C.3. Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-4

Prueba PC-5:



Figura C.4. Aspectos de los corte de arenas de las diferentes zonas de la celda de combustión en sitio para la prueba PC-5