

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

***ESTUDIO COMPARATIVO DE MÉTODOS DE IGNICIÓN PARA EL PROCESO
DE RECUPERACIÓN MEJORADA TÉRMICA DE COMBUSTIÓN EN SITIO***

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el TSU. Quijada M., Jorge
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

***ESTUDIO COMPARATIVO DE MÉTODOS DE IGNICIÓN PARA EL PROCESO
DE RECUPERACIÓN MEJORADA TÉRMICA DE COMBUSTIÓN EN SITIO***

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Francisco Yáñez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. María Llamedo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el TSU. Quijada M., Jorge
Para optar al Título
de Ingeniero Químico

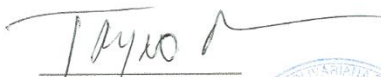
Caracas, 2015

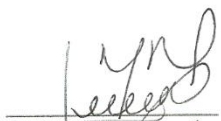
Caracas, Junio, 2015


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Técnico Superior Universitario, titulado:

“Estudio comparativo de métodos de ignición para el proceso de recuperación mejorada térmica de Combustión en Sitio ”


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


Prof. Trino Romero
Jurado


Prof(a). Lucy Monsalve
Jurado


Prof. Francisco Yáñez
Tutor Académico




Ing. María Llamedo
Tutor Industrial

Dedicado a mi madre Irasema Mejías de Quijada por darme la vida y a toda mi familia por brindar me el estímulo y apoyo necesario para seguir adelante en el logro de mis metas.

AGRADECIMIENTOS

Ante todo quiero agradecer a Dios y la Virgen por sobre todas las cosas, por guiar mi camino y mantenerme siempre positivo ante este reto.

Agradezco a mis padres Irasema Mejías de Quijada y Jorge Quijada, por darme todo su amor, apoyo y ayuda incondicional. A mi Tío, Leonardo Oropeza por sus consejos y visiones. Agradezco a toda mi familia por las enseñanzas, educación y cariño recibido. A todos gracias, son mi orgullo y mi ejemplo.

Quiero agradecer a la Universidad Central de Venezuela, por brindarme la oportunidad de estudiar en sus instalaciones, al igual que a mis amigos y compañeros de clases que me ayudaron a formarme como Ingeniero y más allá de eso, a disfrutar de este difícil mundo de la Ingeniería. De igual manera, quiero agradecer a todos mis profesores, en especial a la profesora Lucy Monsalve y al profesor Trino Romero por mostrar su disponibilidad a la hora de evaluar y presentar esta investigación profesores.

Gracias a mis compañeros de tesis Carlos Goncalves y María Gabriela Mora, por apoyarme y ayudarme a culminar este trabajo de investigación. Son excelentes personas, mucho éxito, se merecen lo mejor.

Un agradecimiento especial, a los Ingenieros Deyvis Vásquez y Numan Izarra por aportar sus conocimientos y parte de su tiempo en el desarrollo de este trabajo. Son excelentes profesionales y grandes compañeros.

Agradezco al profesor Francisco Yánez por aceptar ser mi tutor, por tener una excelente forma de ser y por tomar parte de su tiempo para aportar sus ideas y criterios. Gracias a mis tutores industriales, María Llamedo y Arturo Mendoza, por darme la oportunidad de ingresar a PDVSA - Intevep, vivir esta experiencia llena de aprendizaje y por aportar su experiencia y conocimiento en la realización de este trabajo especial de grado.

Extendiendo mi agradecimiento a personas y profesionales valiosos como:
Alida Veliz, Cala Miranda, Lorena Pérez, Ana Romero, Xenia Suzzaeini, Nelson
Rondón, Darío Delfín, Dixon Arellano, Deivi Oliveros, Oswaldo Albornoz y Miguel
Ángel Pérez.

A TODOS GRACIAS

Quijada M., Jorge E.

ESTUDIO COMPARATIVO DE METODOS DE IGNICIÓN PARA EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA TÉRMICA DE COMBUSTIÓN EN SITIO

Tutor Académico: Prof. Francisco Yánez. Tutor Industrial: Ing. María Llamedo

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.

Año 2015, 80 p.

Palabras Claves: Combustión en Sitio (CES), Métodos de ignición, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), Recuperación mejorada Térmica (RMT), crudos pesados, crudos extra-pesados.

Resumen. La Faja Petrolífera del Orinoco, ubicada en Venezuela es la reserva de crudo pesado y extra-pesado más grande del planeta, dada esta condición, la recuperación y explotación de este crudo se ha convertido en un verdadero reto. Ante esta situación, se presentan tecnologías de recuperación mejorada térmica como la Combustión en Sitio capaces de obtener resultados satisfactorios. Esta tecnología presenta diferentes etapas como la ignición, combustión, evaporación, condensación, entre otras. El presente trabajo contempla el estudio de la etapa de ignición y de la factibilidad de su aplicación bajo diferentes métodos. Para ello, se realizó un análisis termogravimétrico (TGA) junto a ensayos en tubos empacados con arena y saturados con agua de formación y crudo, donde se modificó el método de ignición con el que se inicia el proceso, siendo estos: calentamiento eléctrico, inyección de un fluido caliente e introducción de un agente químico pirofórico. Se obtuvo como resultado, que a mayor energía entregada para generar la ignición el proceso es más eficiente. En este sentido, el método por calentamiento eléctrico mostro ser el más factible para ser aplicado bajo las condiciones de yacimiento dadas.

INDICE

INTRODUCCION	1
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.1 Planteamiento del problema.....	2
1.2 Justificación de la investigación	3
1.3 Antecedentes de la investigación	4
1.4 Objetivos de la investigación	8
MARCO TEÒRICO.....	9
2.1 Bases teóricas.....	9
2.1.1. Yacimiento.....	9
2.1.2. Porosidad.....	9
2.1.3 Saturación	10
2.1.4 Permeabilidad	11
2.1.5 Recuperación Primaria.....	13
2.1.6 Recuperación secundaria.....	14
2.1.7 Recuperación mejorada.....	14
2.1.1 Recuperación Térmica	15
2.1.2 Combustión En Sitio	16
2.1.4 Ignición	20
2.1.7 Métodos de Ignición	22
MARCO METODOLÒGICO.....	24
3.1 Tipo de la investigación	24
3.2 Definición de variables o indicadores.....	24
3.3 Población y muestra.....	24
3.4 Descripción del equipo y procedimiento experimental.....	24
3.4.1 Preparación de la muestra	26
3.4.2 Ejecución del método.....	28
3.4.3 Recolección de datos y Resultados.	33
3.5 Limitaciones.....	33

DISCUSIÓN DE RESULTADOS	34
4.1 Análisis Termogravimétrico	34
4.1.1 Temperatura de ignición	34
4.1.2 Reacciones de Oxidación	38
4.3 Métodos de Ignición	43
4.3.1 Método Eléctrico (Calentadores eléctricos)	44
4.3.2 Inyección de fluidos calientes (Pre-calentamiento con vapor).....	47
4.3.3 Método Químico	52
4.4 Selección del mejor método de ignición	54
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	59
5.1 Conclusiones.....	59
5.2 Recomendaciones	61
BIBLIOGRAFÍA	62
APENDICE I	66
Cálculos tipo de las condiciones de la celda	66
APÉNDICE II	70
Tratamiento de datos para análisis TGA.....	70
APENDICE III.....	72
PROYECTOS DE CAMPO.....	72
APENDICE IV	74
Parámetros Estabilizados	74
APENDICE V	77
ANEXOS	77

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Movimiento de los fluidos a través de un medio poroso.....	12
Figura 2: Zonas características formadas durante la combustión convencional.....	17
Figura 3: Perfil de temperatura para cada casos de combustión húmeda	18
Figura 4: Diferentes zonas de la combustión en reveso.....	19
Figura 5: Sistema de saturación con agua.....	26
Figura 6: Sistema de saturación con crudo	27
Figura 7: Sistema para método de ignición eléctrico.....	29
Figura 8: Sistema para método de ignición de precalentamiento con vapor.	31
Figura 9: Sistema de ignición con agente químico	32
Figura 10: Determinación de la temperatura mínima de ignición.	35
Figura 11: Análisis termogravimétrico curva convencional.....	35
Figura 12: Etapas del proceso de combustión en sitio bajo una atmosfera oxidante....	39
Figura 13: Etapas del proceso de combustión bajo una atmosfera inerte	40
Figura 15: Perfil de temperatura logrado por el método de ignición eléctrico	45
Figura 16: Composición del gas de salida (n_2, o_2, co_2) para la prueba de ignición utilizando un método eléctrico	46
Figura 17: Composición del gas de salida (co_2, co, ch_4, c_2h_6) para la prueba de ignición utilizando un método eléctrico.	47
Figura 18: Perfil de temperatura logrado por el método de pre-calentamiento con vapor	48
Figura 19: Saturación de crudo en la celda durante prueba de ignición con pre- calentamiento de vapor	49
Figura 20: Composición del gas de salida (o_2, co_2) para la prueba de ignición utilizando un de pre-calentamiento con vapor.....	50
Figura 21: Composición del gas de salida (co_2, co, ch_4, c_2h_6) para la prueba de ignición utilizando de pre-calentamiento con vapor.....	51
Figura 22: Determinación de la temperatura de descomposición del agente químico.	53
Figura 23: Análisis termogravimétrico (curva convencional) del agente químico.....	53

Figura 24: Apariencia de la arena luego de finalizar la prueba con calentamiento eléctrico	77
Figura 25: Cantidad de coque producido por prueba de ignición de precalentamiento con vapor	77
Figura 26: Apariencia de la arena luego de finalizar la prueba de precalentamiento con vapor	78
Figura 27: Diseño de las tapas acoplada a la celda para la introducción de agentes químicos.....	78
Figura 28: Celda de combustión para métodos de ignición.....	79
Figura 29: Sistema de saturación con crudo.....	79
Figura 30: Celda de combustión con aislamiento.....	80

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Determinación de la saturación del fluido en el espacio poroso.....	10
Ecuación 2 Determinación de la saturación de fluidos.....	11
Ecuación 3 Determinación de la permeabilidad de la roca.....	12
Ecuación 4: Determinación del tiempo de ignición espontaneo.....	21
Ecuación 5 Determinación de la permeabilidad absoluta.....	66
Ecuación 6 Determinación del volumen poroso.....	67
Ecuación 7 Determinación del volumen total de la celda.....	67
Ecuación 8 Determinación de la porosidad.....	67
Ecuación 9 Calculo de la cantidad de crudo en el cilindro recolector.....	68
Ecuación 10 Determinación del volumen de crudo en el cilindro recolector.....	68
Ecuación 11 Calculo de la cantidad de crudo en la celda.....	68
Ecuación 12 Calculo de la cantidad de crudo deshidratando.....	68
Ecuación 13 Calculo de la cantidad de agua en el crudo.....	69
Ecuación 14 Determinación de la cantidad de agua en la celda.....	69
Ecuación 15 Calculo de la masa total de agua irreducible.....	69
Ecuación 16 Determinación de la saturación de crudo en la celda.....	69
Ecuación 17 Determinación de la saturación de agua en la celda.....	69
Ecuación 18 Definicion diferencial del modelo cinetico.....	70
Ecuación 19 Calculo de la fracción de muestra consumida.....	70
Ecuación 20 Definicion de la rampa de calentamiento.....	70
Ecuación 21 Ecuacion de arrenhnius.....	71
Ecuación 22 Ecuacion diferencial para tratamiento de tga.....	71
Ecuación 23 Ecuación de coats and redfern.....	71
Ecuación 24 Determinación de la relación hidrogeno/ carbono.....	75
Ecuación 25 Determinacion de la relacion oxigeno combustible.....	75
Ecuación 26 Determinacion Aire/ Combustible.....	75
Ecuación 27 Determinacion del oxigeno utilizado.....	76
Ecuación 28 Determinacion del flujo de aire inyectado.....	76

Ecuación 29 Determinación del área transversal de la celda.....	76
Ecuación 30 Determinación del requerimiento de aire de la prueba	76
Ecuación 31 Determinación del requerimiento de combustible	76

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Análisis a realizar en cada ensayo de ignición.	33
Tabla 2: Composición de la arena de yacimiento.	36
Tabla 3: Propiedades del crudo original	37
Tabla 4: Resumen del análisis térmico tga para la muestra Arena/Crudo	42
Tabla 5: Resumen de eventos ocurridos durante el análisis tga.....	42
Tabla 8: Condiciones experimentales para las pruebas de ignición	43
Tabla 9: Ponderación de cada criterio de elección.....	55
Tabla 10: Ponderación de los métodos, criterio “parámetros del método”	56
Tabla 11: Ponderación de los métodos, criterio “aplicabilidad en campo”	56
Tabla 12: Ponderación de los métodos, criterio “facilidades operativas”	57
Tabla 13: Ponderación de los métodos, criterio “costo de inversión”	57
Tabla 14: Ponderación de los métodos, criterio “costo de operación”	57
Tabla 15: Selección de final del método de ignición	58
Tabla 17: Proyectos de ignición registrados aplicando ignición espontánea.....	72
Tabla 18: Proyectos de ignición registrados aplicando calentamiento eléctrico	73

INTRODUCCION

La producción de crudos pesados aumenta cada día su importancia en la industria petrolera, debido a la existencia de grandes reservas y al agotamiento de los yacimientos de petróleo liviano y mediano. Además de esto, la realidad económica industrial invita a modernizar constantemente los procesos de explotación, producción y refinación, para competir en el mercado y garantizar niveles de rentabilidad. Sin embargo, cuando se trata de crudos pesados esta situación se dificulta, ya que se necesitan tecnologías que faciliten la producción y el transporte. Venezuela cuenta con la mayor reserva a nivel mundial de petróleo pesado, ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Por su condición de petróleo de alta viscosidad, es necesario utilizar métodos de recuperación mejorada; siendo la inyección alternada de vapor el único método de recuperación aplicado actualmente en la FPO obteniendo recuperaciones insatisfactorias aproximadamente entre 8 y 10% (El mundo , 2012).

No obstante, existen métodos alternativos como la Combustión en Sitio que pueden tener un alto desempeño, realizando las evaluaciones técnico económicas para cada área en específico. Una de las etapas importantes de este método de recuperación es la ignición o encendido del frente, la cual es una de las claves para el éxito del proceso y del desplazamiento del crudo.

El objetivo principal de este trabajo de investigación es estudiar experimentalmente la etapa de ignición y comprobar la viabilidad de llevar a cabo la misma a partir de diferentes métodos. Para ello se empleó una muestra de fluidos y arena de campo Bare zona prospectiva donde está contemplado un proyecto piloto para este proceso y se probaron diferentes metodologías a escala de laboratorio para el encendido del frente. Esta investigación permitió a PDVSA Intevep contar con un estudio preliminar para evaluar metodologías de ignición y jerarquizar la factibilidad de aplicación entre los métodos evaluados.

1. CAPÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema.

El petróleo es un recurso natural no renovable el cual representa la principal fuente de energía a nivel mundial y uno de los indicadores responsables de las variaciones económicas de algunos países.

Un estudio realizado por la Agencia Internacional de la Energía indica que la producción de petróleo convencional (considerado liviano mayor a 29° API) llegó a su pico máximo en 2006 debido a las diferentes necesidades y requerimientos que enfrenta la sociedad como el transporte, la calefacción, la generación de electricidad entre otras (AIE, 2010). Sin embargo, aún se cuentan con reservas de petróleo pesado, extra-pesado y arenas bituminosas que pueden ser de gran provecho si se utiliza la tecnología adecuada.

La República Bolivariana de Venezuela posee las principales reservas de petróleo en el mundo, constituidas en su mayoría por crudos pesados y extra-pesados ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco la cual comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas con reservas de petróleo original de aproximadamente 1,36 millardos de barriles. (PDVSA, 2012)

Dada las características del petróleo contenido en esta extensa zona, su recuperación se ha convertido en un verdadero reto, ya que este presenta dificultades en cuanto a su capacidad móvil y elevada viscosidad. No obstante, existen métodos de recuperación mejorada térmica que son capaces de solucionar dichas dificultades, además de aumentar el factor de recobro, el cual es el requerimiento más importante de cualquier proceso de recuperación.

Entre los métodos de recuperación térmica utilizados a nivel mundial destaca la Combustión En Sitio, donde se inyecta aire al yacimiento a través de un pozo inyector para ignitar una porción de aproximadamente 10% del petróleo original en sitio

(POES), provocando una serie de reacciones químicas y generando gran cantidad de calor, de esta manera se forma un craqueo térmico que le permite al fluido aumentar su movilidad, mejorar su viscosidad aparente y desplazar el crudo hacia los pozos productores. Según investigadores como Doraiah Adabala, Siba Prasad Ray, R. G. Moore, John Michael Belgrave, entre otros, a través de la combustión en sitio se han alcanzado factores de recobro entre 10 y 40% (Belgrave Oil and Gas Corp, 2009).

Una de las etapas importantes en el desarrollo del proceso es la ignición o encendido del frente de combustión, la cual ocurre cuando el calor que emite un medio llega a ser suficiente como para sostener una reacción química.

La ignición puede ser generada espontáneamente a través de la inyección de aire al yacimiento durante un periodo prolongado o de manera inducida, donde un agente externo es introducido al yacimiento para servir de puente en la emisión de calor necesaria para iniciar la combustión. Es de gran importancia que el método seleccionado para llevar a cabo la ignición se efectuó exitosamente, ya que de esto dependerá el progreso de las posteriores etapas, las cuales serán las responsables de originar las diferentes reacciones químicas, mejorar las características fisicoquímicas del petróleo y darle un valor agregado a la tecnología.

A partir del criterio de que no existe un método único para generar la ignición y de las ideas expuestas anteriormente, se plantea estudiar y comparar la factibilidad de los métodos experimentales de ignición a nivel de laboratorio.

1.2 Justificación de la investigación

Un estudio de factibilidad permite conocer las características de funcionamiento de un método y puede proporcionar un alto grado de confianza en el mismo en cuanto a los resultados obtenidos, además de dar alertas en algunos puntos que aún no estén suficientemente estudiados.

Actualmente, los proyectos donde se aplica el proceso de Combustión En Sitio hay factores de recobro alrededor del 20% valor que se considera satisfactorio con respecto a los valores obtenidos en la FPO; este proceso es conocido por ser aplicado

en yacimientos que contienen petróleo pesado y extra - pesado, características que se le acreditan al petróleo venezolano.

Al tener una etapa de ignición eficiente se garantiza el desplazamiento del frente de combustión y por ende, el traslado del crudo a los pozos productores. Es importante destacar que los métodos experimentales de ignición, se estudiaron con el fin de reconocer formalmente la metodología empleada y los equipos utilizados, los cuales son los factores más críticos de cualquier método.

En este sentido, es importante realizar este estudio ya que proporciona los datos necesarios para evaluar y jerarquizar la aplicación de un método por encima de otro en función de ventajas y desventaja de cada caso.

1.3 Antecedentes de la investigación

Toda investigación debe ser basada y sustentada por trabajos previos y estudios realizados por otros investigadores. A continuación, se menciona una reseña histórica, así como, el material más reciente que sirvió como referencia para llevar a cabo esta investigación.

La Combustión En Sitio se evaluó a principios de siglo para mejorar la extracción de petróleo a partir de la inyección de aire. En 1920, Wolcott y Howard consideraron clave la inyección de aire para ignitar parte del crudo, a fin de generar calor, reducir la viscosidad y aumentar la fuerza de desplazamiento del crudo. La primera operación en campo de Combustión fue en Rusia en 1933. En EE.UU, se promovieron pruebas de combustión a partir de 1942 por parte de E.W. Hatman. La Combustión En Sitio se ha desarrollado a partir de las investigaciones de Kuhn, Koch y Grant publicadas en 1953. Esto generó un auge importante en publicaciones, informes y artículos técnicos donde destacan las investigaciones de Wilson, Dietz y Weijdemans los cuales introdujeron los conceptos de zonas secuenciales, los aspectos de recuperación de calor y la ignición espontánea del frente de combustión.

A continuación se mencionan los estudios más recientes relacionados con Combustión En Sitio e ignición:

H.L. Hutchinson, U. of Wyoming (1983) elaboraron una investigación titulada **Experimental Study Of Coinjection Of Steam With Air Or Other Coinjections Into Asphalt Ridge Tar Sands** (Estudio experimental de coinyección de vapor con aire u otras coinyecciones en arenas bituminosas) donde se realizaron pruebas de combustión en medios porosos a presión de 400 psi, para ello se inyectó vapor de agua y posteriormente o de manera simultánea un gas como nitrógeno, dióxido de carbono o aire. Se obtuvo como resultado que cuando se utiliza aire existe una mejora significativa en la ignición espontánea, las propiedades fisicoquímicas y en la recuperación de petróleo, en el caso de gases no reactivos solo se observa una mejora en la recuperación de crudo cuando se usa vapor coinyectado con el gas.

J. D.M. Belgrave, R. G. Moore, Douglas W. Bennion (1989) publicaron un trabajo práctico, el cual lleva por nombre **The thermal behavior of vertically-operated near-adiabatic in-situ combustion tubes**. (Comportamiento térmico en tubos de Combustión En Sitio operando adiabáticamente en forma vertical). El objetivo principal de esta prueba fue investigar el dominio operacional y el impacto de la transferencia de calor por convección en un proceso de combustión, para ello se utilizaron calentadores eléctricos que proporcionaban la energía suficiente para generar la ignición y un sistema automatizado que monitoreaba y controlaba las variables del experimento (Flujo, presión y temperatura). En este sentido, se obtuvo que a mayor energía térmica suministrada por los calentadores, disminuye el tiempo de ignición, así como se acelera el frente de combustión. Sin embargo, dadas las pérdidas de calor en la zona de combustión se requieren flujos de oxígeno más altos.

R.G. Moore, J.D.M. Belgrave, M.G. Ursenbach, C.J. Laureshen, S.A. Mehta, P.A. Gomez (1999) realizaron una investigación teórica- práctica, la cual lleva por nombre **In Situ Combustión Performance in Steam Flooded Heavy Oil Cores** (Comportamiento de la Combustión En Sitio en núcleos de crudo pesado previo flujo con vapor). La finalidad de la investigación consistió en estudiar el proceso de Combustión En Sitio luego de la aplicación de un proceso de recuperación basado en la inyección de vapor. En este estudio se realizaron cuatro pruebas en tubos de

combustión, por donde se pasaba vapor y posteriormente un flujo de aire estudiando los efectos de la presión y temperatura. Se obtuvo como resultado que el comportamiento de la combustión es eficiente, sin embargo la recuperación en esta etapa fue baja (45 % de recuperación) debido al barrido hecho previamente por el vapor.

J. Li, S.A. Mehta, R.G. Moore, M.G. Ursenbach (2008) investigaron el proceso de Combustión En Sitio utilizando varios aditivos químicos y catalizadores con la finalidad de evaluar la eficacia de estas sustancias en la mejora del tiempo de ignición, para ello se utilizaron muestras de aceites ligeros (aceite de linaza y n-hexadecano) y aditivos químicos oxidantes, así como, catalizadores metálicos (2,7% en peso de una sal de hierro). Esta investigación llevo por título **Chemically Assisted Ignition Technologies for a Light Oil Air Injection Process** (Tecnología de ignición químicamente asistida para un proceso de inyección de aire a un crudo ligero). Se obtuvo como resultado que los aditivos reducen sustancialmente la temperatura de ignición (de 210 °C a 71 °C), así como el tiempo de encendido. Sin embargo se necesitaron más pruebas para optimizar las concentraciones y las aplicaciones en el campo.

Metsai Chaipornkaew, Kantapong Wongrattapitak, Wiwan Chantaraneewat (2012) estudiaron el comportamiento de la Combustión En Sitio en una investigación llamada **Preliminary Study of In-Situ Combustion in Heavy Oil Field in The North of Thailand**. El experimento consistió en estudiar las tasas de inyección, temperaturas de entrada del fluidos y las concentraciones de oxígeno necesarias para ejecutar el proceso. Como resultado se obtuvo que la velocidad de inyección no afecta significativamente la producción acumulada de petróleo. Al aumenta la concentración de oxígeno la producción de crudo tiende a ser alta. Por otra parte, si la temperatura del fluido inyectado se incrementa de 80 °F a 500 °F la producción total de petróleo aumenta generando mayores beneficios.

Néstor Hernández Estévez (2003), realizó un Trabajo Especial de Grado para optar por el Título de Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos en la Universidad Central de Venezuela, que consistió en la **Evaluación Experimental del Proceso de Combustión In - Situ Empleando Crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco**, presentado bajo la modalidad de una investigación teórico - experimental, en la que se realizó un estudio del proceso de combustión *in situ* de crudos empleando como medio poroso arena sintética y arena de yacimiento y crudo Hamaca re combinado con metano evaluando el efecto de la arena del yacimiento sobre el proceso de combustión, obteniendo como resultado que el método proporcionado produce un porcentaje de recobro del 90% bajo las condiciones ideales del laboratorio.

1.4 Objetivos de la investigación

En función a lo anteriormente expuesto, se plantean los siguientes objetivos:

Objetivo general

Estudiar y comparar la factibilidad del empleo de distintos métodos experimentales de ignición, aplicados al desarrollo del proceso de combustión en sitio en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Objetivos específicos

- Analizar el efecto de la temperatura en la pérdida de peso del crudo, empleando un análisis termogravimétrico (TGA).
- Identificar el rango de temperaturas de las pseudo-reacciones ocurridas en el proceso de combustión en sitio, empleando un análisis termogravimétrico (TGA).
- Realizar los ensayos experimentales de ignición a través del método eléctrico, químico y con pre - calentamiento de vapor, determinando los parámetros y condiciones necesarias para poner en marcha cada prueba.
- Evaluar las diferencias operativas entre los distintos métodos de ignición, comparado el tiempo de encendido y las temperaturas alcanzadas en cada proceso.

2. CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Bases teóricas

El marco teórico tiene el propósito de dar un sistema coordinado y coherente de los conceptos que se van a abordar en esta investigación. Para el caso de este trabajo especial de grado, se realizó una revisión bibliográfica en todo lo relacionado a características del yacimiento, métodos de recuperación, Combustión En Sitio e ignición

2.1.1. Yacimiento

La definición de yacimiento puede ser considerada como una de las más complejas, a tal punto que existen ciencias y ramas de la ingeniería dedicadas a la investigación y el análisis del comportamiento de los mismos. Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimiento el manual de Halliburton define Yacimiento como: "aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado". En este sentido, se puede decir que un yacimiento es una acumulación subterránea con características estructurales y estratigráficas que contiene gas y petróleo. Haciendo una analogía con la ingeniería de procesos, un yacimiento es un recipiente de rocas como arenas, areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intermoleculares o espacios porosos, que poseen una permeabilidad, saturación, conductividad eléctrica y radioactividad. Estas propiedades serán responsables en gran cantidad de la facilidad que se tenga para recuperar o extraer los fluidos contenidos. A partir de esos datos comienzan las aplicaciones, los proyectos de ingeniería de yacimiento y la recuperación de crudo y gas para su posterior refinación.

2.1.2. Porosidad

La porosidad es el espacio vacío que se encuentra en una roca, suele expresarse como porcentaje de espacios vacíos por volumen. Un término importante de definir es la porosidad absoluta, la cual es el espacio total de poros de una roca, independientemente de que ese espacio resulte accesible o no para el fluido. El espacio

vacío conectado lleva el nombre de porosidad eficaz o efectiva (Halliburton, 2014). En el apéndice 1 se puede observar el procedimiento de cálculo de este parámetro.

La porosidad más importante es la eficaz o efectiva, ya que estas constituyen los canales porosos interconectados y disponibles que pueden o no contener hidrocarburos. Según criterios de ingeniería de yacimientos expresados en el manual de Halliburton la porosidad es considerada:

- Muy Baja cuando es $\leq 5\%$
- Baja cuando es $>5\%$ pero $\leq 10\%$
- Promedio cuando es $>10\%$ pero $\leq 20\%$
- Buena cuando es $>20\%$ pero $\leq 30\%$
- Excelente cuando es $>30\%$ pero $<50\%$

Sin embargo existen algunos factores que pueden afectar a la porosidad de una roca de formación o lecho porosos como por ejemplo:

- Tamaño de los granos.
- Simetría y arreglo de los granos en el sistema roca de formación.
- Presencia de Grietas y Cavidades.
- Consolidación y acercamiento entre las rocas.

El aporte significativo de estos factores puede dictar el porcentaje de porosidad en la roca de formación afectando la disponibilidad y accesos a los hidrocarburos.

2.1.3 Saturación

Es la cantidad de volumen poral del yacimiento ocupado por agua, petróleo o gas, es decir, es la fracción de volumen poroso interconectado donde está disponible un fluido. Esta fracción puede ir de 0 a 100% (Halliburton, 2014). La saturación de un fluido está definido como:

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} * 100$$

Ecuación 1: Determinación de la saturación del fluido en el espacio poroso

Dónde: S_{fluido} = Porcentaje del Fluido que satura el espacio poroso

Vf= Volumen del Fluido dentro del espacio poroso

Vp= Volumen Poroso

Si se considera que en la roca solo hay petróleo, gas y agua se tiene que:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Ecuación 2: Determinación de la saturación de fluidos

Dónde: S_w =Saturación de Agua

S_o =Saturación de Petróleo

S_g =Saturación de Gas

Para mayor información sobre los cálculos necesarios para determinar la saturación de la celda, consultar con el apéndice (1) de esta investigación.

2.1.4 Permeabilidad

Es una característica de la roca que indica o da una noción de la habilidad que tiene la misma para dejar pasar un fluido a través del volumen poroso interconectado.

Esta propiedad está directamente relacionada a la producción, ya que el petróleo puede atravesar con facilidad y sin alterar su estructura interna, mediante un gradiente de presión. Mientras una roca tenga alta capacidad para permitir el movimiento del petróleo a través de sus poros interconectados y el yacimiento cuente con energía para "empujarlo" hacia la superficie, se podrá garantizar la producción del crudo.

Por lo general, a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre es así. Algunos ejemplos de roca permeable son la caliza y la arenisca, mientras que la arcilla o el basalto son prácticamente impermeables. La permeabilidad de formaciones con granos finos tiende a ser baja, las rocas con altas densidades tienen una porosidad pequeña, pero una alta permeabilidad, un ejemplo de esto son las calizas (Douglas A. Castillo, 2002).

La permeabilidad de una roca se calcula a través de la ley de Darcy. Se dice que una roca tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido monofásico con una viscosidad de un centipoise (cP) y una densidad de 1 gr/cc que llena

completamente el medio poroso avanza a una velocidad de 1 cm/seg bajo un gradiente de presión de presión de 1 atm. Matemáticamente se denota de la siguiente manera (Halliburton, 2014).

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Ecuación 3: Determinación de la permeabilidad de la roca

Donde K= Permeabilidad (Darcy)

μ = Viscosidad del fluido (cp.).

L= Distancia que recorre el fluido.

A=Sección transversal (cm²).

ΔP = Diferencia de Presión (atm) (P₂ – P₁).

q= Tasa de producción (cm³/s).

Para mayor información sobre los cálculos necesarios para determinar la permeabilidad de la celda, consultar con el apéndice (1) de esta investigación. En la figura 1 se puede observar graficamente los datos mas importantes para medir permeabilidad en un sector de roca determinado.

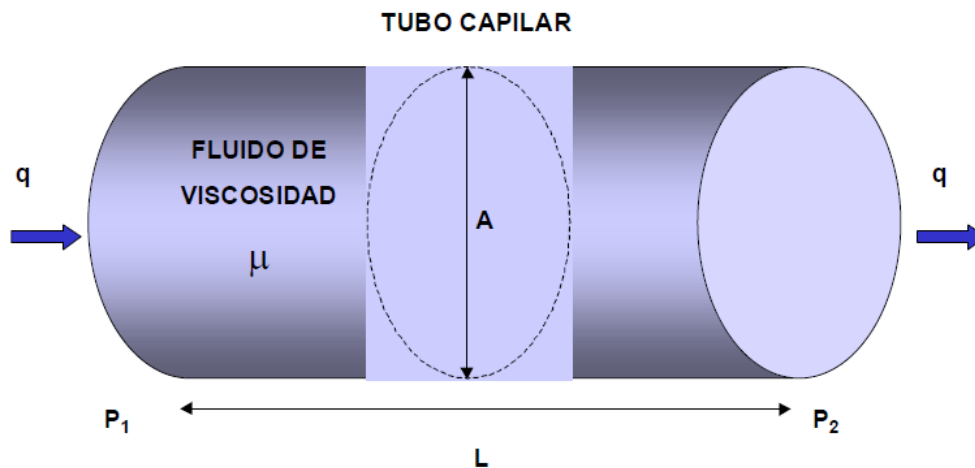


Figura 1: Movimiento de los fluidos a través de un medio poroso.

Cuando dos o más líquidos inmiscibles están presentes en la formación, sus flujos se interfieren mutuamente; por lo tanto, se reduce la permeabilidad. La suma de las permeabilidades efectivas es menor o igual a la permeabilidad absoluta (K). Las permeabilidades relativas dependen de las propiedades de la roca y de la saturación de cada uno de ellos en la roca.

2.1.5 Recuperación Primaria

Cuando se habla de recuperación primaria se dice que durante este período el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos productores bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas. (Jean-Louis, 2005)

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de importancia para la planificación de la explotación. La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua).

El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo (Jean-Louis, 2005).

2.1.6 Recuperación secundaria

Anteriormente, se comenzaba a utilizar recuperación secundaria cuando los gastos por la recuperación primarias ya no eran rentables. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la escogencia del método de explotación en un yacimiento obedece a criterios de optimización.

Generalmente estos métodos de recuperación implican la inyección de gas o agua a través de pozos de inyección que tengan comunicación con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar el crudo hacia el pozo productor. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo contenido.

La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado se produce en cantidades considerables en los pozos productores y la producción deja de ser económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y secundaria en un yacimiento produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original en sitio (Jean-Louis, 2005).

2.1.7 Recuperación mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% del crudo originalmente en sitio (Jean-Louis, 2005). Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por la escala de los poros y la saturación residual alcanzada por el crudo. Además de esto, existen ciertas zonas en el yacimiento donde el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra debido a la baja permeabilidad de estas zonas, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Para solventar esta situación, existen métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares. Dichos

métodos cobraron un auge importante luego del aumento del precio del petróleo durante la década de los 70.

Entre los diferentes métodos de recuperación mejorada se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo, la inyección de surfactantes o soluciones alcalinas, el calentamiento en sitio para mejorar la eficiencia de barrido y reducir la viscosidad del crudo, el aumento de la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles o el taponamiento de los caminos preferenciales con espumas.

2.1.1 Recuperación Térmica

Existen tecnologías, procesos o mecanismos, cuya aplicación puede ayudar a recuperar un gran porcentaje del petróleo contenido en un yacimiento, lo cual resulta muy provechoso para la industria petrolera. La recuperación térmica es el conjunto de métodos que emplean fuentes de energía calórica para recuperar el crudo que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria).

Los procesos térmicos utilizados en la actualidad se clasifican en dos tipos: Los que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como “Procesos In Situ”, entre los cuales, cabe mencionar la combustión. (Douglas A. Castillo, 2002). A continuación se presentan los diferentes procesos de recuperación térmica.

- Inyección de agua caliente: Este método consiste en desplazar el petróleo inmisible al inyectar agua caliente, haciendo que las zonas próximas al pozo inyector se calienten y se desplace el crudo hacia el pozo productor.
- Inyección continua de vapor: El proceso consiste en inyectar continuamente el vapor, formándose una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente, en este caso, las pérdidas de calor son mayores, por lo que el tamaño del arreglo entre el pozo inyector y pozo productor es un punto importante a considerar. Sin embargo, el recobro de petróleo puede pasar del

50%. Luego de este proceso se debe introducir agua caliente o fría mientras que los productores se mantienen abiertos para condensar el vapor remanente.

- Método Thai®: El método Thai, que por sus siglas es Toe-to-Heel Air Injection es una variante de un proceso de Combustión En Sitio en la que se integran conceptos del mismo con tecnología de pozos horizontales. Esta tecnología hace uso de un pozo vertical de inyección de aire, con uno de producción horizontal.
- Método Capri®: También llamado método Thai-Capri, el método Capri adiciona un catalizador al sistema Thai para de esta manera mejorar el crudo desde el subsuelo e iniciar el calor necesario para hacer fluir el petróleo pesado mejorando la densidad y viscosidad antes de llegar a la superficie.
- Combustión En Sitio: Es uno de los procesos más utilizados a nivel mundial. Consiste en quemar una cierta cantidad de petróleo en el yacimiento para generar calor, más adelante este método será desarrollado con más detalle.

2.1.2 Combustión En Sitio

La Combustión En Sitio, es un proceso donde el aspecto fundamental es la inyección de aire al yacimiento o de una mezcla de fluidos que contenga oxígeno, esta inyección continua conjuntamente con una temperatura de precalentamiento determinada genera un encendido que da origen a un frente de combustión, este frente a su vez, propaga calor y desplaza el crudo desde el pozo inyector hasta los pozos productores. La energía térmica generada da lugar a una serie de reacciones químicas exotérmicas tales como oxidación, craqueo, polimerización, entre otras. Esto contribuye con el aumento de la capacidad móvil y la disminución de la viscosidad aparente. Este tipo de proceso es ideal para ser usado en crudos pesados donde los grados °API oscilan entre 6 y 12. (Douglas A. Castillo, 2002).

En la Figura 2 se puede observar las zonas características de un proceso de combustión.

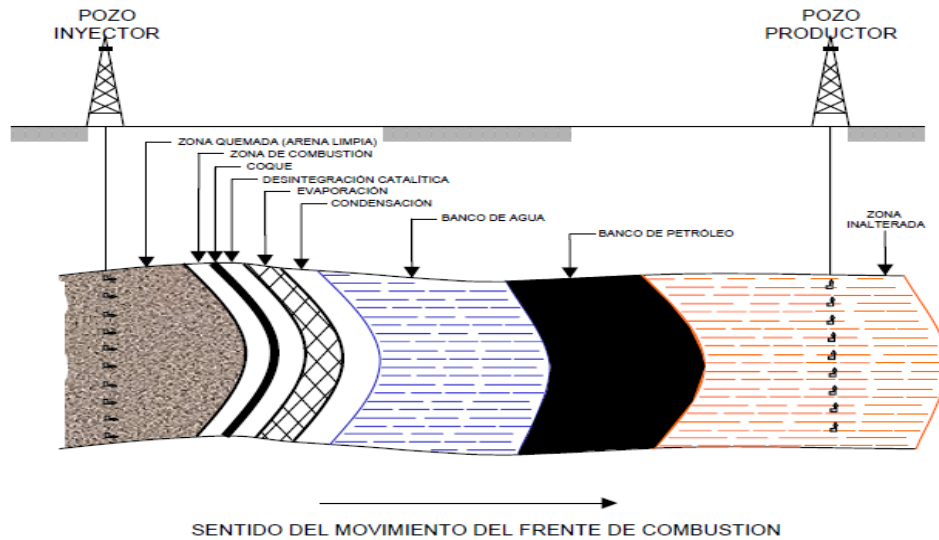


Figura 2: Zonas características formadas durante la Combustión Convencional

Los mecanismos que actúan durante este proceso son muy variados, destacando el empuje por gas, la vaporización y la condensación que son en su mayoría los responsables de desplazar el crudo y aumentar su movilidad. No obstante, estos mecanismos son apoyados por reacciones y procesos físico-químicos importantes como oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización, las cuales ocurren simultáneamente en las zonas de combustión, coque y de desintegración catalítica.

- Combustión Húmeda

La combustión húmeda es una variante de la combustión convencional, esta implica la inyección de agua alternada o simultáneamente con aire, una vez que lograda la ignición se comienza el desplazamiento del frente de combustión dando origen a las zonas estudiadas anteriormente en la combustión convencional. Dependiendo del desarrollo del frente, de las temperaturas y de las saturaciones alcanzadas en el proceso la combustión húmeda se puede clasificar en combustión húmeda normal, incompleta y superhúmeda (Estévez, 2003).

En el caso de Combustión Húmeda normal el agua al ser inyectada y ponerse en contacto con la zona quemada, se evapora y fluye a través del frente de combustión en fase gaseosa sobrecalentada y el coque depositado se consume completamente. Por el contrario, cuando el agua inyectada hace que el combustible depositado no se quemara por completo se trata de un caso de Combustión Húmeda Incompleta.

Existe un caso particular denominado Combustión Superhúmeda o Combustión Parcialmente Apagada, esta se lleva cabo cuando la cantidad de calor disponible en la zona quemada no es suficiente para vaporizar toda el agua inyectada ocasionando que la máxima temperatura de combustión desaparezca, y la zona de vaporización y condensación se esparce por todo el medio poroso. En la siguiente imagen se puede observar como varia el desarrollo de la temperatura y la saturación de crudo dependiendo del caso de combustión húmeda

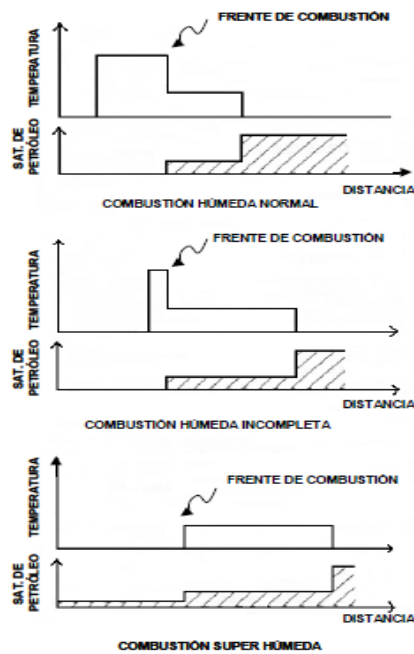


Figura 3: Perfil de temperatura para cada Casos de combustión húmeda

- **Combustión Inversa**

La combustión inversa o en reverso es un proceso muy diferente al convencional, en este caso se inicia en el pozo productor y el frente de combustión se mueve en sentido contrario al flujo de aire.

En este proceso el frente de combustión se mueve hacia las zonas de mayor concentración de oxígeno y los gases atraviesan dicho frente de combustión hasta los pozos de producción. Una de las diferencia de este tipo de combustión con la convencional, es que la zona de combustión no consume todo el combustible depositado; sin embargo, parte de los componentes livianos y medianos crudo son utilizados para tal fin. En la figura 4 se puede observar las diferentes zonas de este tipo de recuperación térmica.

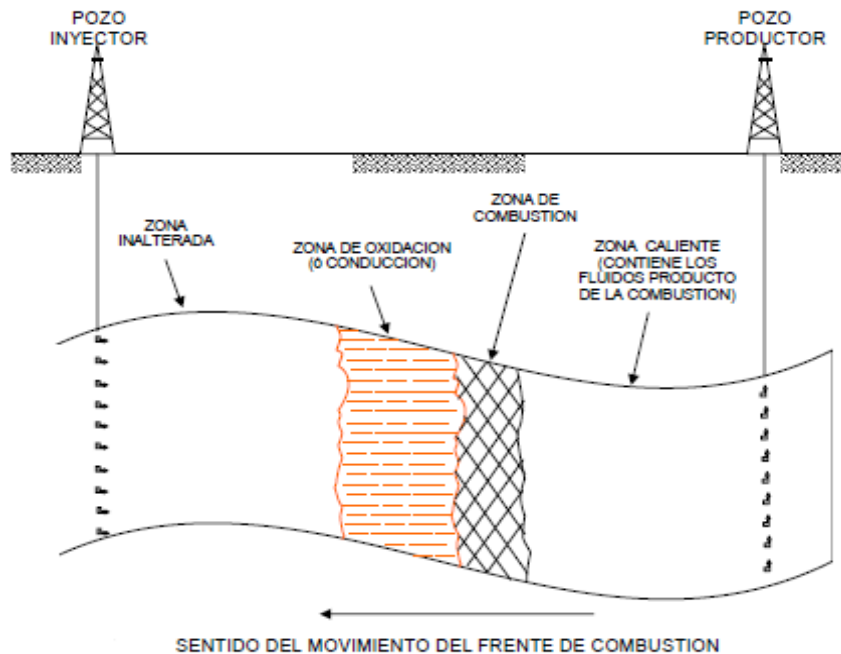


Figura 4: Diferentes zonas de la combustión en reverso

La combustión en reverso tiene la particularidad de no producir monóxido de carbono ni dióxido como reacciones principales, sino más bien la tendencia es a producir compuestos oxigenados como aldehídos, ácidos y peróxidos, en ocasiones esto no es recomendable ya que las temperaturas en cada zona son más bajas y el craqueo puede ser incompleto (Douglas A. Castillo, 2002).

Otra de las desventajas que presenta la combustión en reverso es que las recuperaciones son más bajas, así mismo, existe un mayor consumo de combustible y un aumento significativo en las pérdidas de calor y problemas asociados a la ignición

espontánea. Sin embargo, en yacimientos donde el petróleo en sitio es pesado con gravedades ρ API alrededor de 8 la combustión convencional fracasaría, ya que el yacimiento tiene zonas de líquido que están adelante del frente de combustión y pueden ocasionar un bloqueo de la permeabilidad específica al gas, impidiendo su circulación. Es por esta razón que la alternativa de combustión en reverso es atractiva ya que cerca del pozo productor la viscosidad es menor y el crudo puede ser más liviano.

2.1.4 Ignición

La ignición o encendido, es una etapa que refiere el inicio de la combustión. Según David C. Shallcross, la ignición es una de las fases críticas de la combustión, ya que se debe asegurar que la formación se encienda para originar un frente de combustión que se mantenga a lo largo del proceso. En caso de no ocurrir la ignición al primer intento, se estaría consumiendo todo el aire inyectado y gran cantidad de crudo en las inmediaciones del pozo inyector.

Por otra parte, el mismo autor expresa que la ignición se puede dar espontáneamente, sin embargo, este caso no siempre es deseable ya que hay poco control sobre la zona y el lugar que se ignita. Por esta razón, es preferible encender el frente de combustión usando medios artificiales que generen el calor suficiente.

Existen medios artificiales como los calentadores eléctricos o la inyección de fluidos calientes como el vapor que de una manera controlada pueden elevar la temperatura en un periodo de tiempo corto e ignitar. Igualmente, hay otras opciones como la inyección de compuestos altamente oxidantes o pirofóricos que al contacto con el crudo y el oxígeno inyectado producen un encendido automático.

A continuación se definirán los tipos de igniciones inducidas más comunes, así como las condiciones necesarias para que ocurra una ignición espontánea en un yacimiento.

- Ignición espontánea

Como se dijo anteriormente la ignición espontánea ocurre cuando únicamente se inyecta aire a condiciones de yacimiento, sin embargo existen tres condiciones que

se deben cumplir para que se produzca la ignición espontánea, estas son: Reactividad del crudo, espesor de la zona de ignición y temperatura inicial del yacimiento.

Estas condiciones se fijan debido a que cuando el crudo está en contacto con el oxígeno a la temperatura del yacimiento, las reacciones de oxidación a baja temperatura producen una gama de hidrocarburos oxigenados que también liberan calor al medio ambiente. Los crudos más reactivos, generan mayores cantidades de calor, por lo tanto producen hidrocarburos oxigenados y calientan su entorno más rápidamente. Asimismo, el espesor del crudo en el yacimiento debe ser grueso, ya que el calor generado por las reacciones de oxidación va a calentar la roca reservorio; si el espesor es suficientemente robusto se pierde poco calor a los alrededores.

Además de estas dos premisas, la temperatura inicial de la roca también condiciona la ignición, debido a que si ésta es baja el encendido espontáneo se produce en un plazo prolongado de tiempo. A continuación se presenta la ecuación desarrollada por los investigadores Tadema y Weijdema (1979), la cual modela esta condición y estima el tiempo de ignición espontáneo.

$$t_{ign} = \frac{2.04 \times 10^{-7} (\rho C) * T_0^2 \left(1 + 2T_0 \frac{R}{E}\right) \frac{E}{\epsilon^{RT_0}}}{\phi S_0 \rho_0 H A_0 P_{O_2}^{\frac{nE}{R}}}$$

Ecuación 4: Determinación del tiempo de ignición espontáneo.

Donde,

ρC = Capacidad calorífica volumétrica equivalente del medio poroso

S_0 = Saturación del crudo

ρ_0 = Densidad del crudo

T_0 = Temperatura inicial del yacimiento

H = Calor de reacción global

R = Constante de gas ideal

A_0 = Factor de Arrhenius

E = Energía de activación del crudo

P_{O_2} = Presión parcial del oxígeno

ϕ = Porosidad

n = orden de la reacción

Para modelar el encendido espontáneo esta ecuación asume que todo el calor generado por las reacciones es utilizado para calentar la formación, además de esto se

asume que no hay pérdidas de calor y la trayectoria de la transferencia de calor es unidireccional. Se puede observar que estimar el tiempo de ignición es complicado y por esta razón se recurre a inducir el encendido de la roca.

2.1.7 Métodos de Ignición

Los métodos estudiados a continuación, fueron seleccionados a través de un estudio del arte de los métodos usados actualmente en la industria petrolera.

- **Método Eléctrico**

A menudo, este método se ve favorecido por su relativa simplicidad y su bajo costo, ya que el único requisito que se necesita es una fuente de energía eléctrica en la cabeza del pozo. Para implementar un método de calentamiento eléctrico, se hace bajar al pozo un calentador a través de un cable. Este cable es blindado y soporta el peso del calentador, además de esto, puede existir la variante de que el cable también suministre calor y transmita señales de medición. Luego se inyecta aire al pozo, el calor generado por el calentador es absorbido por el aire hasta llegar a la temperatura de ignición.

Esta operación puede presentar diferentes problemas como exceso de calentamiento del aire o cortos circuitos en el calentador, sin embargo son problemas que se pueden controlar. Una limitación de este método es la profundidad a la que el calentador eléctrico puede ser utilizado, ya que las pérdidas de energía eléctrica dependen de cuan larga sea la longitud del cable. Además de la profundidad, el material y el diámetro del cable son parámetros importantes a evaluar para la disminución de la pérdida de energía eléctrica(Shallcross, 1989).

Cuando la presión del yacimiento es alrededor de los 1500 psi, se requiere de un aumento en el flujo de oxígeno para provocar el encendido. Esta acción evita la disminución de las temperaturas máximas y el aumento en el consumo de combustible (John D.M. Belgrave, 1989). De igual forma, al aumentar el flujo de oxígeno los mecanismos de transferencia de calor aumentan generando mayores pérdidas de calor. A través de la utilización de un método eléctrico esta pérdida se puede compensar para seguir con el alto rendimiento de la combustión.

- **Pre - Calentamiento con fluidos calientes**

Una opción para inducir la ignición es inyectar a la roca recipiente fluidos calientes, con el fin de elevar la temperatura en las cercanías del pozo inyector. Este precalentamiento disminuye significativamente el tiempo requerido para el encendido.

El vapor de agua es el fluido de calentamiento preferido en la mayoría de los casos debido a su alto contenido de calor. El vapor inyectado a la formación también es capaz de desplazar gran cantidad de crudo, lo que reduce la tasa de inyección de oxígeno. Para los propósitos de ignición, el vapor normalmente se genera en la superficie, sin embargo se han desarrollado generadores de vapor de fondo de pozo que permiten que el vapor no condense al ser inyectado (Shallcross, 1989).

Debido a que el vapor es una eficaz sustancia para la movilización del crudo, la saturación de crudo a la hora de la inyección de aire es muy baja. Es por esto que la producción en esta etapa es baja (R.G. Moore, 1999), sin embargo, el comportamiento de la combustión es eficiente y la producción global tiene un comportamiento bastante aceptable. Una limitación de esta técnica, es la pérdida de calor que puede existir en la inyección de vapor, lo que puede hacer que fracase la ignición.

- **Método Químico**

En esta técnica se inyecta un fluido o compuesto que pueda liberar una gran cantidad de calor y provocar las reacciones de oxidación necesarias al inyectar aire. Existe un rango ilimitado de componentes capaces de mejorar la ignición como son los compuestos pirofóricos, aceites de bajo peso molecular, metales alcalinos, catalizadores oxidantes, entre otros. El método de ignición químico se puede aplicar a formación es que contengan cuerpos de agua y temperaturas iniciales alrededor de 150 °F (Shallcross, 1989). Existen reportes de compuestos que han encendido formaciones a baja temperatura. Este método se puede complicar, debido a que el aditivo químico inyectado puede reaccionar antes de lo esperado o generar una reacción difícil de controlar, que pueden consumir una mayor cantidad de combustible.

3. CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de la investigación

Para cumplir con los objetivos establecidos en el presente trabajo, se recopiló información teórica-práctica proveniente de libros, informes, tesis y artículos de revistas. Además de esto, se realizaron experiencias de laboratorio donde se determinaron datos de manera directa a través de ecuaciones. Por esta razón, se dice que el trabajo realizado es de campo aplicado, ya que los datos son obtenidos directamente de la realidad, estudiando las variables y condiciones que pueden afectar el objeto de estudio.

3.2 Definición de variables o indicadores

Para estudiar los diferentes métodos de ignición se realizaron cinco pruebas. Iniciando con un método eléctrico, posteriormente un método de precalentamiento con vapor, y por último se utilizó un agente químico para generar el encendido. En cada ensayo se evidencia la ignición mediante el aumento de las temperaturas y la generación de CO₂. Todos los casos de estudios se realizaron a condiciones de yacimiento, esto es: presión de 1000 psig y temperatura de 60°C.

3.3 Población y muestra

Para el desarrollo de esta investigación se utilizó un crudo extra-pesado proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente de Campo Bare, el cual se encuentra en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Norte del Río Orinoco, perteneciente al Distrito San Tomé del Municipio Francisco de Miranda. Estado Anzoátegui.

3.4 Descripción del equipo y procedimiento experimental

Una prueba de ignición implica una extensa preparación, mediante una revisión teórica experimental previa de los diferentes métodos a aplicar. Esta etapa es necesaria para definir y validar procedimientos idóneos que permitan obtener resultados representativos. A continuación se presenta un cronograma de las actividades realizadas durante la investigación.

Actividad	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL
Revisión bibliografía referente a Procesos de combustión en Sitio e ignición											
Revisión bibliografía referente a técnicas TGA para caracterizar condiciones del sistema.											
Análisis TGA											
Lavado y acondicionamiento de arena											
Preparación del núcleo para ignición											
Montaje del sistema de ignición											
Método de Ignición por calentamiento eléctrico.											
Método de ignición precalentando con vapor											
Método de ignición con un agente químico											
Análisis y discusión de resultados											
Redacción de informe final											

3.4.1 Preparación de la muestra

La preparación de un ensayo de ignición, engloba empaacar la celda con arena de yacimiento, saturarla con los fluidos de yacimiento y por ultimo aislarla. A continuación se describe cada uno de estos pasos.

- Empaque de la celda

El empaque de la celda se realiza con la finalidad de simular un medio poroso permeable capaz de emular un yacimiento. El proceso consistió en tajar una de las caras de la celda, realizar vacío con una bomba, agregar arena por el otro extremo e insertando termocuplas en cada nivel de la celda. El empaque debe tener una permeabilidad entre 3.5 -5.5 darcys, para cumplir con la permeabilidad del yacimiento a simular.

- Saturación con agua.

La saturación con agua es una de las partes esenciales de cada prueba. Se realiza de la siguiente manera:

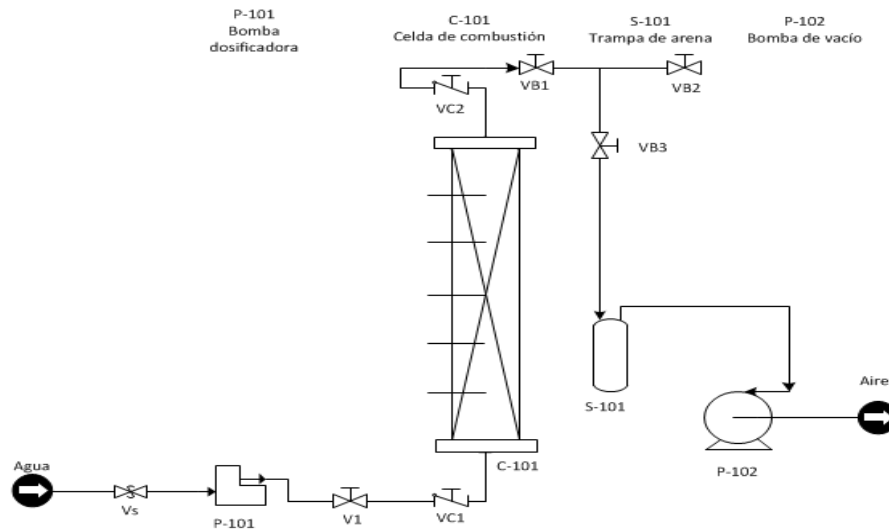


Figura 5: Sistema de saturación con agua.

a.- Realizar el montaje descrito en el figura 5. Encender la bomba (P-102) y dejarla en funcionamiento alrededor de 30 min. Bloquear la válvula superior de la celda VC2. Abrir las válvulas de entrada a la celda VC1 y ajustar el flujo requerido en P-101. Verificar el volumen inicial de la bomba (P-101) e inyectar hasta la presión

requerida. En ese momento detener el flujo de agua y abrir la válvula superior de la celda para retirar el agua remanente de la celda.

c.- Realizar el paso anterior hasta que el volumen inyectado en la celda sea constante. Una vez saturada la celda, retirar el agua remanente de la misma y analizar su densidad y pH.

- Saturación con crudo.

Este procedimiento se realiza a través de una serie de equipos interconectados como lo ilustra el figura 6. A continuación se describe los pasos a seguir:

a.- Abrir las válvulas del cilindro recolector (T-102) y de la bomba de retiro (P-102) para presurizar dicha líneas 1000 psi. Abrir la válvula de salida de la bomba de inyección (P-101) y las válvulas del sistema bypass asociado al traductor de presión.

b.- Conectar el cilindro de alimentación (T-101) por la parte superior a la celda y por la parte inferior a la bomba de inyección. Purgar la línea y presurizar.

c.- Encender el horno y dejar calentando el sistema durante 12h. Posteriormente, abrir las válvulas de la celda VC1,VC2 y colocar el flujo establecido.

d.- Verificar los volúmenes de ambas bombas e inyectar crudo a la celda. Luego, abrir las válvulas encargadas de medir el diferencial de presión (V2,V3,V4,V6)

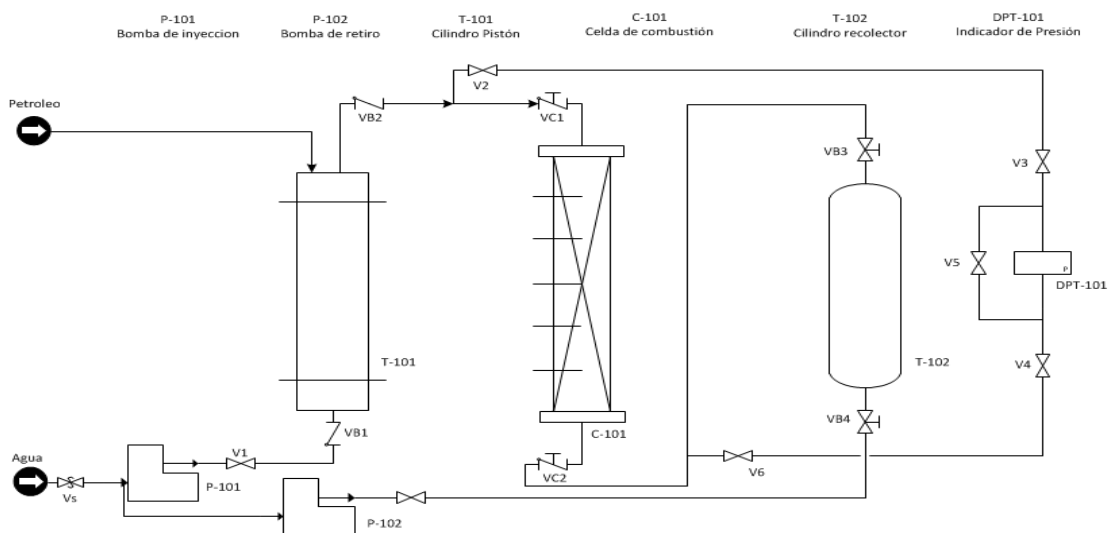


Figura 6: Sistema de saturación con crudo

e.- Realizar el paso anterior a diferentes volúmenes de inyección para determinar la permeabilidad lograda. En el apéndice 2 se describe un modelo de cálculo detallado para la determinación de la saturación de los fluidos en la celda.

3.4.2 Ejecución del método

- **Prueba 1: Método de ignición Eléctrico**

Este método se realizó en una celda de 30 cm de longitud y 3,65 cm de diámetro interno. A continuación se describe el procedimiento que se llevó a cabo para la prueba:

a.- Realizar el montaje descrito en la figura 7 y mantener el horno encendido a temperatura de yacimiento durante 12 horas.

b.- Abrir la válvula que da entrada al helio, previamente colocar la presión de entrada a un poco más de 1000 psi. Abrir la válvula de entrada a los cilindros recolectores VA1 de manera de presurizarlo a 1000 psi.

c.- Cerrar la válvula de entrada al cilindro y abrir la válvula de contrapresión VRP1 para presurizarla. Purgar cada línea que lo requiera, presurizar a 1000 psi las líneas asociadas al traductor de presión.

d.- Encender los controladores, colocar el regulador F-101 en el flujo requerido. Abrir las válvulas de la celda VC1, VC2 y darle inicio a la apertura de caminos. Luego de haber hecho la apertura de canales se comienza el calentamiento eléctrico para realizar la ignición. Al llegar a la temperatura mínima de ignición, se cierra la válvula de helio y se abre la válvula principal de aire, teniendo en cuenta que debe estar a más de 1000 psi. Se coloca el flujo requerido en F-101.

e.- Ya realizada la inyección de aire se comienza el monitoreo formal de la prueba observando el aumento progresivo de las temperaturas. A medida que aumentan las temperaturas se regulan los puntos de control de cada controlador para evitar las pérdidas al ambiente.

f.- Se toman muestras de gases cada 20 min y de ser posibles de líquido. Al culminar la prueba, se cierra la válvula de entrada a la celda y se deja la misma en el

horno durante 12 horas. Luego se desmota la celda, se desempaca y se analizan resultados.

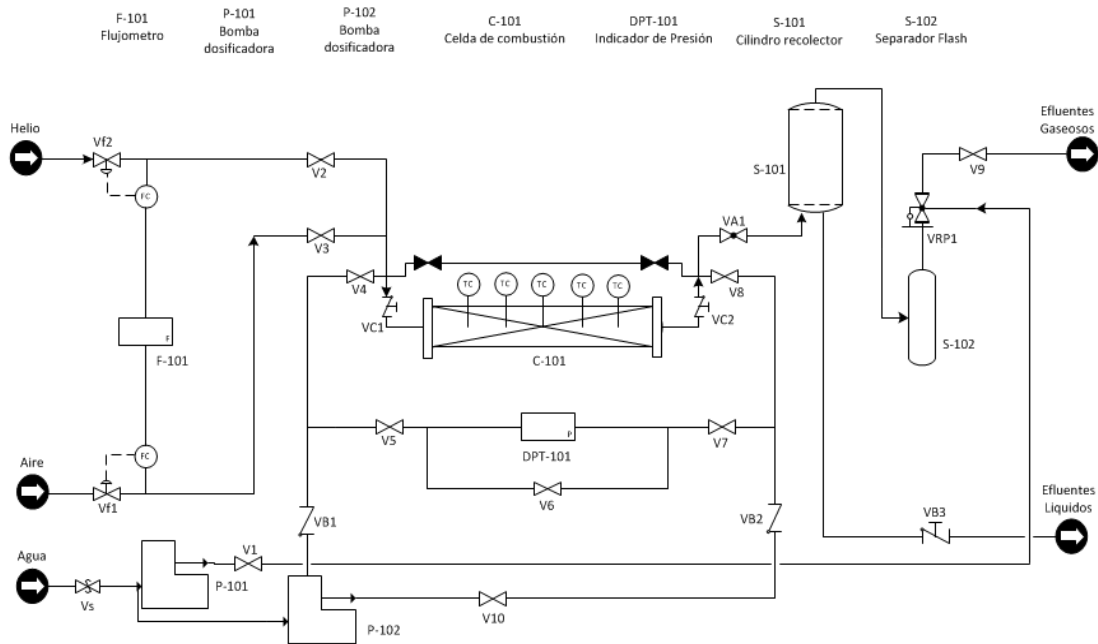


Figura 7: Sistema para método de ignición eléctrica

- **Prueba 2: Método de ignición precalentamiento con Vapor**

Para ejecutar este método fue necesario realizar un sistema donde se incorpora un generador de vapor, 2 bombas de alimentación y una serie de válvulas y tuberías como lo ilustra la figura 8. Se utilizó una celda con las mismas dimensiones que para el método eléctrico, aperturando caminos con nitrógeno. El procedimiento que se siguió fue el siguiente:

a.- Encender el horno durante 12 horas. Posteriormente presurizar a 1000 psi la línea responsable de medir la caída de presión. Paralelamente a esto se enciende el generador de vapor E-101 para que alcance su estabilidad térmica.

b.- Presurizar a 1000 psi la válvula reguladora de presión VRP1 y uno de los cilindros recolectores S-101. Abrir la válvula de principal de nitrógeno y establecer el flujo requerido. Abrir la válvula de entrada al sistema (V2), cerrar el bypass asociado a la celda, abrir las válvulas de medición de caída de presión (V4, V5, V7, V8) y las válvulas de la celda (VC1, VC2). Iniciar la apertura de caminos preferenciales.

c.- Aperturar caminos hasta que en el traductor de presión se aprecie una disminución progresiva. Seguidamente a esto, realizar un cambio en la válvula VA1 y detener la inyección de nitrógeno, iniciar la inyección de vapor y recolectar el crudo obtenido por el empuje inicial. Observar el incremento de las temperaturas a medida que el vapor ingresa a la celda. Inyectar vapor hasta llegar a la temperatura mínima de ignición (250°C).

d.- Al llegar a la temperatura de ignición realizar un cambio de la válvula VA1, detener la alimentación de vapor e inmediatamente después abrir la válvula principal de aire. Comenzar la inyección de aire y recolectar el efluente líquido obtenido por el empuje con vapor.

e.- Observar el incremento de las temperaturas a medida que se inyecta aire. Colocar las mantas de calentamiento 5 grados por debajo de las temperaturas alcanzadas para evitar pérdidas al medio ambiente. Registrar los valores de temperatura cada 10 min y recolectar el gas efluente cada 20 min con la finalidad de comprobar la presencia de CO y CO₂ en los mismos.

f.- Observar el desplazamiento del frente de combustión y culminar la prueba, cerrar la válvula de entrada de la celda y dejar la misma en el horno 12 horas para asegurar la salida de todos los gases. Desmontar y desempacar la celda, limpiar las conexiones donde pudo pasar crudo y proceder analizar resultados.

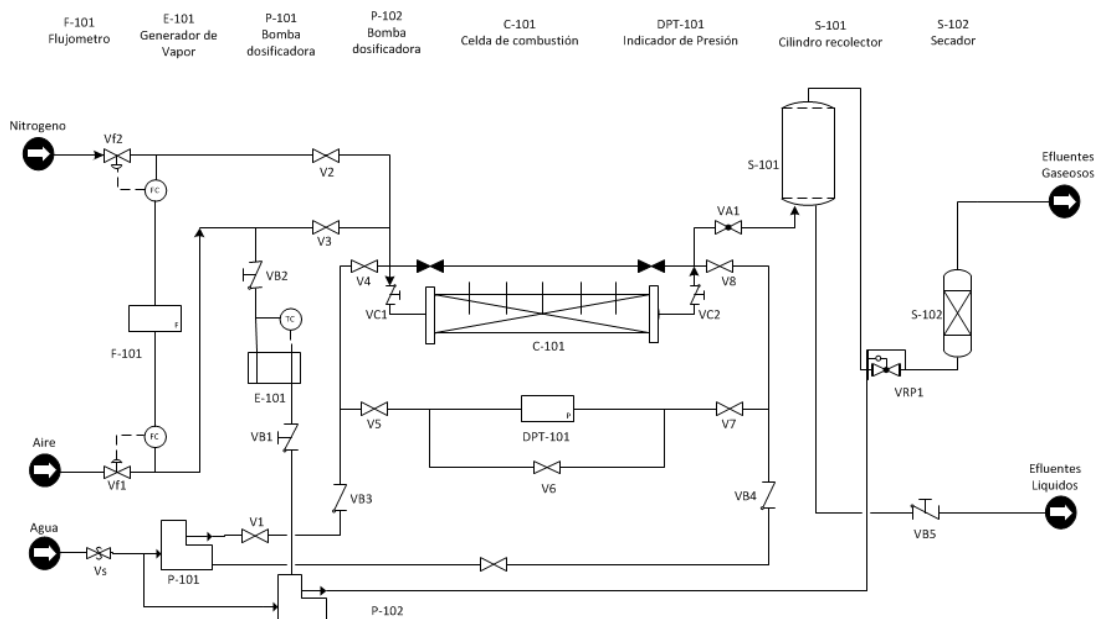


Figura 8: Sistema para método de ignición de precalentamiento con vapor.

- **Prueba 3: Método de ignición Químico**

Para ejecutar esta prueba, se realizó el montaje descrito en la figura 9. Los pasos a seguir fueron los siguientes:

a.- Encender el horno durante 12 horas a temperatura de yacimiento. Presurizar la válvula reguladora de presión VRP1 y los cilindros recolectores S-102 a 1000 psi. Establecer el flujo requerido para la inyección de aire.

b.- Introducir en la celda el material pirofórico. Cerrar el bypass asociado a la celda, abrir la válvula de inyección principal, abrir las válvulas de medición de caída de presión (V4,V5,V7,V8) y las válvulas de la celda VC1,VC2. Comenzar la inyección de aire. En este caso el aire inyectado tiene una humedad entre el 70 y 80% .

c.- Observar el incremento de la temperatura de entrada, tomar nota cada 5 min de la misma. Colocar el punto de control de los controladores de temperatura 5 grados por debajo de las temperaturas alcanzadas. Recolectar los gases efluentes cada 20 min hasta observar un aumento importante en las temperaturas o la presencia de CO2.

d.- Culminar la prueba, detener la inyección de aire, cerrar la válvula de entrada de la celda VC1 y dejar el sistema en reposo durante 12 horas. Desmontar la celda para someterla a su posterior análisis.

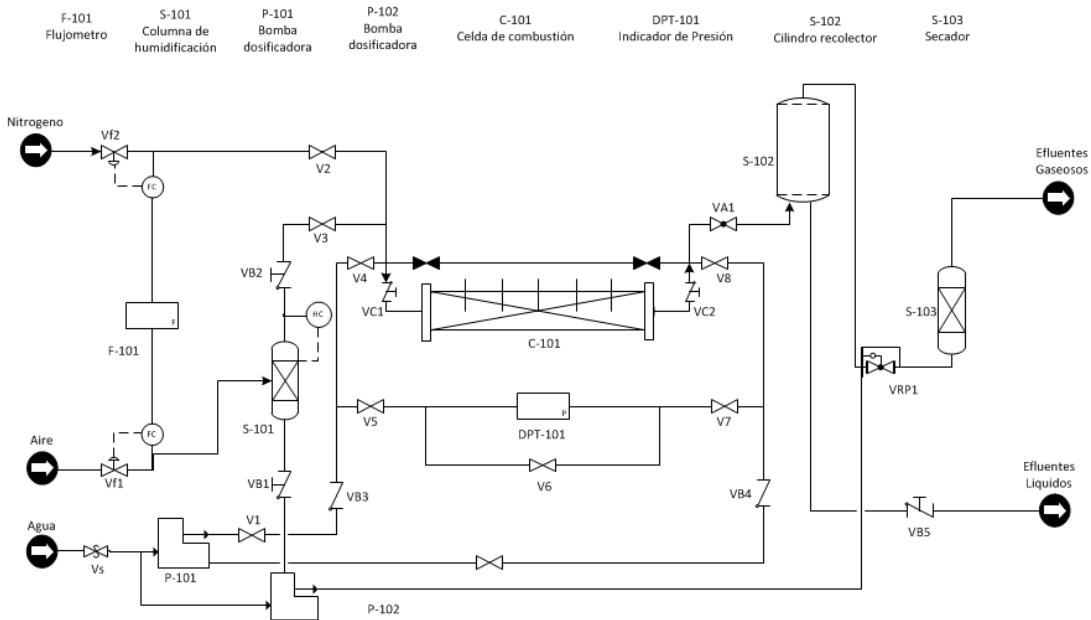


Figura 9: Sistema de ignición con agente químico

- **Análisis Termo gravimétrico (TGA)**

Un análisis TGA es una herramienta que estudia el comportamiento de una sustancia y de las diferentes reacciones que pasan a través de ella a medida que aumenta su temperatura. En este análisis realiza un escaneo calorimétrico de la sustancia analizando la temperatura mínima de ignición, las reacciones de oxidación por las que esta pueda pasar, así como los rangos de temperatura donde estas tienen origen. Por esta razón, se describe su importancia dentro de un del proceso de Combustión En Sitio. A continuación se describe el procedimiento a seguir para realizar este análisis.

a.- Encender el equipo y el sistema de refrigeración. Pesar el recipiente vacío que contendrá la muestra de fluidos y arena. Calibrar los flujos de nitrógeno y aire que entraran al sistema. Verificar que el sistema de refrigeración se encuentre en la temperatura requerida. Introducir en el recipiente una pequeña cantidad de muestra, cerrar el equipo para evitar variaciones en el peso.

b.- Introducir los datos requeridos por el software acoplado al equipo (Temperatura inicial, temperatura final, rampa de calentamiento, peso inicial de la muestra y nombre). Comenzar con el ensayo termogravimétrico y observar la curva que se registra en el software acoplado.

c.- Cuando la muestra llegue a la temperatura final establecida. Esperar a que enfrié, retirar la muestra del equipo, registrar los datos obtenidos, apagar el equipo y el sistema de refrigeración.

3.4.3 Recolección de datos y Resultados.

Luego de realizar cada prueba, se realiza el análisis de datos. En esta etapa se desempaca la celda. En la siguiente tabla se puede observar los diferentes análisis que se realizan luego de cada ensayo.

Tabla 1: Análisis a realizar en cada ensayo de ignición.

Análisis	Justificación
Análisis termo gravimétrico	Determinar la condiciones del proceso
Difracción de rayos X	Evaluar el desempeño del barrido con el aire
Cromatografía de gases	Determinar la composición de los efluentes recolectados
Cromatografía de intercambio iónico.	Determinar la composición del agua de formación
Alcalinidad	Determinar la cantidad de carbonatos en Aguas
Análisis Sara	Determinar la cantidad de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos

3.5 Limitaciones

En el presente trabajo existieron algunos detalles operacionales que limitaron un análisis más riguroso de los métodos de ignición. Esta limitación operacional se debió a que no se contó con un cromatógrafo en línea acoplado al sistema, capaz de detectar de manera inmediata las concentraciones mínimas de CO₂ emitidas al comienzo del proceso y detectar con mayor precisión la ignición. Además de esto, algunas instalaciones no contaron con un desarrollo en su sistema de automatización por lo que la recolección de datos se realizó de manera manual, retardando la operatividad del proceso.

4. CAPITULO IV DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Análisis Termogravimétrico

4.1.1 Temperatura de ignición

Siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior, se realizaron 5 prueba de ignición. Previamente a esto, fue necesario realizar un análisis termogravimétrico (TGA) con la finalidad de estudiar el comienzo de la ignición del crudo y las reacciones de oxidación. Cabe destacar que esta técnica se encarga de analizar una pequeña porción de una sustancia y a partir de pequeños incrementos de temperatura con un flujo continuo de aire, se observa la pérdida de peso de la sustancia, registrando la temperatura y el tiempo en que esto sucede.

Con los datos registrados en el análisis, se realizan termogramas que permiten revelar las transformaciones físicas y químicas reales que ocurren en el proceso. Para el caso de esta investigación, se realizó un análisis TGA para reconocer las pseudo-reacciones de oxidación que ocurren el proceso CES. Además de esto, el TGA proporciona información sobre los mecanismos involucrados y el efecto de componentes como metales o arcillas contenidas en la arena.

Este análisis preliminar se realizó desde una temperatura inicial de 30°C y finalizando a una temperatura de 700°C para garantizar la descomposición total de la muestra, se colocó una cantidad de muestra de 32.6 miligramos, utilizando aire sintético como fluido oxidante y nitrógeno como inerte. Los resultados arrojados en este ensayo se muestran a continuación:

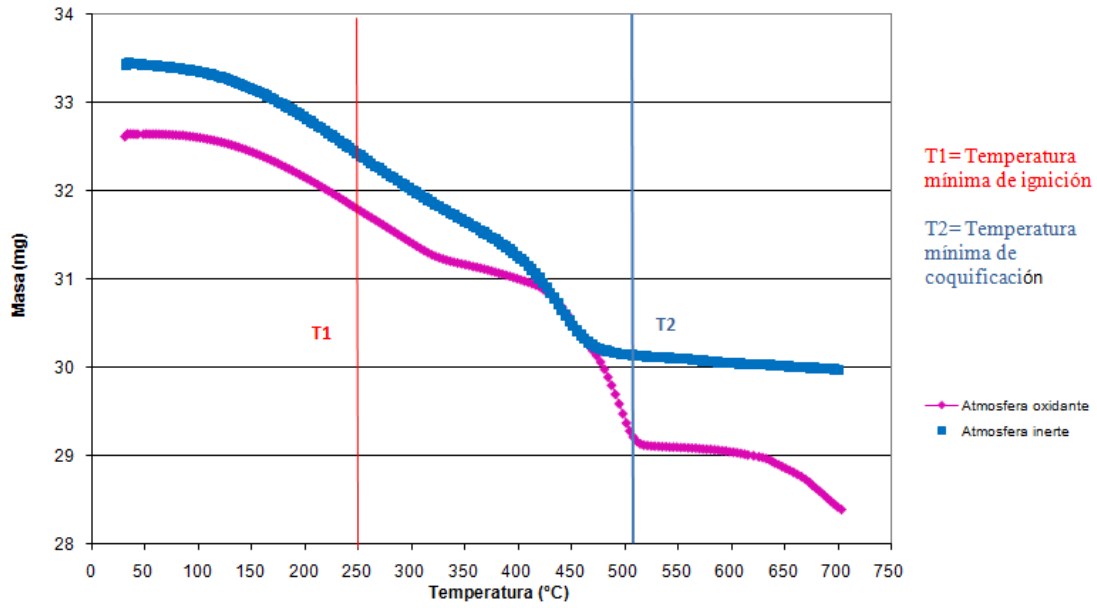


Figura 10: Determinación de la temperatura mínima de ignición.

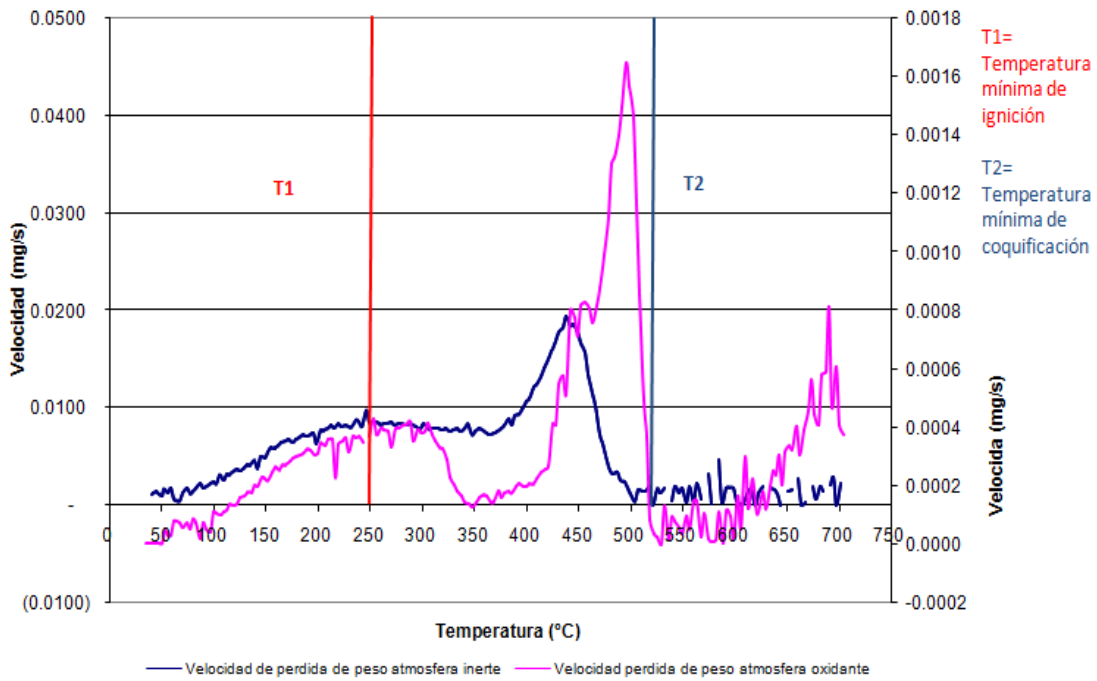


Figura 11: Análisis Termogravimétrico curva convencional

Como se puede observar en las figuras 10 y 11, la temperatura mínima de ignición se encuentra alrededor de los 240 °C, esta se define por el máximo local encontrado en la figura 11 al comienzo del análisis térmico. En esta gráfica, se evidencia una estabilidad en la velocidad cuando la muestra se encuentra bajo una atmósfera inerte, caso contrario ocurre cuando en la muestra difunde un flujo de aire, donde se aprecia el inicio de las reacciones de oxidación.

Este valor de temperatura de ignición se debe a la reactividad que tiene el crudo, además de la interacción que tenga este con la roca reservorio. El área superficial de las arcillas así como de algunos metales o granos en la arena puede causar un efecto catalizador (Vossoughi, 1986). En la siguiente tabla se muestra el resultado de un análisis de difracción de rayos X y muestras geológicas por ICP donde se exponen los componentes de la arena original.

Tabla 2: Composición de la arena de yacimiento.

Componentes (Arena de yacimiento)	Valor
Calcio (Ca) mg/Kg	4664,1
Hierro (Fe); mg/Kg	5821,7
Sodio (Na); mg/Kg	471,9
Cuarzo (SiO ₂); %	98,2
Carbono (C); %	1,05
Azufre (S); %	0,38
Magnesio (Mg); mg/Kg	804
Arcillas %	5

Como se puede observar, la arena contiene componentes como hierro, calcio y sodio los cuales son elementos capaces de acelerar reacciones, así como, de disminuir la energía necesaria para generar la ignición (J. LI S. M., 2008). Sin embargo, el gran contenido de cuarzo (SiO₂) impide un mayor aporte de estos componentes. Aunado a esto, el crudo analizado se considera moderadamente reactivo, debido a la cantidad de

compuestos azufrados que este contiene. En la siguiente tabla se pueden observar los resultados arrojados de diferentes análisis realizados al crudo original.

Tabla 3: Propiedades del crudo original

PROPIEDAD	VALOR	ANÁLISIS
Gravedad API	9,426 °API	Determinación de la densidad y °API por el Método del Hidrómetro
Viscosidad @ T yacimiento (60 °C)	49250 cP	Determinación de la Viscosidad de Líquidos Opacos y Transparentes por el método del reómetro
Contenido de Níquel	92 mg/Kg	Determinación de Metales en Crudo por ICP-OES
Contenido de Vanadio	400 mg/Kg	Determinación de Metales en Crudo por ICP-OES
Contenido de Azufre	3,38 % p/p	Determinación de Azufre en Petróleo y Derivados por ERX de Longitud de Onda Dispersiva
Contenido de Saturados	10 % p/p	Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos (SARA) por TLC-FID
Contenido de Aromáticos	48 % p/p	
Contenido de Resinas	27 % p/p	
Contenido de Asfáltenos	15 % p/p	

La tabla 3 indica que el crudo analizado contiene una mayor proporción de aromáticos y resinas los cuales tienen una mayor relación de carbono - hidrógeno (C/H) que los componentes saturados. Mientras más pesado (más denso) es el crudo, más alta es su relación de C/H. Asimismo, la cantidad de azufre contenida en la muestra es la característica de un crudo pesado. Las fracciones de crudo de más alto punto de ebullición contienen relativamente más azufre y sus compuestos son de alto

peso molecular. Las fracciones de petróleo con bajo punto de ebullición suelen contener principalmente compuestos órgano sulfurados alifáticos los cuales poseen una temperatura de ebullición menor (Ruiz, 2010). Por esta razón se dice que los crudos livianos (Crudos con bajo contenido de azufre) son altamente reactivos y los crudos pesados carecen de esta capacidad.

Dada las razones expuestas anteriormente, se comprueba que la temperatura mínima de ignición es relativamente alta para la muestra de fluidos analizada. Cabe la acotación, que para poder alcanzar esta temperatura primero ocurren algunos fenómenos físicos, como la evaporación y destilación de los componentes más livianos, en esta etapa del ensayo TGA se pierde un 2.52% de la muestra inicial, esto se puede observar en la figura 10 de crudo dejando el resto para las reacciones de oxidación de baja, media y alta temperatura.

De igual forma, en la figura 10 se puede apreciar que la reacción de combustión del coque comienza a partir de los 500 °C, esto se determina comparando la pérdida de peso de la muestra bajo dos atmosferas diferentes. El análisis térmico indica que a partir de los 500 °C la muestra no pierde peso cuando se realiza la corrida utilizando nitrógeno como fluido de trabajo (atmósfera inerte), caso contrario ocurre cuando el fluido que difunde en la muestra es aire sintético, donde luego de alcanzar a la temperatura mínima de coquificación, la muestra continua perdiendo peso.

En esta etapa se pierde peso tanto del crudo como de algunos componente de la arena, en la figura 9 se muestra como existe una variación en la velocidad a partir de esta temperatura cuando la muestra está bajo una atmósfera oxidante y una estabilidad cuando los alrededores son inertes, comprobando que la muestra se encuentra en la zona de coquificación.

4.1.2 Reacciones de Oxidación

Es importante conocer las diferentes reacciones por las que pasa la porción de crudo en el proceso de Combustión En Sitio, para establecer rangos de temperatura de

cada reacción y criterios cinéticos que explican el comportamiento del proceso. De esta manera, se extrapolan los datos a las pruebas de combustión en tubos empacados.

En una prueba de combustión generalmente se presentan reacciones oxidación de alta, media y baja temperatura. La literatura indica que las reacciones de oxidación de baja temperatura (LTO) son las responsables de causar la ignición en la mezcla arena/crudo (IDDRIS, 1999). Estas reacciones ocurren generalmente alrededor de los 200°C; sin embargo, esta temperatura depende de las características del crudo (Moore 1999). En la figura 12, se puede observar el inicio de estas reacciones a partir de los 250°C cuando se utiliza aire como fluido de trabajo, en esta etapa se muestra un decrecimiento en la velocidad, indicando la formación de nuevos compuestos.

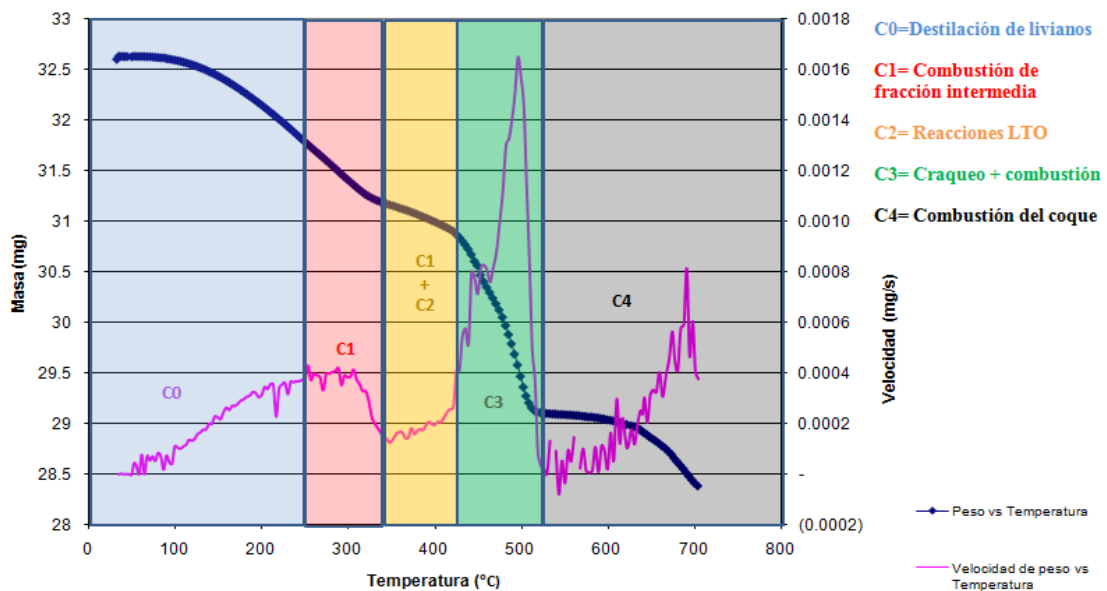


Figura 12: Etapas del proceso de Combustión En Sitio bajo una atmósfera oxidante

Esta temperatura de reacción se puede confirmar realizando una corrida bajo una atmósfera inerte, donde se reflejen solo los fenómenos que surgen por el aumento de la temperatura, como el craqueo y la destilación. En la figura 13 se puede observar lo anteriormente expuesto.

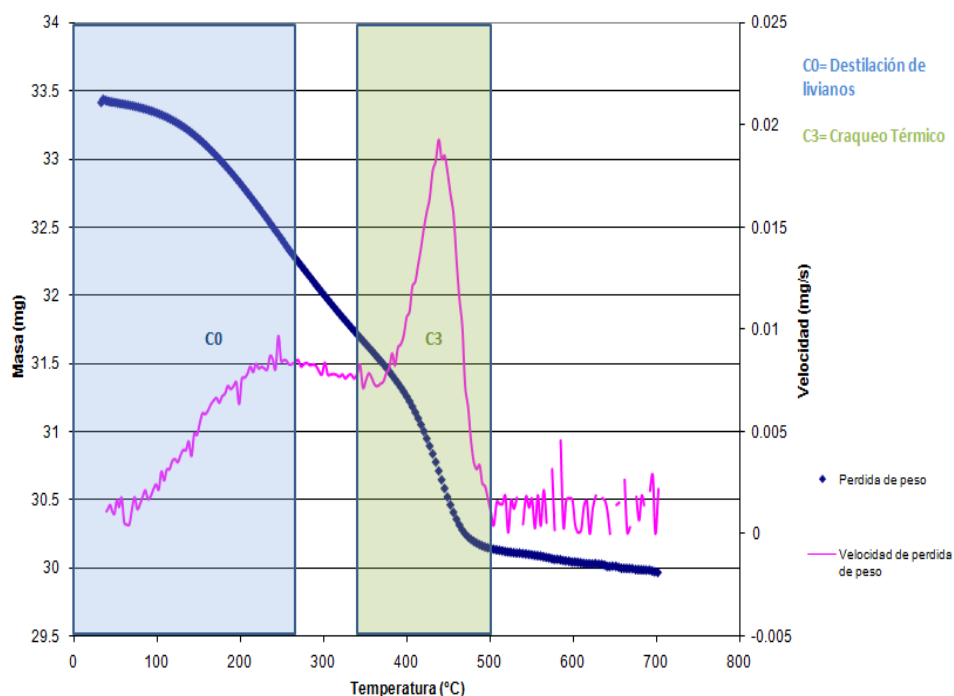


Figura 13: Etapas del proceso de combustión bajo una atmósfera inerte

Para la mezcla crudo/arena, se observa un rango de temperatura para las reacciones LTO de 250°C a 380°C, la literatura indica que durante este lapso ocurre una combustión de la fracción intermedia del crudo, así como, la formación de agua e hidrocarburos oxigenados como alcoholes, aldehídos, cetonas, ácidos carboxílicos e hidroperóxidos (Iddris, 1999). Sin embargo, no es recomendable que estas reacciones se prolonguen a lo largo del tiempo ya que puede resultar la deposición de residuos oxigenados sobre la arena. La deposición de estos residuos depende de los grados API del crudo, de la temperatura de oxidación y de la tasa del fluido oxidante. Asimismo, estas reacciones aumentan el contenido de asfáltenos y por ende la viscosidad del crudo. No obstante, se ha demostrado en investigaciones anteriores que las reacciones LTO influyen significativamente en la cantidad de combustible disponible para combustión, debido a que los productos originados por dichas reacciones, especialmente los aldehídos, promueven la reacción de combustión.(El-Shoubary, 1986).

Por otra parte, a medida que aumenta la temperatura, la muestra sufre un cambio químico llamado pirolisis. Las reacciones de pirolisis son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas y se dividen en tres tipos: deshidrogenación, craqueo y condensación (Sarathi, 1999); a estas reacciones se les denominan reacciones de media temperatura (MT). En figura 12 y 13, se puede apreciar el inicio de estas reacciones a partir de los 380 °C y culminan a los 480 °C. En estas reacciones se rompe el enlace de carbono - carbono seguido de la deshidrogenación. Las moléculas deshidrogenadas se recombinan para formar moléculas más pesadas y cantidades de hidrocarburos volátiles, durante un periodo prolongado de este proceso se origina el coque. Según el investigador Abu-Kharnsin (1988) la pirolisis del petróleo en medios porosos pasa por tres fases superpuestas: destilación, reducción de viscosidad y la coquización. Siendo las 2 primeras las más importantes ya que son las causantes de las mejoras fisicoquímicas del crudo lo que optimiza el desplazamiento del mismo dentro del yacimiento bajo el proceso de Combustión en Sitio.

Cuando el proceso se encuentra bajo una atmósfera oxidante, a medida que aumenta la temperatura en la muestra se originan reacciones de oxidación de alta temperatura (HTO). En la figura 12 se observa que este proceso comienza a partir de 380 °C combinándose con la pirolisis del crudo y culmina cuando se da la desaparición completa de la muestra. Las reacciones HTO son reacciones heterogéneas exotérmicas, las cuales se caracterizan por consumir gran cantidad de oxígeno y producir dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), y agua (H₂O). La eficiencia de estas reacciones dependen del flujo de aire que difunde a través del sólido y de la temperatura que se logre alcanzar en el proceso (Sarathi, 1999). En un proceso de CES estas reacciones son las de mayor interés, debido a que estas conjuntamente con las reacciones de media temperatura promueven el desplazamiento del crudo hacia los pozos productores, debido al mejoramiento en la viscosidad aparente y al empuje ocasionado por los gases.

A continuación se presenta en las tablas 4 y 5 el resumen del análisis térmico TGA donde se indica el número de eventos producidos y el porcentaje de masa perdida en cada ensayo realizado.

Tabla 4: Resumen del análisis térmico TGA para la muestra arena/crudo

Muestra	Rango de temperatura (°C)	Efecto térmico	Pérdida de masa (%)	Total de masa perdida
Mo = 32.6 mg	31-240	Endotérmico	2.52	13.11
	240-380	Endotérmico	2.35	
	390- 500	Endotérmico - Exotérmico	5.49	
	500 +	Exotérmico	2.75	

Tabla 5: Resumen de eventos ocurridos durante el análisis TGA

Evento	Referencia	Rango de temperatura (°C)
Destilación	Evaporación de compuestos livianos	31-240
Combustión de fracción intermedia	Reacciones LTO	240-380
Craqueo-Combustión	Reacciones MT -HTO	380-500
Combustión	Reacciones HTO	500+

Dado los resultados arrojados en el análisis Termogravimétrico se puede confirmar que esta técnica es una herramienta de investigación viable para estudiar el proceso CES. Sin embargo, es importante resaltar que esta técnica carece de un flujo capaz de asociarlo a procesos de combustión.

Es por esta razón, que el trabajo en conjunto de pruebas en tubos y análisis TGA son la mejor alternativa para estudiar el proceso de ignición y de Combustión En Sitio. Además de esto, conocer la cinética, los efectos que tiene la arena, el agua de formación y las propiedades del crudo es fundamental.

4.3 Métodos de Ignición

Como se dijo anteriormente, para el desarrollo de esta investigación se realizó un estudio del arte basado en aquellos procesos, tecnologías y metodologías que han sido probadas y aceptadas en la industria. Obtenido como resultado, que los métodos de ignición más usados en la actualidad son los calentadores eléctricos, la inyección de fluidos calientes (vapor) o de agentes químicos capaces de generar el encendido. En función a este resultado se ejecutaron tres pruebas de ignición. A continuación se presenta en la tabla 6 un resumen de las condiciones experimentales logradas a través de los procedimientos experimentales descritos anteriormente.

Tabla 6: Condiciones experimentales para las pruebas de ignición

Experiencia	Cantidad de arena empacada	Saturación de crudo	Gas del camino preferencial
Método Eléctrico	598.4 g	85.2	Helio
Método de precalentamiento con vapor (P1)	600.27 g	80.22	Nitrógeno
Método de precalentamiento con vapor (P2)	596.8 g	80.94	
Método Químico (P1)	598.4	80.56	Nitrógeno
Método Químico (P2)	601.2	82.37	

Con la finalidad de simular una sección de yacimiento, se empacaron y se saturaron con agua de formación y crudo las celdas de combustión, para de esta manera lograr una permeabilidad alrededor de 4 darcy y una saturación de crudo del

80 % tal como lo muestra la tabla 7. Con este procedimiento, se tiene como única variable el método de ignición con el que se origina el frente de combustión en la formación. A continuación los resultados arrojados por cada uno de los métodos estudiados

4.3.1 Método Eléctrico (Calentadores eléctricos)

El método de ignición eléctrico fue el primer método utilizado, ocasionando la ignición a través de un calentamiento eléctrico alrededor de la primera tapa de la celda, de esta manera se aumentó gradualmente la temperatura en la cara de la arena saturada. A medida que se emite calor en una de las tapas la transferencia de calor por conducción se desplaza a lo largo del tubo aumentando el resto de las temperaturas censadas por los termopares acoplados a la celda. Es importante destacar que este método puede aumentar la temperatura de manera progresiva y uniforme, permitiendo de esta forma que el crudo fluya más fácil, evitando problemas operacionales con la inyección de aire o el fluido inerte. En la figura 15 se puede observar el perfil de temperatura resultante al momento de la ignición registrado por cada una de las termocuplas a lo largo de la celda.

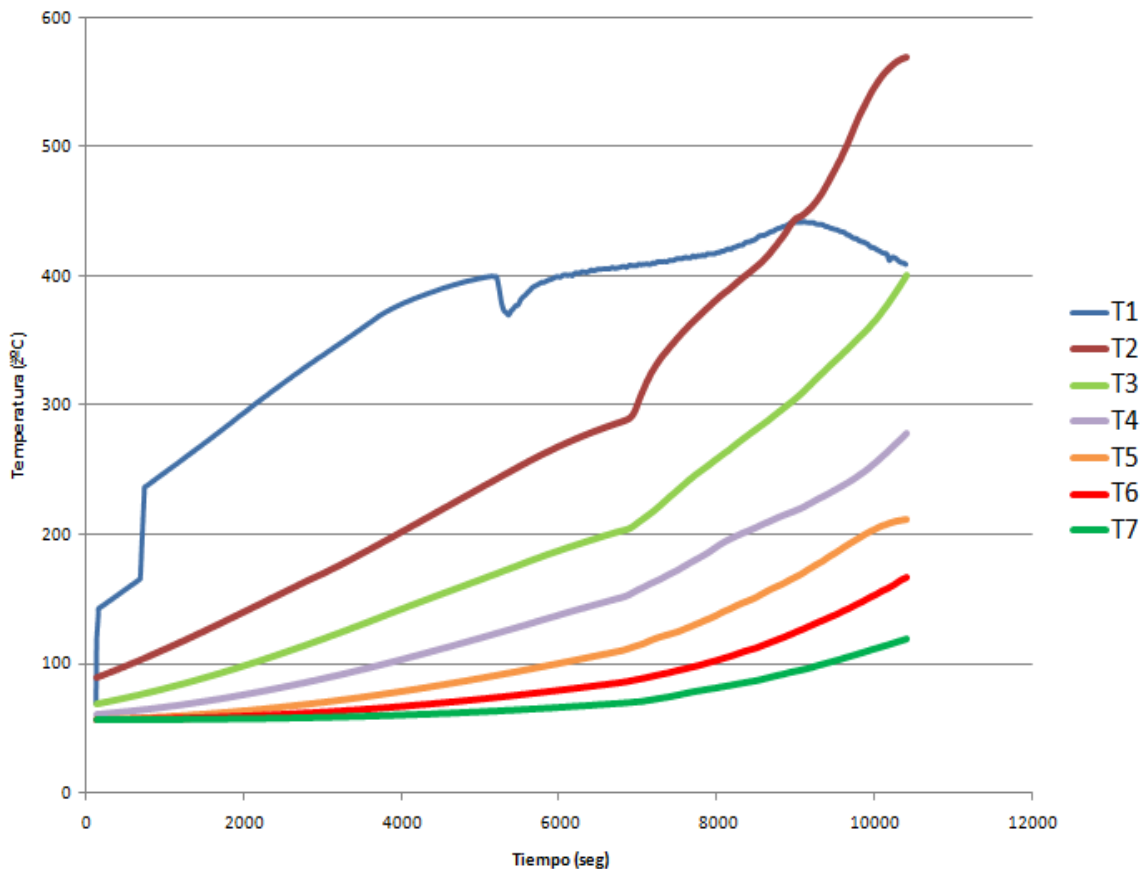


Figura 14: Perfil de temperatura logrado por el método de ignición eléctrica

Otra de las ventajas de este método es que al contar con una rampa de calentamiento controlada, se pueden alcanzar temperaturas de ignición muy por encima de la temperatura mínima, con esto se evita una excesiva oxidación a baja temperatura (LTO), disminuyendo la formación de productos más viscosos y dándole mayor peso a las reacciones HTO, las cuales forman más productos gaseosos capaces de aumentar las fuerzas de desplazamiento que tiene el crudo.

Por otra parte, los experimentos a altas presiones requieren de un aumento en el flujo de oxígeno inyectado, esto es necesario ya que se evita una disminución de las temperaturas máximas (John D.M. Belgrave, 1989). Una solución a esta condición es generar una temperatura de ignición cercana a la temperatura de craqueo para garantizar que la exotermicidad de las reacciones HTO y que las reacciones de craqueo se vean favorecida a la hora de iniciar el proceso.

En la figura 15 se puede observar que una vez que el crudo llega a la temperatura de ignición ($T_1 = 400\text{ }^\circ\text{C}$) el proceso se mantiene por sí solo mientras que las pérdidas de calor no excedan a la generación de productos de la reacción. Esto se logra con un buen aislamiento térmico de la celda.

Al realizar este experimento se obtuvo un tiempo de ignición de 5 min, este valor es factible y atractivo para la continuidad y tiempo de operación del proceso. Un detalle importante de este método, es que para alcanzar la temperatura mínima de ignición se registró un tiempo de 113 min (1.88 horas), esto se logra través de una rampa de calentamiento uniforme programada.

Otra de las formas de asegurar que realmente ocurre la ignición, es a través de la producción de gases aguas abajo del proceso. En las figuras 16 y 17 se observa el comportamiento de las composiciones de los gases de salida de la prueba.

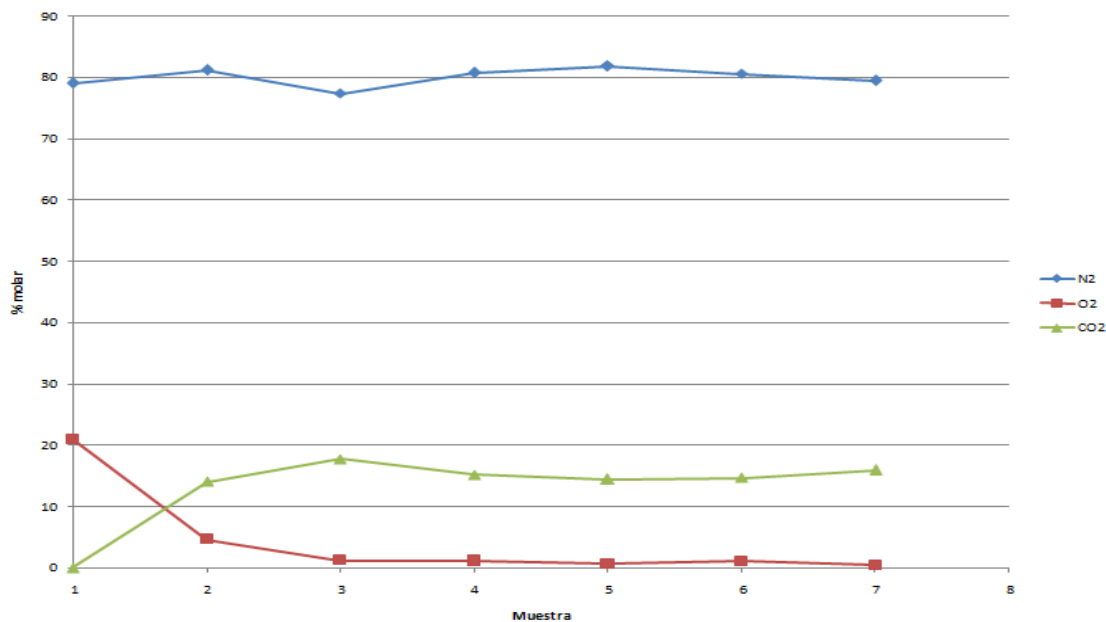


Figura 15: Composición del gas de salida (N₂, O₂, CO₂) para la prueba de ignición utilizando un método eléctrico

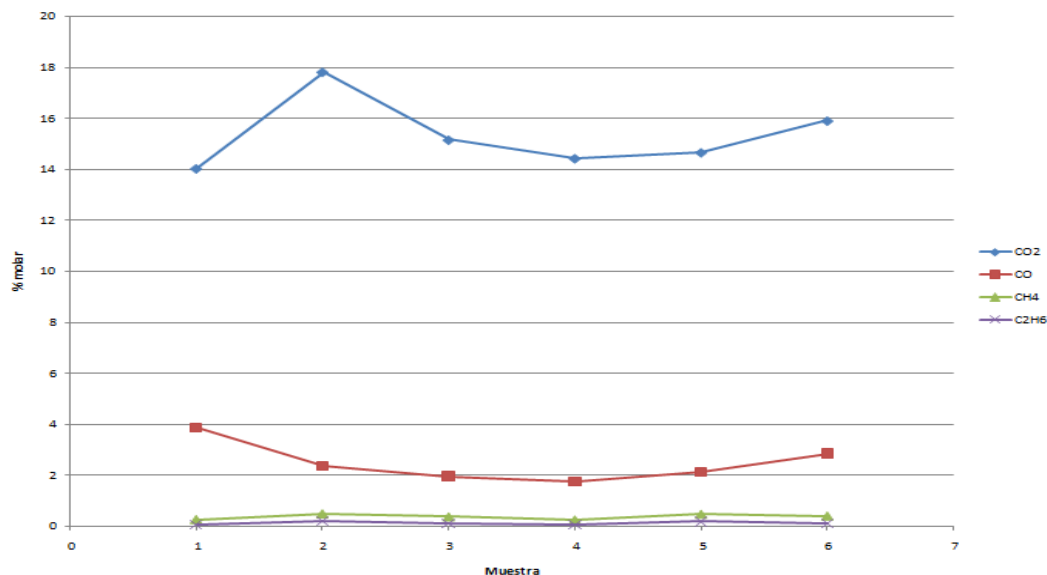


Figura 16: Composición del gas de salida (CO₂,CO,CH₄,C₂H₆) para la prueba de ignición utilizando un método eléctrico.

Como se puede observar, la composición del nitrógeno se mantiene relativamente constante, debido a que éste es un inerte de las reacciones. Caso contrario ocurre con a la composición del oxígeno la cual disminuye conforme aumenta la composición de dióxido de carbono, siendo esto el segundo indicador de que ocurrió la ignición.

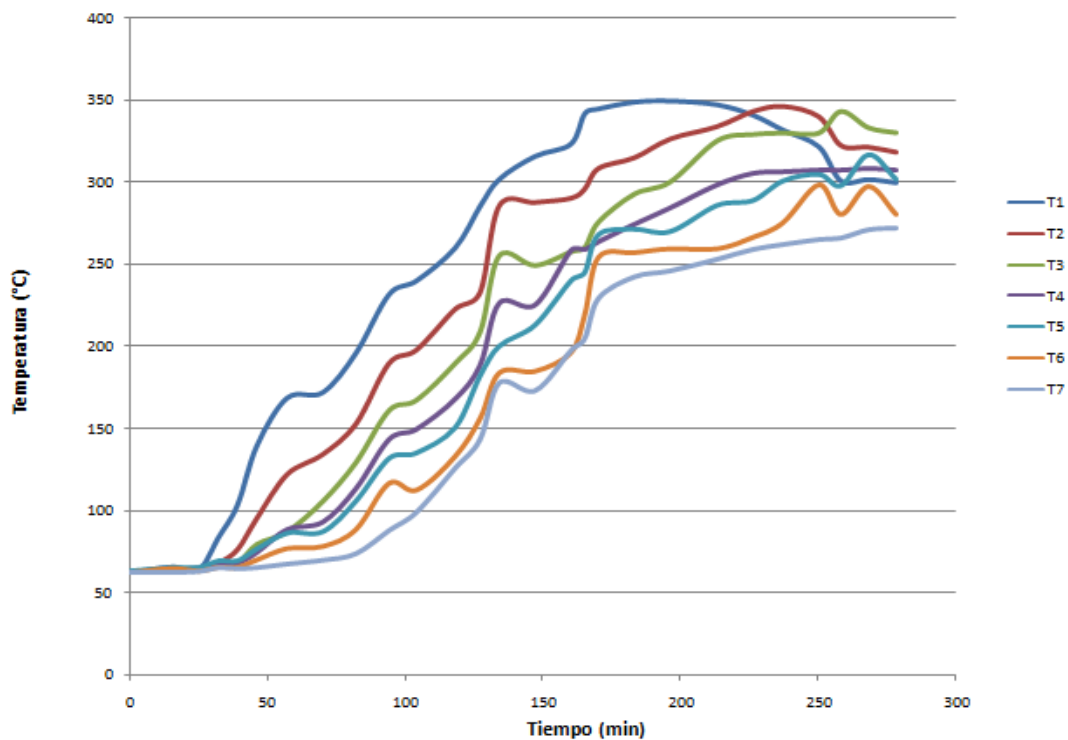
La baja concentración de oxígeno también revela que el proceso es bastante eficiente, ya que el oxígeno inyectado es consumido conforme se originan el resto de los productos de la zona de combustión. Con esta metodología, se asegura el éxito del desplazamiento del frente y de la operación.

4.3.2 Inyección de fluidos calientes (Pre-calentamiento con vapor)

Al realizar el método de pre-calentamiento con vapor se tenía la hipótesis que la ignición no se lograría ya que al inyectar vapor en la celda este tiende a condensar, aumentando la saturación de agua y disminuyendo la cantidad de crudo en la misma debido al empuje.

Este ensayo comprendió la inyección de nitrógeno para realizar la apertura de caminos preferenciales en la celda, posteriormente la aplicación de vapor saturado a

1100 psia (Temperatura de 291°C) para aumentar la temperatura de la formación y seguidamente la entrada de un flujo de aire para generar la ignición. A medida que entra vapor en la celda, se aumenta gradualmente la temperatura en la cara de la arena (T1), este aumento no es uniforme ya que el desplazamiento del fluido caliente no es ideal (flujo pistón) y la transferencia de calor a los alrededores es mucho mayor. A este respecto, el aislamiento de la celda cobra un papel fundamental para poder garantizar la temperatura máxima de inyección de vapor. Al momento de inyectar aire a la celda la temperatura tiende a disminuir debido al choque térmico entre la temperatura del núcleo y la de inyección. Luego de transcurrir un tiempo de 11 minutos esta temperatura comienza a aumentar de manera análoga al del método eléctrico, a este tiempo de espera se le define como el tiempo de ignición. En la siguiente gráfica se puede observar el perfil de temperatura logrado durante la prueba registrando por cada una de las termocuplas a lo largo de la celda.



.Figura 17: Perfil de temperatura logrado por el método de pre-calentamiento con vapor

Se puede observar que las temperaturas a lo largo de la celda fluctúan considerablemente, esto se debe a la cantidad de calor cedido a los alrededores durante la inyección de vapor. Esto se considera como el punto crítico de la prueba, ya que para alcanzar la temperatura de inicio del proceso transcurrieron 178 min sin tomar en cuenta el tiempo necesario para poner en marcha el generador de vapor (60 min), siendo este aspecto el de mayor atribución para la prolongación de la prueba, Sin embargo, en operaciones de campo esto no se considera dentro de los tiempos de ignición. Por otra parte, a medida que el vapor ingresaba a la celda aumentaba la producción de crudo aguas abajo del proceso y por ende disminuía el combustible disponible para la ignición. No obstante esta acción era necesaria ya que proporciona las condiciones necesarias para las siguientes fases (ignición, combustión en sitio). Sumado a esto, se ha demostrado que la producción de crudo después de aplicar vapor es mayor en crudos viscosos(Philip J. Closmann, 1983). Sin embargo el proceso es más propenso a formar emulsiones que son más difíciles de romper (R.G. Moore, 1999). En la figura 19 se observa la saturación residual obtenida luego de la inyección de vapor.

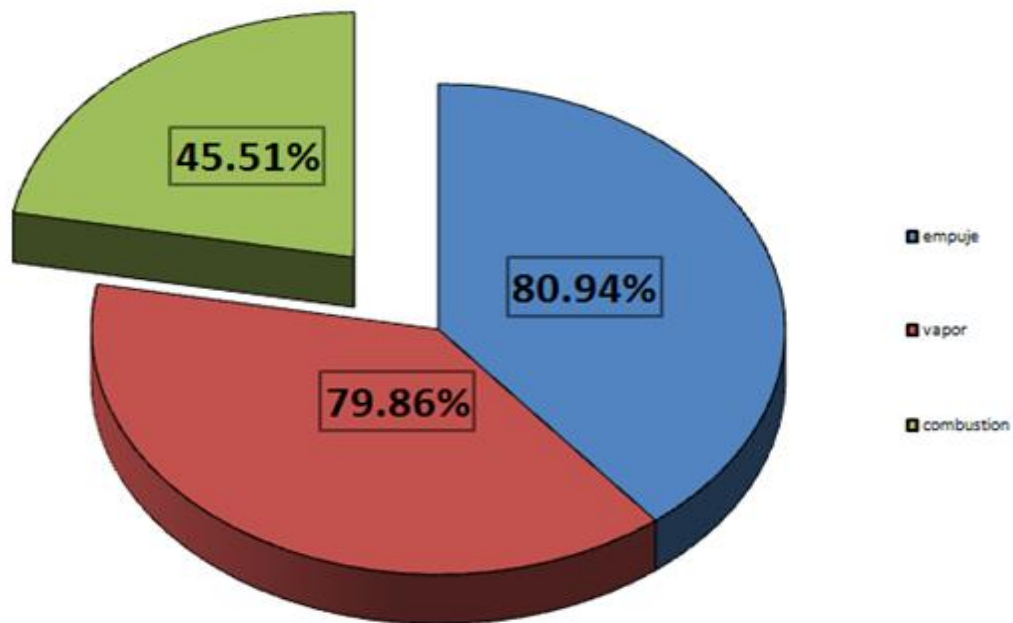


Figura 18: Saturación de crudo en la celda durante prueba de ignición con pre-calentamiento de vapor

Al inicio de la prueba la saturación inicial fue de 80.94%, luego de la apertura de caminos preferenciales con nitrógeno la saturación era de 79.86%, posteriormente al culminar el empuje con vapor la saturación obtenida fue de 45.51%, a esta condición se inyectó aire a la formación alcanzando la ignición. Cabe destacar que investigadores como R.G. Moore, J.D.M. Belgrave, M.G. Ursenbach realizaron ensayos similares y alcanzaron saturaciones de crudo al momento de la inyección de aire de aproximadamente 25% y tuvieron un encendido del frente exitoso (R.G. Moore, 1999).

De igual forma que en el método eléctrico, la formación CO_2 se evidenció, garantizando el éxito de la ignición. En las gráficas 19 y 20 se muestran los resultados de las composiciones arrojadas en esta prueba.

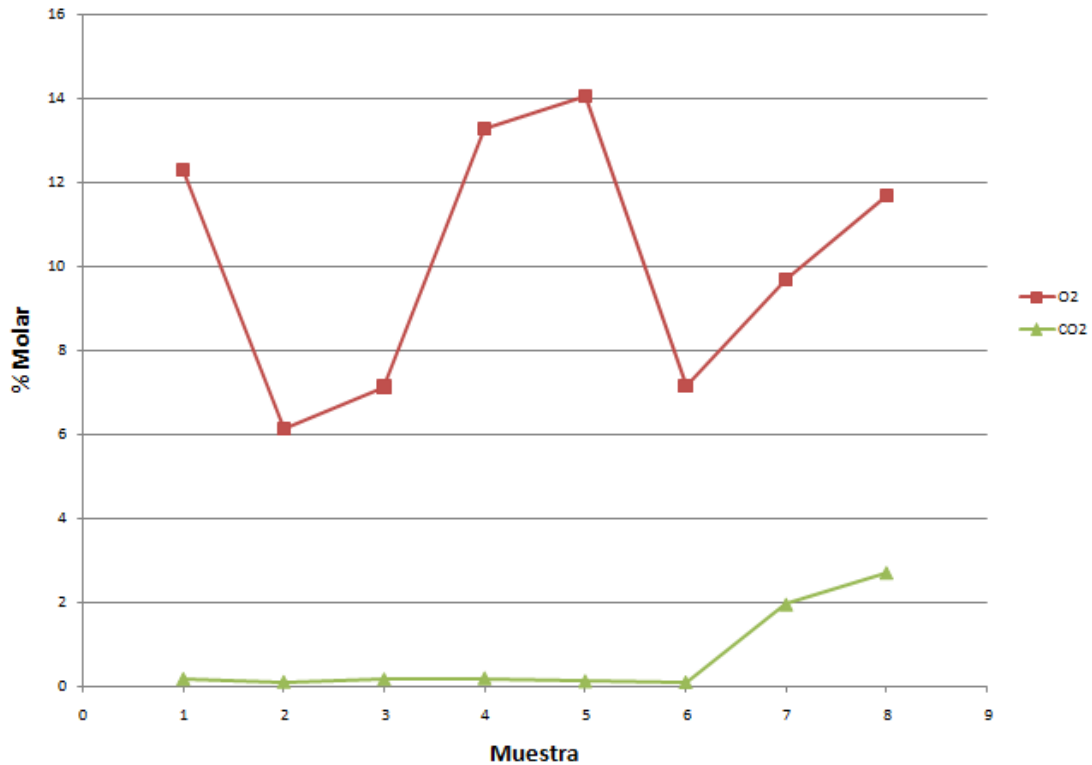


Figura 19: Composición del gas de salida (O_2 , CO_2) para la prueba de ignición utilizando un de precalentamiento con vapor.

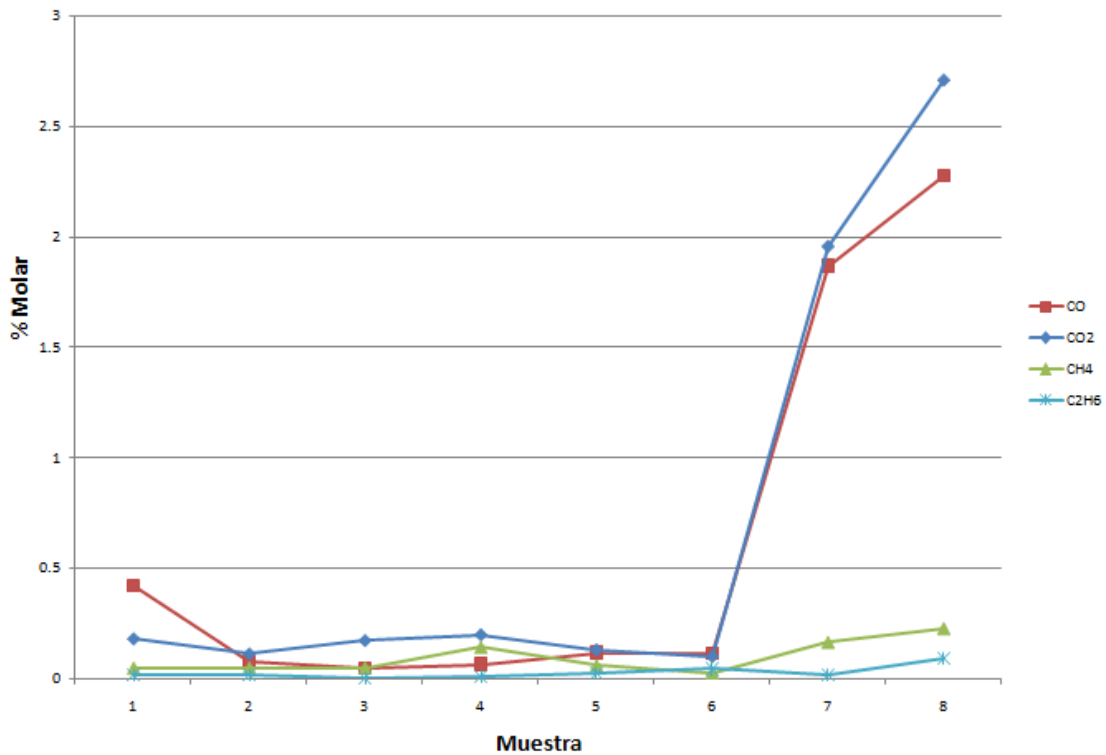


Figura 20: Composición del gas de salida (CO₂, CO, CH₄, C₂H₆) para la prueba de ignición utilizando de pre-calentamiento con vapor.

Como se puede notar en la figura 20 la variación de las composiciones de oxígeno y CO₂ indican la presencia de la ignición, sin embargo esta poca estabilidad afecta a la cantidad de crudo que es oxidada, ya que a medida que ingresa aire a la celda se producen más reacciones LTO, aumentando la cantidad de combustible disponible. Además de esto, la velocidad del frente es mucho más lenta que en el método eléctrico, esto se debe a la cercanía que tiene la temperatura de inicio del proceso con la de mínima de ignición lo cual exige un mayor requerimiento de oxígeno para cubrir el resto de las reacciones (R.G. Moore, 1999).

A pesar de esto, una de las ventajas de este método es que al ser una combinación de la inyección de vapor y la Combustión en Sitio la producción de crudo y el factor de recobro aumentan de manera considerable.

4.3.3 Método Químico

Para realizar este método experimental, se calculó previamente la cantidad mínima necesaria para que a través del calor desprendido generado por la reacción entre el agente químico y el aire húmedo se alcanzara la temperatura mínima de ignición (240 °C) y de esta manera iniciar el proceso.

Para calcular esta cantidad se realizó el método de calor de reacción, el cual consiste en llevar a los reactivos de sus condiciones de entrada a sus condiciones de referencia (25 °C), luego efectuar la reacción a 25 °C y llevar los productos de sus estados de referencia a sus condiciones de salida (Richard M. Felder, 2007). Los cambios de entalpia de estos tres pasos son sumados e igualados a la energía de activación necesaria para la ignición y de esta manera se calcula la cantidad necesaria del compuesto. Este resultado arrojó un resultado de 0.8 g necesarios para ocasionar el encendido del frente de combustión en la celda.

Este método demostró ser el más complejo desde el punto de vista metodológico. Para iniciar la operación, se introdujo el compuesto por una de las tapas de la celda especialmente diseñada, con el fin de aumentar la tasa de generación de calor en el rango de la reacción a baja temperatura. Como resultado de esta metodología, se obtuvo que la formación aumento unos pocos grado ($\Delta T = 10^{\circ}\text{C}$) al inyectar aire húmedo. Este efecto es insuficiente para generar la ignición y la continuidad del proceso, por lo que se considera que la operación fracasó. No obstante, se realizó un análisis Termogravimétrico al elemento químico para conocer su naturaleza y comportamiento antelas altas temperatura, obteniendo los siguientes resultados expresados en la figura 21 y 22.

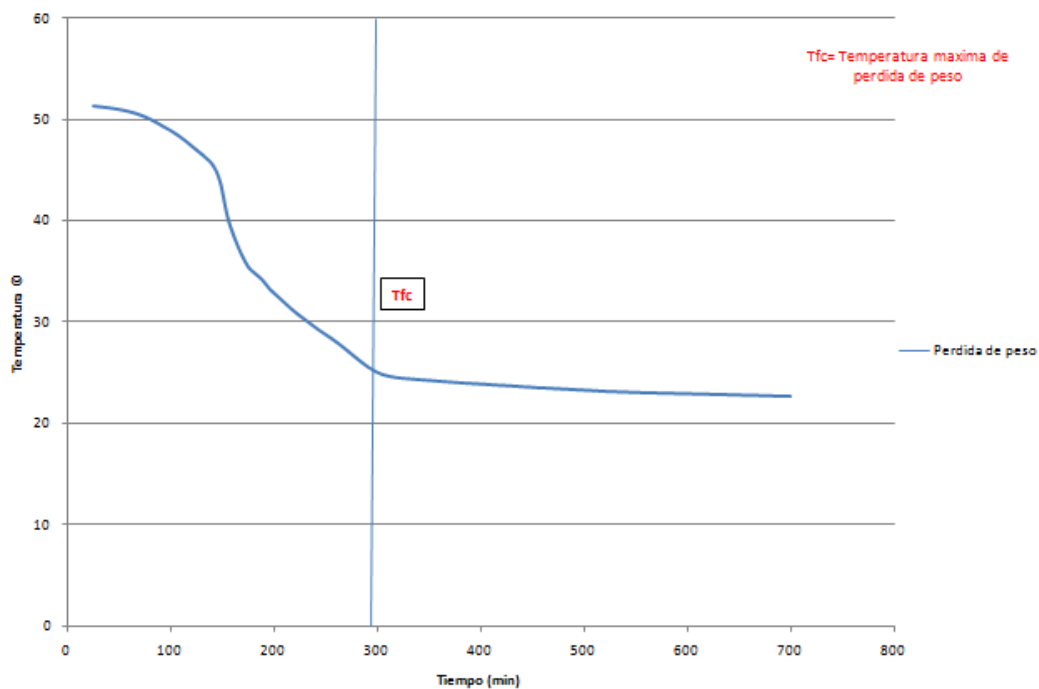


Figura 21: Determinación de la temperatura de descomposición del agente químico.

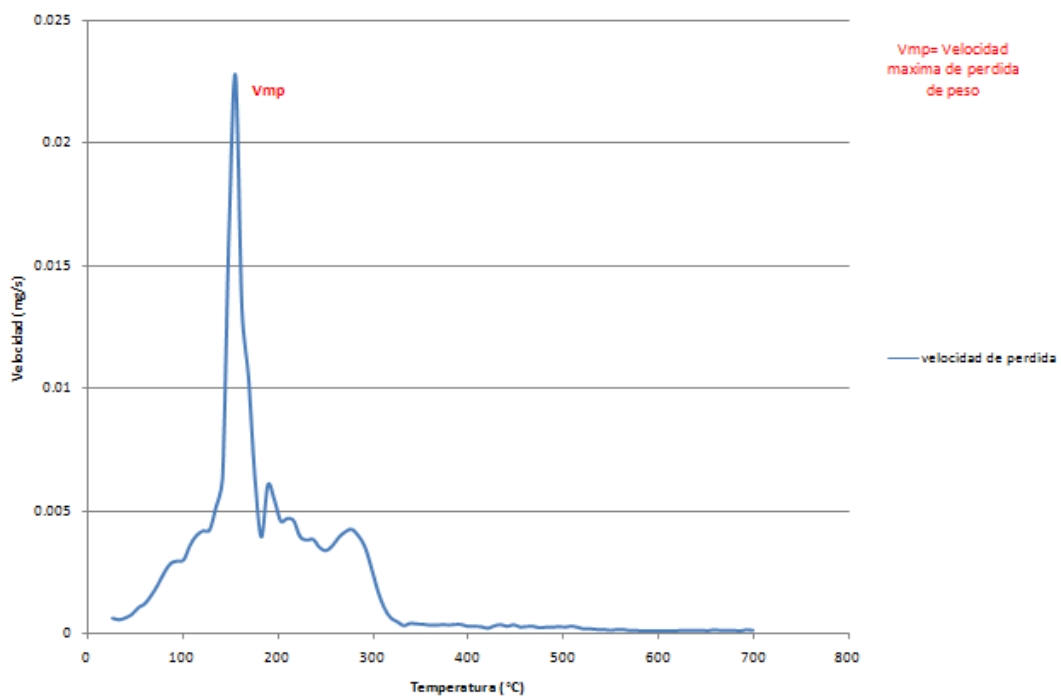


Figura 22: Análisis Termogravimétrico (curva convencional) del agente químico

Como se puede observar en la figuras 22 y 23 luego que el compuesto alcanza los 300 °C la masa del mismo se mantiene constante, es decir, el elemento no se descompone de manera térmica. Haciendo un ejercicio práctico en campo, este compuesto acarrearía problemas ya que al no descomponerse podría conducir al taponamiento de los poros del yacimiento a través del pozo inyector, ocasionando pérdidas en la infraestructura del proyecto.

En este sentido, se necesita aunar en la investigación de nuevos compuestos, así como del diseño de pruebas, con el fin de optimizar la concentración y naturaleza química de los mismos, para de esta manera establecer las condiciones necesarias para aplicarlos en campo.

4.4 Selección del mejor método de ignición

Una vez ejecutado cada método de ignición, se decidió realizar una matriz de comparación con la finalidad de proporcionarle al proceso la objetividad requerida para la selección y en segundo término documentar el razonamiento empleado desde el punto de vista técnico- económico. Para ello, se utilizó una matriz de decisión múltiple binaria, la cual es una herramienta que evalúa diferentes parámetros comunes entre los métodos, los cuales tienen un peso de consideración, con el objeto de minimizar la subjetividad en la escogencia.

Para comparar los métodos de ignición se establecieron aspectos combinando los resultados extraídos del laboratorio junto con una revisión bibliográfica de las aplicaciones y proyectos donde han sido utilizados.

Como resultado de esto, se seleccionaron los siguientes parámetros de comparación: costo de inversión, facilidades operativas, costo de operación, aplicabilidad en campo y parámetros del método (tiempo de ignición, temperaturas alcanzadas, producción de gases, desarrollo del frente). Siendo los dos últimos los aspectos con mayor peso dentro de la matriz, ya que ante todo se desea un proceso

eficiente y una operación segura para lograr buenos resultados en las etapas post ignición.

Además de esto, se consideran los parámetros del método una variable de operación clave, ya que las operaciones a presiones y temperaturas altas implican investigaciones rigurosas debido a los altos niveles de riesgo que estas comprenden. A continuación en la tabla 8 se amplía la ponderación de criterios realizada.

Tabla 7: Ponderación de cada criterio de elección

	Parámetros del método	Aplicabilidad en campo	Facilidades operativas	Costo de inversión	Costo de operación	SP	Ponderación
Parámetros del método	-	1	1	1	1	4	36.36
Aplicabilidad en campo	0	-	1	1	1	3	27.27
Facilidades operativas	0	1	-	1	1	2	18.18
Costo de inversión	0	0	1	-	1	1	9.09
Costo de operación	0	0	0	1	-	1	9.09
						ST	11

Como se puede observar, tanto los costos de operación como el costo de inversión poseen el mismo peso, ya que se considera que se cuenta con el capital y la infraestructura necesaria para realizar el mejor método en campo. Cabe destacar, que la ponderación de estos criterios está definido por el enfoque que tiene la empresa para realizar esta metodología en campo. Ahora bien, una vez aclarada la ponderación de cada parámetro, es necesario establecer el método más conveniente para realizar el encendido.

A continuación, se despliegan un conjunto de tablas, con la ponderación de cada uno de los métodos de ignición en base a cada criterio.

Tabla 8: Ponderación de los métodos de ignición, criterio “Parámetros del método”

	Método Eléctrico	Método Vapor	Método Químico	SP	Ponderación
Método Eléctrico	-	1	1	2	66.67
Método Vapor	0	-	1	1	33.33
Método Químico	0	0	-	0	0.00
				ST	3

El método eléctrico demostró ser el método más eficiente en cuanto a los parámetros del método, ya que la capacidad de los calentadores permite superar cómodamente a la energía mínima necesaria para originar el frente de combustión.

Tabla 9: Ponderación de los métodos de ignición, criterio “Aplicabilidad en campo”

	Método Eléctrico	Método Vapor	Método Químico	SP	Ponderación
Método Eléctrico	-	1	1	2	50.00
Método Vapor	1	-	1	2	50.00
Método Químico	0	0	-	0	0.00
				ST	4

En cuanto a las aplicaciones en campo del método, existen una cantidad de proyectos de combustión registrados, donde en la mayoría se usan métodos eléctricos de ignición, seguido por la inyección de fluidos calientes, gases quemadores y por ultimo métodos químicos(Shallcross, 1989). Por lo que se considera que el método eléctrico y la inyección de vapor son históricamente los más utilizados dadas las características del petróleo original en sitio.

Tabla 10: Ponderación de los métodos de ignición, criterio “Facilidades operativas”

	Método Eléctrico	Método Vapor	Método Químico	SP	Ponderación
Método Eléctrico	-	1	1	2	50.00
Método Vapor	1	-	1	2	50.00
Método Químico	0	0	-	0	0.00
				ST	4

Por otra parte, debido a la complejidad de los procesos de Combustión en Sitio, es muy importante tener una metodología de ignición con facilidades de monitoreo y operación. En este sentido, los métodos de precalentamiento con vapor y calentamiento eléctrico se acreditaron como los más convenientes a la hora del ensayo, ya que son más seguros en su operación.

Tabla 11: Ponderación de los métodos de ignición, criterio “Costo de Inversión”

	Método Eléctrico	Método Vapor	Método Químico	SP	Ponderación
Método Eléctrico	-	1	0	1	33.33
Método Vapor	0	-	1	1	33.33
Método Químico	1	0	-	1	33.33
				ST	3

Tabla 12: Ponderación de los métodos de ignición, criterio “Costo de Operación”

	Método Eléctrico	Método Vapor	Método Químico	SP	Ponderación
Método Eléctrico	-	1	1	2	50.00
Método Vapor	0	-	1	1	25.00
Método Químico	0	1	-	1	25.00
				ST	4

Al comparar los costos de inversión, se considera que se cuenta con el capital necesario para ejecutar cada operación. Por esta razón, las tres metodologías poseen la misma ponderación. Por otro lado, los costos de operación son menores para un método eléctrico, ya que una operación de ignición a través de un calentador eléctrico comprende menos infraestructura y seguridad que los otros métodos. Tal como se dijo en el capítulo 2 solo se necesita de un cable calentador que luego de ser instalado genera el calor suficiente para que el aire inyectado produzca la ignición.

Finalmente, una vez mostrada la ponderación de todas las alternativas, en la tabla N°13, se concluye que la tecnología seleccionada para operar bajo estas condiciones son los calentadores eléctricos.

Tabla 13: Selección de final del método de ignición

Criterio	Ponderación	Método Eléctrico	Método Vapor	Método Químico
		Calificación	Calificación	Calificación
Parámetros del método	36.36	24.24	12.12	0.00
Aplicabilidad en campo	27.27	13.64	13.64	0.00
Facilidades operativas	18.18	9.09	9.09	0.00
Costo de Inversión	9.09	3.03	3.03	3.03
Costos de operación	9.09	4.55	2.27	2.27
Total	100	54.55	40.15	5.30

Es importante mencionar, que los métodos no seleccionados también son eficientes. Sin embargo, dada las condiciones de trabajo, las variables de operación y las características del crudo el método eléctrico mostro ser el que se acopla mejor a estos requerimientos.

Vale la pena mencionar, que este método al ser aplicado en laboratorio permite aunar en la investigación de nuevos aditivos para el mejoramiento de la combustión y de los productos obtenidos aguas abajo del proceso.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- El comportamiento de la ignición, está fuertemente relacionado con las reacciones LTO, especialmente con la formación de aldehídos y cetonas.

- A pesar que las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO) tiene una gran responsabilidad en la fase de ignición, estas afectan las propiedades de una fracción del crudo, reduciendo su gravedad API y aumentando su viscosidad.

- El trabajo en conjunto del análisis termogravimétrico (TGA) y las pruebas en tubos demostraron ser una buena alternativa para el estudio y desarrollo de la ignición, ya que esto, permite reconocer y estudiar cada una de las variables y reacciones del proceso.

- Los perfiles de temperatura de los métodos realizados, presentan grandes similitudes, sin embargo, el perfil de temperatura mostrado por el método eléctrico destaco por mostrar mayores facilidades operativas a la hora de determinar la ignición.

- La cantidad de calor suministrado por el vapor y condensación de agua en la celda son parámetros importantes a estudiar para la transferencia de calor y la distribución de temperaturas.

- A pesar de no alcanzar altos picos de temperaturas y una mayor producción de CO₂, el método de precalentamiento con vapor demostró ser efectivo, proporcionando la información necesaria para llevar a cabo la combustión.

- La ignición realizada a través del agente químico resulto ser insatisfactoria, debido a que la exotermicidad de la reacción no fue sostenida durante el tiempo necesario.
- La disminución de la transferencia de calor del sistema con los alrededores se considera como la etapa clave para la ejecución y éxito del proceso.
- A mayor energía térmica suministrada al inicio del proceso, el tiempo de ignición disminuye, así como se acelera el frente de combustión favoreciendo a las reacciones HTO.
- El método con calentamiento eléctrico fue el método seleccionado para operar bajo las condiciones estudiadas, ya que este demostró ser el que mejor se ajusta a las variables del proceso y a las características del yacimiento

5.2 Recomendaciones

- Automatizar el sistema de calentamiento externo de la celda del método eléctrico, así como, la automatización total del sistema de ignición con vapor y agente químico, con el fin de evitar errores en la manipulación y la recolección de datos.
- Mejorar el diseño mecánico, así como el aislamiento de la celda, de manera de hacerla adiabática y de mayor longitud, con la finalidad de estudiar la estabilidad del frente de combustión y analizar con más detalle los efluentes obtenidos.
- Acoplar al sistema de ignición en tubos un analizador en línea de los efluentes obtenidos, con la finalidad de mejorar el sistema de monitoreo y garantizar la evidencia mínima de componentes como CO₂ y CO responsables de la ignición.
- Comenzar con la investigación de análisis de aceleración calorimétrica (ARC), así como de efluentes de gas (EGA), para incorporarlos a las pruebas de ignición y combustión, de esta manera se tendrá un estudio cinético más robusto que describa el comportamiento de las reacciones de oxidación.
- Seguir con los estudios y la investigación de nuevos agentes químicos capaces de oxidar e ignitar la formación para iniciar el proceso. Así como de aditivos capaces de disminuir el tiempo de ignición del crudo o de disminuir la temperatura mínima de ignición.
- Realizar estudios de ignición con diferentes crudos de la Faja Petrolífera de Venezuela, con el fin de reconocer la factibilidad del proceso CES bajo diferentes condiciones.

BIBLIOGRAFÍA

- AIE. (2010). *Crisis Energetica.org*. Recuperado el Septiembre de 2014, de Crisis Energetica.org:
<http://www.crisisenergetica.org/article.php?story=20101109173255487>
- Aminfar, E. (2007). *Modeling of Spontaneous Ignition of Light Oil Reservoirs in a High Pressure Spherical Cell*. Calgary: University of Calgary.
- Belgrave Oil and Gas Corp. (2009). *Belgrave Oil and Gas*. Recuperado el 22 de Febrero de 2015, de Belgrave Oil and Gas:
<http://www.belgravecorp.com/airinjection>
- Candelle, C. (2010). *Evaluacion y seleccion de un metodo de ignicion artificial para la realizacion de pruebas de combustion en subsuelos por parte de PDVSA Intevep*. Los Teques: Pdvsa Intevep.
- Coats, A. a. (1964). Kinetic Parameters from Thermogravimetric Data. *Nature*, 68-69.
- Dabbous, M. a. (1974). Low Temperature Oxidation Reaction Kinetics and Effects on the In-Situ Combustion Process. *Soc. Pet. Eng. J.*, 253-262.
- Donald G. Lee, N. A. (1989). Effect of water on the low temperature oxidation of heavy oil. *Energy & Fuels*, 713-715.
- Douglas A. Castillo, C. B. (2002). *Recuperacion Termica de Petroleo*. Caracas.
- El-Shoubary, Y. (1986). *Kinetic study of the in-situ combustion process using thermal analysis technique*. Kansas: University of Kansas.
- Eri Fumoto, S. S. (2010). Production of light oil by oxidative cracking of oil sand bitumen using iron oxide catalysts in a steam atmosphere. *Energy & Fuels*, 524-527.
- Essenfeld, M. (1979). *Fundamentos de Ingenieria de Yacimiento*. Caracas: Foninves.

- Estévez, N. H. (2003). *Evaluación Experimental del Proceso de Combustión In - Situ Empleando Crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Los Teques.
- Ghafoor Karimi, A. K. (2010). In-Situ Combustion Process, One Of Ior Methods Livening The Reservoirs. *Petroleum & Coal*, 139-147.
- H.L. Hutchinson, U. o. (1983). Experimental Study of Coinjection of Steam With Air or Other Coinjections Into Asphalt Ridge Tar Sands. *SPE Society of Petroleum Engineers*, 314-319.
- Halliburton. (2014). *Recopilación Técnica Ingeniería de Yacimientos*. Halliburton.
- Hernández, N. (2003). *Evaluación experimental del proceso de combustión in situ empleando crudo de la Faja Petrolifera del Orinoco*. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Iddris, A. (1999). *Spontaneous Ignition Characteristics*. Saudi Arabia: King Fahd University Of Petroleum & Minerals.
- Izarra Garcia, N. (2009). *Modelo Cinético Del Proceso De Combustión En Sitio De Un Crudo De La Faja Petrolífera Del Orinoco*. Caracas: Unefa.
- J. LI, S. M. (2004). Oxidation and Ignition Behaviour of Saturated Hydrocarbon Samples With Crude Oils Using TG/DTG and DTA Thermal Analysis Techniques. *JCPT*, 45-52.
- J. LI, S. M. (2008). Chemically Assisted Ignition Technologies for a Light Oil Air Injection Process. *JCPT*, 25-29.
- J.D.M. Belgave, B. H. (2007). SAGD Optimization With Air Injection. *SPE International*, 1-8.
- Jean-Louis, S. (2005). *Recuperación Mejorada del Petroleo*. Merida: Universidad de los Andes.

- John D.M. Belgrave, R. G. (1989). The thermal behavior of vertically-operated near-adiabatic in-situ combustion tubes. *Elsevier Science Publishers*, 51 - 65.
- Keil, F. J. (1999). Methanol-to-hydrocarbons: process technology. *Microporous and Mesoporous Materials*, 29, 49-66.
- Margot Gerritsen, A. R. (2006). *Experimental investigation and High Resolution Simulator of In situ Combustion Processes*. Stanford: Department of Petroleum Engineering Stanford.
- Mendoza, A. P. (2010). Study for Improving the In-Situ Combustion of Venezuela Extra-Heavy Crude Oil Using Unconventional Additive. *Society of Petroleum Engineers*.
- Metsai Chaipornkaewb, K. W. (Procedia). Preliminary Study of In-Situ Combustion in Heavy Oil Field in The North of Thailand. 326-334.
- Nagabhooshan, A. A. (2005). *Studies On Pyrolysis And Combustion Behavior Of Neilburg Oil And Derived Asphaltenes Using A Thermogravimetric Analyser (Tga)*. Regina: University Of Regina.
- Perozo, H. M. (2011). The In situ Combustion Pilot Project in Bare Field, Orinoco Oil Belt, Venezuela . *Society of Petroleum Engineers*.
- Philip J. Closmann, R. D. (1983). Laboratory Tests on Heavy Oil Recovery by Steam Injection. *Society of Petroleum Engineers of AIME*, 417-426.
- R.G. Moore, J. B. (1999). In Situ Combustion Performance in Steam. *JCPT*, 1-9.
- Richard M. Felder, R. W. (2007). *Principios Elementales de los Procesos Quimicos*. Atlanta: Limusa Wiley.
- Ruiz, J. (2010). *Estudio del impacto del procesamiento de crudos pesados en la hidrosulfuración*. Oaxaca: Universidad de Istmo.

- Sarathi, P. S. (1999). *In situ Combustion Handbook - Principles and Practices*. Tulsa, Oklahoma: BDM - Petroleum Technologies.
- Shallcross, D. C. (1989). *Devices and methods for in-situ combustion ignition*. Stanford University, California.
- Simangunsong, R. (2005). *Experimental And Analytical Modeling Studies Of Steam Injection With Hydrocarbon Additives To Enhance Recovery Of San Ardo Heavy Oil*. Texas: Texas A&M University.
- Tadema, H. a. (1970). Spontaneous Ignition of Oil Sands. *Oil and Gas*, 77-80.
- Tamburello, S. M. (2011). *On Determining Spontaneous Ignition In Porous Materials*. Maryland: University Of Maryland.
- Villa, J. R. (2006). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Los teques, Miranda, Venezuela.
- Vossoughi, S. (1986). Tga/Dsc Techniques As Research Tools For The Study Of The In-Situ Combustion Process. *Elsevier Science Publishers*, 63-70.

APENDICE I

Cálculos tipo de las condiciones de la celda

- Permeabilidad

Ejemplo de cálculo

Los cálculos necesarios para obtener el valor de la permeabilidad, se muestran a continuación:

Q = tasa reportada por el medidor de flujo

ΔP =diferencial registrado por el traductor de presión

m= pendiente de la recta que resulta graficando Q en función de ΔP

L= longitud total de la celda

A= área de la celda

μ_{N_2} = viscosidad del nitrógeno

Es necesario transformar las unidades del flujo a [cm³/seg] y el diferencial de presión a unidades de atmosfera.

Se grafica Q en función del ΔP , obteniendo así la pendiente de la recta que mejor se ajuste a los puntos, m. Conociendo la longitud de la celda L, el área de la celda A y la viscosidad del gas (μ) N₂, se despeja la permeabilidad de la siguiente ecuación de Darcy linealizada

$$m = \frac{K * A}{\mu_{N_2} * L} \Rightarrow K = \frac{m * L * \mu_{N_2}}{A}$$

Ecuación 5: Determinación de la permeabilidad absoluta(Halliburton, 2014)

Este procedimiento es igual para los demás fluidos, agua y crudo, los valores que varían son el de la viscosidad del fluido utilizado, así como la Q y ΔP medidos en cada caso.

- **Volumen poroso y porosidad**

Ejemplo de cálculo

El volumen poroso de la celda se calcula como el volumen de agua contenido en la celda una vez que la misma se encuentra saturada con agua de formación al 100%.

El volumen poroso (V_P) se calcula por la siguiente ecuación:

$$V_P = \frac{m_{cel_agua} - m_{cel_arena}}{\rho_{H_2Oform_lab}}$$

Ecuación 6: Determinación del Volumen Poroso

La porosidad se calcula dividiendo el volumen poroso entre el volumen total de la celda, el volumen de la celda (V_C) se calcula como el volumen de un cilindro:

D_C = Diámetro de la celda

L_C = Longitud de la celda

$$V_C = \frac{\pi}{4} D_C^2 \cdot L_C$$

Ecuación 7: Determinación del volumen total de la celda

Quedando la porosidad,

$$\phi = \frac{V_P}{V_C}$$

Ecuación 8: Determinación de la porosidad (Halliburton, 2014)

- **Saturación del crudo y agua irreducible**

Ejemplo de cálculo

Masa de crudo Inicial en la celda

Para el cálculo de la masa de crudo inicial en la celda se emplean los siguientes datos:

$m_{cel_vacía}$ = Masa de celda vacía.

m_{cel_arena} = Masa de celda empacada con arena.

m_{cel_agua} = Masa de celda empacada con arena y 100% saturada con agua.

$m_{Sal_vacía}$ = Masa de cilindro de recolección de crudo vacía.

m_{Sal_llena} = Masa de cilindro de recolección de crudo llena.

$m_{H_2O_sal}$ = Masa del agua en cilindro de recolección de crudo

V_A = Volumen inyectado por la bomba.

ρ_{cv} = Densidad del crudo.

V_{tub} = Volumen de crudo en cilindro recolector

V_1 = Volumen de tubería de salida de la celda

V_2 = Volumen de tubería de entrada de la celda.

$\rho_{H_2Oform_yac}$ = Densidad del agua de formación a condiciones del yacimiento.

Se calcula el volumen de crudo en el cilindro recolector (V_{cv_sal}):

$$m_{cv_sal} = m_{sal.llena} - m_{H_2O.sal} - m_{sal.vacia}$$

Ecuación 9: Calculo de la cantidad de crudo en el cilindro recolector.

El resultado obtenido en la ecuación (9) se sustituye en la ecuación (10)

$$V_{cv_sal} = \frac{m_{cv_sal}}{\rho_{cv}}$$

Ecuación 10: Determinación del volumen de crudo en el cilindro recolector

A continuación se calcula el volumen de crudo vivo en la celda (V_{cv_cel}) utilizando el resultado obtenido en la ecuación.

Calculando la masa de crudo en la celda (m_{cv_cel}) multiplicando por la densidad el volumen obtenido en la ecuación.

$$m_{cv_cel} = (V_A * \rho_{cv}) - V_{Tub} - V_1 - V_2$$

Ecuación 11: Calculo de la cantidad de crudo en la celda

Para el cálculo de la masa de crudo deshidratado (m_{cv_desh}) se emplea la siguiente expresión:

$$m_{cv_desh} = m_{cv_cel} \cdot (1 - \%H_2O_{cv})$$

Ecuación 12: Calculo de la cantidad de crudo deshidratando.

El cálculo de la masa de crudo muerto en la celda (m_{cm_cel}) se realiza, considerando el resultado obtenido en la ecuación (12), mediante la siguiente expresión:

Masa de agua irreducible en la celda

Se calcula la masa del agua contenida en el crudo inicial de la celda ($m_{H_2O_crudo}$)

$$m_{H_2O_crudo} = m_{cv_cel} \cdot \% H_2O_{cv}$$

Ecuación 13: Calculo de la cantidad de agua en el crudo

Seguidamente se calcula la cantidad de agua no desplazada por el crudo durante la saturación ($m_{H_2O_cel}$) a través de la siguiente expresión:

$$m_{H_2O_cel} = \left[\left(\frac{m_{cel_agua} - m_{cel_arena}}{\rho_{H_2Oform_pyac}} \right) - V_{cv_cel} \right] \cdot \rho_{H_2Oform_yac}$$

Ecuación 14: Determinación de la cantidad de agua en la celda

Se Calcula la masa de agua irreducible total ($m_{H_2O_irr}$) con los valores obtenidos en las ecuaciones (13) y (14):

$$m_{H_2O_irr} = m_{H_2O_crudo} + m_{H_2O_cel}$$

Ecuación 15: Calculo de la masa total de agua irreducible

Cálculo de las saturaciones de los fluidos en la celda

El cálculo de las saturaciones se realiza en porcentaje másico, usando los resultados calculados en las ecuaciones (12) y (15) y sustituyéndolos en las ecuaciones (16) y (17):

- Saturación de crudo muerto (S_o):

$$S_o = \left(\frac{m_{cm_cel}}{m_{cm_cel} + m_{H_2O_irr} + m_{g_cel}} \right) \cdot 100$$

Ecuación 16: Determinación de la saturación de crudo en la celda

- Saturación de agua irreducible (S_w):

$$S_w = \left(\frac{m_{H_2O_irr}}{m_{cm_cel} + m_{H_2O_irr} + m_{g_cel}} \right) \cdot 100 \quad (15)$$

Ecuación 17: Determinación de la saturación de agua en la celda

APÉNDICE II

Tratamiento de datos para análisis TGA

Para estudiar la cinética de una reacción se extraen los datos arrojados por la tasa de cambio de peso de una muestra relacionando la velocidad de reacción como:

$$\frac{d\mu}{dt} = k * (1 - \mu)^n$$

Ecuación 18: Definición diferencial del Modelo cinético(Sarathi, 1999)

Donde μ se describe como:

$$\mu = \frac{w_0 - wt}{w_0 - w_{\infty}}$$

Ecuación 19: Calculo de la fracción de muestra consumida(Sarathi, 1999)

Siendo

w_0 = Peso inicial de la muestra.

w_t = Peso de la muestra en el tiempo "t".

w_{∞} = Peso luego de un tiempo prolongado.

k = constante cinética.

n = orden de la reacción.

Ahora bien, la rampa de calentamiento de la reacción se define como:

$$\frac{dT}{dt} = B$$

Ecuación 20: Definición de la rampa de calentamiento(Sarathi, 1999)

Combinando la ecuación (18) con (20) se obtiene:

$$\frac{d\mu}{dT} = \frac{k}{B} * (1 - \mu)^n$$

Aunado a esta se tiene la ecuación de Arrhenius la cual se define como

$$k = A \times \exp\left(\frac{-E}{RT}\right)$$

Ecuación 21: Ecuación de Arrhenius

Combinando la ecuación 20 y 21 se tiene

$$\frac{d\mu}{dT} = \frac{A \times \exp(-E/RT)}{B} (1 - \mu)^n$$

Ecuación 22: Ecuación diferencial para tratamiento de TGA(Sarathi, 1999)

Siguiendo el procedimiento de cálculo de (Coats, 1964) se obtiene:

$$\frac{1 - (1 - \mu)^{1-n}}{1 - n} = \frac{ART^2}{BE} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right) \exp\left(\frac{-E}{RT}\right)$$

Aplicando logaritmo de ambos lados de la ecuación se obtiene:

$$\ln\left(\frac{1 - (1 - \mu)^{1-n}}{1 - n}\right) = \ln\left(\frac{ART^2}{BE} \left(1 - \frac{2RT}{E}\right)\right) + \left(\frac{-E}{RT}\right)$$

Ecuación 23: Ecuación de Coats and Redfern(Sarathi, 1999)

Asumiendo un orden de la reacción y graficando $\ln\left(\frac{1 - (1 - \mu)^{1-n}}{1 - n}\right)$ VS $1/T$, se obtiene una recta, la pendiente de la recta es E/R y el factor pre- exponencial se determina a través de la ecuación (23).

APENDICE III PROYECTOS DE CAMPO

- Operaciones de campo donde se intentó la ignición espontánea

Tabla 14: Proyectos de ignición registrados aplicando ignición espontánea(Shallcross, 1989)

Campo	Año de ignición	Profundidad	Porosidad	Saturación de crudo	Temperatura inicial	Referencia
South Belridge California	1956	213	36	60	31	Gates et al (1978)
Midway Sunset California	1960	640	36	75	52	Gates, Sklar (1971)
Venezuela Tia Juana	1960	1372	35	94	66	Bowman (1965)
Venezuela Miga	1964	1234	22.6	78	63	Terwilliger et al (1975)
Charco Redondo Texas	1966	61	30-35	15-45	22	Widmyer et al (1977)
Trix Liz Texas	1968	1113	28	65	59	Buchwald et al (1973)
Gloriana Texas (+)	1969	511	35	58	44	Buchwald et al (1973)
Glen Hummel Texas	1969	741	36	70	45	Buchwald et al (1973)
Fosterton Northwest Saskatchewan (+)	1970	945	-	-	52	Marberry, Bhatia (1974)
SE Pauls Valley Oklahoma (+)	1970	1311	39	39	18	Elkins (1972)
Heidelberg Mississippi	1971	3402	16.4	85	105	Mace (1975)
Brea Olinda California	1972	1067	29	50	57	Maclean (1975)
Talco Texas	1972	1295	26	-	64	Kelley (1975)

(+) Proyectos de ignición que fracasaron

- Operaciones de campo donde se intentó la ignición eléctrica

Tabla 15: Proyectos de ignición registrados aplicando calentamiento eléctrico(Shallcross, 1989)

Campo	Año de ignición	Profundidad	Porosidad	Saturación de crudo	Temperatura inicial	Referencia
Oklahoma	1952	55	29	60	16	Kuhn, Koch (1953). Saxon (1954)
Pontotoc Oklahoma	1954	59	27.2	64	19	Moss et al (1959)
West Newport California	1958	427	.37	-	41	Koch (1965)
Fry Illinois	1961	268	19.7	68	18	Clark et al (1965)
Ed Cox Oklahoma	1962	427	-	-	-	Green (1967)
North Government Wells Texas	1963	707	31	59	49	Casey (1971)
Bellevue Louisiana	1963	101	38.3	56.6	27	Cato, Frnka (1968)
Iola Kansas	1963	262	25.3	68	23	Smith (1966)
Bobcau Lousiana (A)	1976	117	33.9	72.6	24	Joseph, Little (1977)
Bobcau Lousiana (B)	1976	118	33.9	72.6	24	Joseph, Little (1977)
Bobcau Lousiana (C)	1976	118	33.9	72.6	24	Joseph, Little (1977)
Bobcau Lousiana (D)	1976	118	33.9	72.6	24	Joseph, Little (1977)
Bobcau Lousiana (E)	1976	118	33.9	72.6	24	Joseph, Little (1977)

(*) Todos los proyectos fueron exitosos usando crudos pesados

APENDICE IV

Parámetros Estabilizados

Estos parámetros se determinan en el tiempo donde el frente de combustión es estable. Este comportamiento se puede observar en la producción de los gases de combustión, principalmente en la concentración de dióxido de carbono (CO₂). De igual forma se puede observar en la velocidad del frente de combustión y en las temperaturas máximas alcanzadas en cada una de las etapas de la prueba.

Para este cálculo se emplean los siguientes datos:

[CO₂] = concentración de CO₂ en el período estable

[CO] = concentración de CO en el período estable

[O₂] = concentración de O₂ en el período estable

[N₂] = concentración de N₂ en el período estable

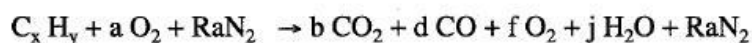
DC = diámetro de la celda

R = relación N₂/O₂ inyectada

Tasa de inyección de aire (estándar)

Velocidad del frente de combustión estable

La ecuación química que representa la reacción de combustión a alta temperatura se presenta a continuación:



Al hacer balances en carbono, oxígeno e hidrógeno se obtiene:

$$x = b + d \tag{a}$$

$$a = b + \frac{d}{2} + f + \frac{j}{2} \tag{b}$$

$$y = 2 \cdot j \tag{c}$$

Despejando j de (b) y sustituyendo en (c) se obtiene la siguiente expresión de y :

$$y = 4 \cdot \left(a - b - \frac{d}{2} - f \right) \tag{d}$$

Al normalizar las composiciones del gas producido se pueden calcular los parámetros de combustión de la siguiente forma:

$$x = [CO_2] + [CO] \quad (e)$$

$$y = 4 \cdot \left(\frac{[N_2]}{R} - [CO_2] - \frac{[CO]}{2} - [O_2] \right) \quad (f)$$

Relación hidrógeno/carbono (H/C)

$$\text{Relación } H / C = \frac{y}{x}$$

Sustituyendo (c) y (d) nos queda

$$\text{Relación } H / C = \frac{4 \cdot \left(a - b - \frac{d}{2} - f \right)}{b + d}$$

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

Ecuación 24: Determinación de la Relación hidrogeno/ carbono(Sarathi, 1999)

Relación oxígeno/combustible (OFR): es el mínimo volumen de oxígeno requerido para quemar una unidad de masa de combustible, lo cual se expresa como:

$$OFR = \frac{379 \cdot a}{12,011 \cdot x + 1,008 \cdot y}$$

Ecuación 25: Determinación de la relación Oxígeno combustible(Sarathi, 1999)

Relación aire/combustible (AFR): se obtiene con el uso del parámetro R

$$AFR = [1 + R] * OFR$$

Ecuación 26: Determinación Aire/ Combustible(Sarathi, 1999)

Oxígeno utilizado (Y)

$$Y = \frac{\left[\left(\frac{[N_2]}{R} \right) - [O_2] \right]}{[N_2]}$$

Ecuación 27: Determinación del Oxígeno Utilizado(Sarathi, 1999)

Flujo de aire (AF)

$$AF = \frac{\text{Tasa de inyección de aire} \left[\frac{m^3 (\text{estándar})}{h} \right]}{\text{Area Sección Transversal} [m^2]}$$

Ecuación 28: Determinación del flujo de aire inyectado

$$\text{Área Sección Transversal} = \frac{\pi \cdot (DC[m])^2}{4}$$

Ecuación 29: Determinación del área transversal de la celda(Sarathi, 1999)

Requerimiento de aire (AR): conocido el flujo y con la velocidad del frente de combustión observada durante la prueba. Se calcula el requerimiento de aire por unidad de volumen de la arena empacada en la celda, usando la siguiente expresión:

$$AR = \frac{AF \left[\frac{m^3}{h \cdot m^2} \right]}{Ub \left[\frac{m}{h} \right]}$$

Ecuación 30: Determinación del requerimiento de aire de la prueba(Sarathi, 1999)

Dónde:

Ub: Velocidad del frente de combustión estable

Requerimiento de combustible (FR)

$$FR = \frac{AR \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{AFR \left[\frac{m^3}{kg} \right]}$$

Ecuación 31: Determinación del requerimiento de combustible(Sarathi, 1999)

APENDICE V
ANEXOS



Figura 23: Apariencia de la arena luego de finalizar la prueba con calentamiento eléctrico



Figura 24: Cantidad de coque producido por prueba de ignición de precalentamiento con vapor



Figura 25: Apariencia de la arena luego de finalizar la prueba de precalentamiento con vapor



Figura 27: Diseño de las tapas acoplada a la celda para la introducción de agentes químicos



Figura 28: Celda de combustión para métodos de ignición



Figura 29: Sistema de Saturación con crudo



Figura 30: Celda de combustión con aislamiento