



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura

**“FUNDAMENTOS DE ESTUDIO
EXPERIMENTAL DE LABORATORIO DE
ACEITE PESADO EN TUBO DE COMBUSTIÓN
CON INYECCIÓN DE AIRE”**

T E S I S

**A FIN DE OBTENER EL TITULO DE INGENIERO
PETROLERO**

PRESENTA:

Carballo Flores Eduardo

DIRECTOR DE TESIS

DR. MARCO ANTONIO RAMÍREZ GARNÍCA



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

P R E S E N T E

Bajo protesta de decir verdad el que suscribe **Eduardo Carballo Flores** manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "**FUNDAMENTOS DE ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LABORATIO DE ACEITE PESADO EN TUBO DE COMBUSTIÓN CON INYECCIÓN DE AIRE**", en adelante "LA TESIS" y de la cual adjunto copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "LA TESIS" por un periodo de 1 año contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud a lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "LA TESIS".

Adicionalmente y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a "EL IPN" en caso de que el contenido de "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de tercetos y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México a Agosto de 2019

Atentamente

Eduardo Carballo
Eduardo Carballo Flores

Nombre



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN**

Folio

EP Y T/256/2019.

Asunto

Registro de Tema.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

CDMX, 27 de junio de 2019.

C. EDUARDO CARBALLO FLORES
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO
DE INGENIERIA PETROLERA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**"FUNDAMENTOS DE ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LABORATORIO DE ACEITE PESADO
EN TUBO DE COMBUSTIÓN CON INYECCIÓN DE AIRE".**

RESUMEN
ABSTRACT
OBJETIVO
INTRODUCCIÓN
ESTADO DEL ARTE
I. GENERALIDADES
II. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS
III. PROCESO EXPERIMENTAL
IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS
GLOSARIO
NOMENCLATURA
LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

ATENTAMENTE**"La Técnica al Servicio de la Patria"**

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico.



**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

FRCH/gach*

Av. Ticomán No. 600, Col. San José Ticomán, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07340, Ciudad de México
Conmutador 01 (55) 5729 6000 ext. 56001 www.ipn.mx



2019
EMILIANO ZAPATA





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN

EP Y T/259/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Asunto
APROBACIÓN

CDMX, 27 de Junio de 2019.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual**, "**FUNDAMENTOS DE ESTUDIO EXPERIMENTAL DE LABORATORIO DE ACEITE PESADO EN TUBO DE COMBUSTIÓN CON INYECCIÓN DE AIRE**" presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, **C.EDUARDO CARBALLO FLORES**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ

ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ

ING. MARCO ANTONIO RAMÍREZ GARNICA

M. en I. JOSÉ LUIS PÉREZ HERNÁNDEZ





Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio

EP Y T/253/2019.

Asunto

ASESORIA DE TESIS

CDMX, 25 de Junio de 2019.

ING. MARCO ANTONIO RAMÍREZ GARNICA

PRESENTE

En atención a la Solicitud del **C. EDUARDO CARBALLO FLORES**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico



UNIDAD TICOMAN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

c.c.p. Ing. Azucena Chavira González.- Jefa del Departamento de Formación Profesional Específica
Interesada.

FRCH/gach*

AGRADECIMIENTOS

A mis padres

A ustedes que les debo mi vida entera, todo lo que soy y lo que tengo es gracias a ustedes, por guiarme por el buen camino y aconsejarme en todo momento, por estar ahí cuando más los necesité, por apoyarme para irme a estudiar a otra ciudad y por dejarme trazar mi propia ruta, porque ustedes son las bases para que esto se hiciera posible, por todo esto y mucho más, viviré eternamente agradecido. Los amo con todo mi corazón.

A mi Madre

Por ser tan comprensiva y enseñarme a nunca dejar de luchar por lo que queremos, por todo el amor y cariño que me has brindado, porque tú me has enseñado a ser fuerte y a seguir avanzando a pesar de todo lo adverso, por tus consejos y tus regaños, por tus besos y tus abrazos, por el apoyo incondicional que tengo de tu parte, simplemente te quiero agradecer por ser la mejor madre del mundo. Te amo infinitamente.

A mi Padre

Porque tú me has guiado a lo largo de mi vida, con tus consejos, regaños y enseñanzas, he llegado a ser el hombre que soy hoy, porque siempre me apoyaste en las decisiones que he tomado y sé que seguirá siendo así. Gracias por la confianza que me tuviste estos años, al dejarme estudiar lo que me apasiona y por todo el esfuerzo que has hecho para que yo pudiera terminar mi carrera como Ingeniero. Gracias pa', te amo.

A mi Familia

Gracias a todos ustedes, los que se preocuparon por mí y me ayudaron con sus palabras, comida, con uno que otro billete, sonrisas y muchos momentos inolvidables a lo largo de esta etapa, gracias a todos, los amo con todo mi corazón.

A mi Novia

A ti mi amor, que conté contigo en todo momento, era bueno o era malo, tu siempre estuviste ahí para mí, porque cada que regresaba de la escuela tenía tu compañía, por todos esos momentos que hemos pasado a lo largo de esta etapa, las risas, los abrazos, los besos, las discusiones, los viajes, tus salidas a la plaza que tanto amas, todos esos momentos, los tendré grabados para siempre en mi memoria y estaré agradecido toda la vida contigo, te amo Dana, mi niña preciosa.

A la Familia Gómez Blázquez

Gracias, porque en ustedes encontré una segunda familia, que de igual manera me han apoyado incondicionalmente, por dejarme formar parte de ustedes, y por ser tan buenos conmigo. Los quiero, aprecio y admiro.

A mi compañero y amigo Jorge Eduardo Sánchez Rodríguez

Por la ayuda que recibí para poder finalizar esta tesis, te agradezco por ese apoyo incondicional que te caracteriza, gracias amigo.

A mis amigos

Porque gracias a ellos esta etapa se ha hecho mucho más corta, con todas nuestras reuniones donde nunca faltaron las risas, y principalmente la cerveza.

Al profesor Marco Antonio Ramírez Garnica

Por apoyarnos como asesor, y por todos los aprendizajes adquiridos durante este proceso para finalizar la tesis.

A mis profesores

Por todas sus enseñanzas que nos han guiado hasta donde estoy ahora, por toda la paciencia que me tuvieron a lo largo de la carrera, mi respeto y admiración para todos ustedes.

CONTENIDO

RESUMEN	11
ABSTRACT.....	12
OBJETIVO	13
INTRODUCCIÓN	14
ESTADO DEL ARTE	16
CAPÍTULO 1.- GENERALIDADES.....	1
1.1 .- Recuperación mejorada.....	1
1.2. - Métodos de recuperación mejorada.....	1
1.2.1. - Inyección de vapor.....	2
1.2.2 . – Inyección de agua	3
Tipos de inyección	3
1.2.3 . – Inyección de aire	3
1.2.4 . – Inyección de CO ₂	4
1.2.5 . – Inyección de N ₂	4
1.2.6 . – WAG (Water Alternating Gas).....	4
1.2.7 . – Polímeros.....	5
1.2.8 . – Surfactantes	5
1.2.9 . – Catalizadores	5
1.2.10 . – Inyección alcalina.....	5
1.3. - Método de recuperación mejorada mediante el proceso de combustión in-situ.....	6
1.3.1. - Clasificación de la combustión in-situ.....	6
1.3.2. – Estado del arte de la combustión in-situ	7
1.3.3. - Proyectos de combustión in-situ implementados en Estados Unidos.	11
1.3.4. - Descripción del proceso de combustión in-situ	19
1.3.5. - Factibilidad de la aplicación del proceso de combustión in-situ.....	20
1.3.6. - Limitaciones del proceso de combustión in-situ.....	21
1.3.7. - Perfil de temperaturas durante la combustión.....	22
1.3.8. - Cinética y estudios del tubo de combustión.....	23
1.4. - Reacciones de oxidación asociada con la combustión in-situ	24

1.4.1. - Baja temperatura de oxidación (LTO).....	24
1.4.2. - Craqueo térmico/ Reacciones de pirólisis.....	26
1.4.3. - Alta temperatura de oxidación o combustión (HTO).....	27
CAPÍTULO 2.- SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	29
2.1. - Ecuación de continuidad.....	29
2.2. - Ley de Darcy.....	34
2.3. - Ecuación de difusividad.....	35
2.4. - Ecuaciones de estado.....	37
2.4.1. - Ecuación de estado para fluido incompresible.....	37
2.4.2. - Ecuación de estado para fluido ligeramente compresible.....	38
2.4.3. - Ecuación de estado para fluidos compresibles.....	41
2.5. - Ecuación de difusividad para los diferentes tipos de fluidos.....	43
2.5.1. - Ecuación de difusividad para un fluido incompresible.....	43
2.5.2. - Ecuación de difusividad para un fluido ligeramente compresible.....	45
2.5.3. - Ecuación de difusividad para fluido compresible (gas real).....	49
2.6. - Condiciones iniciales y condiciones de frontera.....	52
2.7. - Modelo numérico utilizando diferencias finitas.....	53
2.7.1. - Proceso de discretización. Diferencias finitas.....	53
2.7.2. - Sistema de cuadrícula de malla.....	56
2.8. - Evaluación de la combustión de aceite pesado con un simulador numérico comercial.....	57
CAPÍTULO 3.- PROCESO EXPERIMENTAL	64
3.1 - Equipo experimental:	64
3.1.1. - Sistema de inyección de fluido.....	64
3.1.1.2. - Inyección de nitrógeno.....	64
3.1.1.3. - Inyección de gas.....	65
3.1.2. - Tubo de combustión.....	65
3.1.3. - Sistema de producción de fluido.....	69
3.1.4. - Cromatógrafo de gases.....	72
3.1.5. - Medición de datos y sistema de registro.....	72
3.2. - Procedimiento Experimental.....	72
CAPÍTULO 4. - ANALISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES	77

4.1. - Análisis de resultados experimentales de aceite pesado del Golfo de México.	77
4.1.2. - Producción de gases de combustión.	78
4.1.3. - Perfil de temperatura.	80
4.1.4. - Producción de aceite.	83
4.2. - Análisis de resultados experimentales de aceite pesado de Venezuela... 84	
4.2.1. - Producción de gases de combustión.	85
4.2.2. - Perfil de temperatura.	87
4.2.3. - Producción de aceite.	89
4.2.4. - Gravedad (°API) y viscosidad.	91
4.3. - Análisis comparativo.	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS-.....	97
GLOSARIO	100
NOMENCL ATURA.....	105
LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS.....	107

RESUMEN

En el marco de la competitividad global sobre la recuperación de hidrocarburos, este trabajo representa un análisis de una alternativa factible, en cuanto a recuperación de hidrocarburos pesados, ya que la producción de crudo pesado, es importante para el país, por lo que la generación de tecnología en recuperación de este tipo de crudo, beneficiaría la economía de México.

El presente trabajo tiene el propósito de estudiar el proceso de combustión in-situ mediante la inyección de aire como una alternativa viable para la extracción de aceite pesado; en particular se enfocó la atención a los fundamentos de la recuperación mejorada de aceite hasta nivel tubo de combustión.

Como complemento de este trabajo, se conocieron y aplicaron los fundamentos de un simulador numérico de yacimientos comercial para su uso en el proceso de combustión in-situ. Se comenzó con el estudio y deducción de las ecuaciones que rigen el comportamiento del movimiento de los fluidos existentes en el yacimiento llegando a las expresiones de las ecuaciones de difusividad correspondientes para cada tipo de fluido (incompresible, ligeramente compresible y compresible). Para la solución de las ecuaciones numéricas planteadas se estudió el método numérico de diferencias finitas, siendo éste, el principio matemático bajo el cual trabaja el simulador comercial empleado, CMG (Computing Modeling Group). Finalmente se diseñó con dicho software un experimento con la finalidad de la recuperación de aceite pesado mediante inyección de aire con fines solamente ilustrativos. Para dicho ejemplo se emplearon datos de aceite y roca reportados en literatura, debido a la carencia de la caracterización de roca y fluido de los aceites del Golfo de México y Venezuela no fue posible realizar la simulación con este tipo de aceite pesado.

ABSTRACT

In the context of global competitiveness on hydrocarbon recovery, this work represents an analysis of a feasible alternative, since the production of heavy crude oil, is important for the country, the generation of technology in recovery of this type of crude oil, would benefit Mexico's economy.

The purpose of this work is to study the combustion process in-situ by injecting air as a viable alternative to heavy oil extraction; in particular, attention was focused on the fundamentals of improved oil recovery up to combustion tube level.

In addition to this work, the basics of a numerical commercial deposit simulator were known and applied for use in the in-situ combustion process. It was started with the study and deduction of the equations that govern the behavior of the movement of existing fluids in the reservoir reaching the expressions of the corresponding diffusivity equations for each type of fluid (incompressible, slightly compressible and compressible). For the solution of the numerical equations raised, the numerical method of finite differences was studied, this being the mathematical principle under which the commercial simulator used, CMG (Computing Modeling Group) works. Finally, an experiment was designed with this software with the purpose of heavy oil recovery by air injection for only illustrative purposes. For this example, oil and rock data reported in literature were used, due to the lack of the characterization of rock and fluid oils from the Gulf of Mexico and Venezuela it was not possible to perform the simulation with this type of heavy oil.

OBJETIVO

- Estudiar el proceso de combustión in-situ mediante inyección de aire como una alternativa viable para la extracción de aceite pesado y aprender acerca de este proceso.
- Analizar las diversas tecnologías que se han desarrollado durante estos últimos años y su viabilidad.
- Conocer y aplicar los fundamentos de un simulador numérico de yacimientos comercial, para su uso en el proceso de combustión in-situ mediante inyección de aire.

INTRODUCCIÓN

La tentativa sobre cómo producir más petróleo y por mayor tiempo provoca en México una cruda batalla por incrementar las reservas de hidrocarburos en los próximos años, ya que la situación del país a nivel mundial se encuentra muy comprometida en cuanto a reservas y producción de crudo se refiere.

Para responder al creciente consumo mundial de crudo, México necesita desarrollar tecnologías que permitan llevar a cabo proyectos de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR)¹ con el único fin de mejorar la producción de dicho recurso, ante los estadios de yacimientos maduros o yacimientos inexplorados por carecer de tecnología, como lo son los yacimientos en aguas ultra profundas (tirantes de agua de más de 3, 000 m), por lo que los métodos de recuperación mejorada se convierten en la mejor alternativa para la explotación de éste tipo de yacimientos, ya que por métodos convencionales tales como la inyección de un fluido (gas o agua), para mantener la presión en el yacimiento, el factor de recuperación es mucho menor con el tiempo; de ahí el interés de estudiar el Método de Recuperación Mejorada por la técnica de combustión in-situ mediante inyección de aire como una alternativa viable para el desarrollo de la explotación y producción de crudo pesado en México.

Investigaciones y pruebas de laboratorio sobre inyección de aire, se llevan a cabo para determinar las características específicas del aceite crudo, antes de que algún proceso de recuperación mejorada sea implementado en el campo. Dichas pruebas, mejor conocidas como pruebas de calorimetría y combustión, son efectuadas por 3 razones.

1. Conocer el comportamiento de oxidación y exotermicidad del aceite y del sistema roca – aceite.

¹ Por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery

2. Estimar parámetros cinéticos de las reacciones relevantes.
3. Cuantificar el rendimiento del proceso de combustión así como el aceite total recuperado.

Desafortunadamente la complejidad de los procesos es tal que no hay una prueba simple que pueda proveer toda esta información.

El presente trabajo se sustenta en el Método de Recuperación Mejorada mediante el proceso de combustión in-situ, el cual consiste en introducir calor en el yacimiento mediante la combustión por inyección de aire, en donde el calor generado se propaga a través del yacimiento reduciendo la viscosidad del aceite.

En particular se enfocará la atención a los estudios de rendimiento de combustión, los cuales proveen de información cuantitativa sobre el total de aceite recuperado y el rendimiento del proceso cuando se lleva a cabo en un tubo de combustión, en donde se observará el comportamiento de dicho proceso.

ESTADO DEL ARTE

2010

N.K. Dubey, University of Petroleum & Energy Studies, Dehradun

“Laboratory Investigation on Light Oil Air Injection”

En este documento, discutiremos el procedimiento de laboratorio involucrado para la recuperación de petróleo y gas utilizando técnicas de aire comprimido en aceite ligero a través de la cámara del tubo de combustión asociada con la temperatura del depósito estimulado y la condición de presión.

2014

Valery Andreevich Klinchev, Vladislav Vyacheslavovich Zatsepin, and Alexandra Sergeevna Ushakova, JSC Zarubezhneft; Sergey Vladimirovich Telyshev, SK Rusvietpetro Ltd.

“Laboratory Studies and Implementation of In-Situ Combustion Initiation Technology for Air Injection Process in the Oil Reservoirs”

En el presente documento se muestran tres formas posibles de desarrollo del proceso de inyección de aire: el método de "empujar" aceite con aire sin apariencia de frente de combustión, combustión in-situ (ISC) y tratamiento con termogas, o, usando la terminología estadounidense, presión alta Inyección de aire (HPAI). Se identifican las propiedades del campo que determinan la manera en que se desarrollará el proceso de combustión in-situ. Una forma de determinar en cuál de estas tres formas se desarrollará el proceso es estudiar las características de oxidación usando la calorimetría de diferencial de presión presurizada (PDSC).

2014

M. Desheng, S. Lanxiang, X. Changfeng, L. Xiuluan, and G. Erpeng, Research Institute Of Petroleum

Exploration & Development; Y. Fengxiang, S. Xiaorong, S. Yaoli, and D. Changjun, Research Institute of

Petroleum Exploration & Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company

“In-situ Combustion Technology In The Later SAGD Process In Extra Heavy Oil Reservoir”

Este documento propone un nuevo método, recurriendo a la combustión in-situ (ISC) en el último SAGD, para mejorar el rendimiento del último SAGD (Steam-assisted gravity drainage).

La viabilidad y el rendimiento son ambos estudiados sistemáticamente. En primer lugar, se establece un modelo numérico sobre la base de los parámetros de reservorio y fluido de un bloque en el campo petrolero de Xinjiang, China, y luego se estudian las características de rendimiento en diferentes etapas de SAGD en petróleo extra pesado. Particularmente, las características de rendimiento, las características de temperatura, presión, cámara de vapor, distribución de aceite residual en el SAGD posterior en un depósito de petróleo extra pesado están profundamente caracterizadas.

2015

Xiaofang Wei, Siyu Yang, Bojun Wang, Yongzhi Yang, Wenfeng Song, Ying Xu, Minghui Zhou, and Keyu Liu,

State Key laboratory of EOR, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina

“Insights for Air Injection EOR from Static Oxidization Behaviours of Crude Oil”

Los resultados muestran que el CO, el CO₂ y los hidrocarburos gasificados de bajo peso molecular expulsan el petróleo del núcleo del yacimiento apretado con una recuperación de aceite del 45%. La viscosidad del aceite producido se reduce ligeramente en un 2,6%. La viscosidad in-situ, aunque no se mide directamente, debería haberse reducido significativamente debido al efecto térmico.

2015

Mario-Luis Rodríguez Cház, OMV; Guenther Glatz, Stanford University; Torsten Clemens, OMV;

Anthony Kavscek, Stanford University

“Near Wellbore and Reservoir Effects in In-Situ Combustion”

En este estudio, se tomaron muestras de petróleo de un campo de combustión in-situ que producía comercialmente.

Se usó una célula cinética desarrollada que permitió realizar experimentos a varias velocidades de calentamiento.

El rango de velocidades de calentamiento se usa para describir las reacciones en el tubo de combustión y también en el pozo cercano en cuanto a las condiciones en el frente, a mayor distancia de los pozos.

2018

Kamil Sadikov, Chengdong Yuan, Seyed Saeed Mehrabi-Kalajahi, Mikhail A. Varfolomeev, and Sarvardzhon A.

Talipov, Kazan Federal University

“A New, Fast, and Efficient Method for Evaluating the Influence of Catalysts on In-Situ Combustion Process for Heavy Oil Recovery”

En este trabajo, presentamos un nuevo tubo de combustión a pequeña escala para evaluar de manera rápida y efectiva el efecto de los catalizadores en el proceso ISC. Se evaluaron diferentes catalizadores a base de metales solubles en aceite para el proceso ISC para la recuperación de petróleo pesado utilizando este tubo de combustión a pequeña escala. Estos experimentos pueden proporcionar información sobre la estabilidad del frente de combustión, la recuperación de aceite y la información de actualización de aceite in-situ.

2018

Tamer Moussa, Shirish Patil, and Mohamed Mahmoud, King Fahd University of Petroleum and Minerals.

“Performance and Economic Analysis of a Novel Heavy Oil Recovery Process Using In-Situ Steam and Nitrogen Generated by Thermochemicals.”

En esta investigación, se lleva a cabo un estudio numérico del nuevo proceso de recuperación de petróleo pesado que utiliza vapor y nitrógeno in-situ generados por reacciones termoquímicas a escala de campo. Se estudian varias relaciones de nitrógeno-vapor para identificar su efecto sobre la eficiencia de recuperación. La relación de nitrógeno-vapor in-situ generada por un termoquímico se optimiza para lograr el valor presente neto máximo alcanzable (VAN) después de diez años de recuperación.

El simulador CMG STARS se utiliza para simular modelos de yacimientos con diferentes parámetros operativos.

Los resultados muestran que el calor generado a partir de reacciones termoquímicas in-situ fue suficiente para reducir la viscosidad del petróleo pesado, mientras que el gas nitrógeno generado proporcionó un buen efecto de aislamiento térmico y relación de vapor-aceite reducida. Por lo tanto, se logró un NPV más alto que la inyección convencional de solo vapor convencional.

2018

Tamer Moussa, Shirish Patil, Mohamed Mahmoud and Salaheldin Elkatatny, King Fahd University of Petroleum and Minerals.

“Well-Placement Optimization in a Novel Heavy Oil Recovery Process Using In-Situ Steam Generated by Thermochemicals.”

El objetivo de este trabajo es determinar las ubicaciones óptimas de los pozos en un depósito de petróleo pesado.

Producción mediante un nuevo proceso de recuperación, en el que se genera vapor, in-situ, utilizando reacciones termoquímicas.

Métodos de evolución diferencial autoadaptativa (SaDE) y optimización de enjambre de partículas (PSO) se utilizan como el optimizador global para encontrar la configuración óptima de los pozos que producirán la más alta VAN.

Se introduce el análisis de comparación entre las dos técnicas de optimización propuestas.

El simulador STARS se utiliza en esta investigación para simular modelos de reservorio con diferentes configuraciones de pozos.

La comparación de los resultados se realiza entre el VAN logrado por la configuración de pozo propuesta por el método SaDE y PSO.

2018

W. J. O'Brien, Nitec LLC; R. G. Moore, S. A. Mehta, and M. G. Ursenbach, University of Calgary; and M. I. Kuhlman, MK Tech Solutions.

“Performance of Air Injection vs CO₂/Water Injection in a Tight, Light-Oil Reservoir: A Laboratory Study.”

Este documento describe los resultados de un estudio comparativo de etapa temprana de dióxido de carbono (CO₂) basado en inyección de aire e inmiscible / agua

Procesos de recuperación de aceite mejorado (EOR) basados en inyección para un depósito hermético de aceite ligero de 30° API.

2018

Tamer Moussa, Mohamed Mahmoud, Shirish Patil, Salaheldin Elkatatny, and Khaled Abdelgawad, King Fahd University of Petroleum and Minerals.

“Optimization of a Thermochemical Recovery Process Using Global Optimization Methods to Enhance Heavy Oil Recovery.”

El objetivo de este trabajo es introducir una novedosa técnica de recuperación de petróleo pesado utilizando vapor in-situ generado por reacciones termoquímicas en el fondo del pozo e investigar el diseño clave y los parámetros operacionales de este complejo proceso de recuperación. Evolución diferencial autoadaptativa modificada (MSaDE) y partícula.

Los métodos de optimización de enjambre (PSO) se utilizan en este trabajo como optimizador global para encontrar el diseño óptimo y los parámetros de operación para alcanzar el valor presente neto máximo (VAN) y la recuperación de aceite (RF) más alta de un depósito de petróleo pesado después de diez años de desarrollo.

2018

Enoc Basilio and Tayfun Babadagli, University of Alberta.

“Uso del aire con diferentes mezclas de disolventes para mejorar la estabilidad de la espuma y recuperación rentable de petróleo pesado.”

En este estudio, se ha utilizado aire como una mejora para mejorar la estabilidad del aceite espumoso.

Cinco pruebas de agotamiento de presión divididas en dos casos fueron realizadas. Cada prueba de agotamiento de presión incluyó ocho registros de presión independientes obtenidos a partir de transductores de presión distribuidos a lo largo de un soporte de arena durante 48 horas.

CAPÍTULO 1.- GENERALIDADES

1.1 .- Recuperación mejorada.

La recuperación mejorada (EOR) es un método que usa técnicas que ayudan a modificar las propiedades del petróleo para una recuperación más sencilla de éste.

La recuperación mejorada se clasificó como la tercera etapa de recuperación de petróleo, la cual era la siguiente etapa de producción, seguida de la recuperación secundaria, sin embargo, la recuperación mejorada puede utilizarse en cualquier momento de la vida productiva de un pozo petrolero. Tiene como objetivo no solo restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el flujo del petróleo y de los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

1.2 .- Métodos de recuperación mejorada.

Existen diferentes métodos para llevar a cabo una recuperación mejorada, y están clasificados de la siguiente manera:

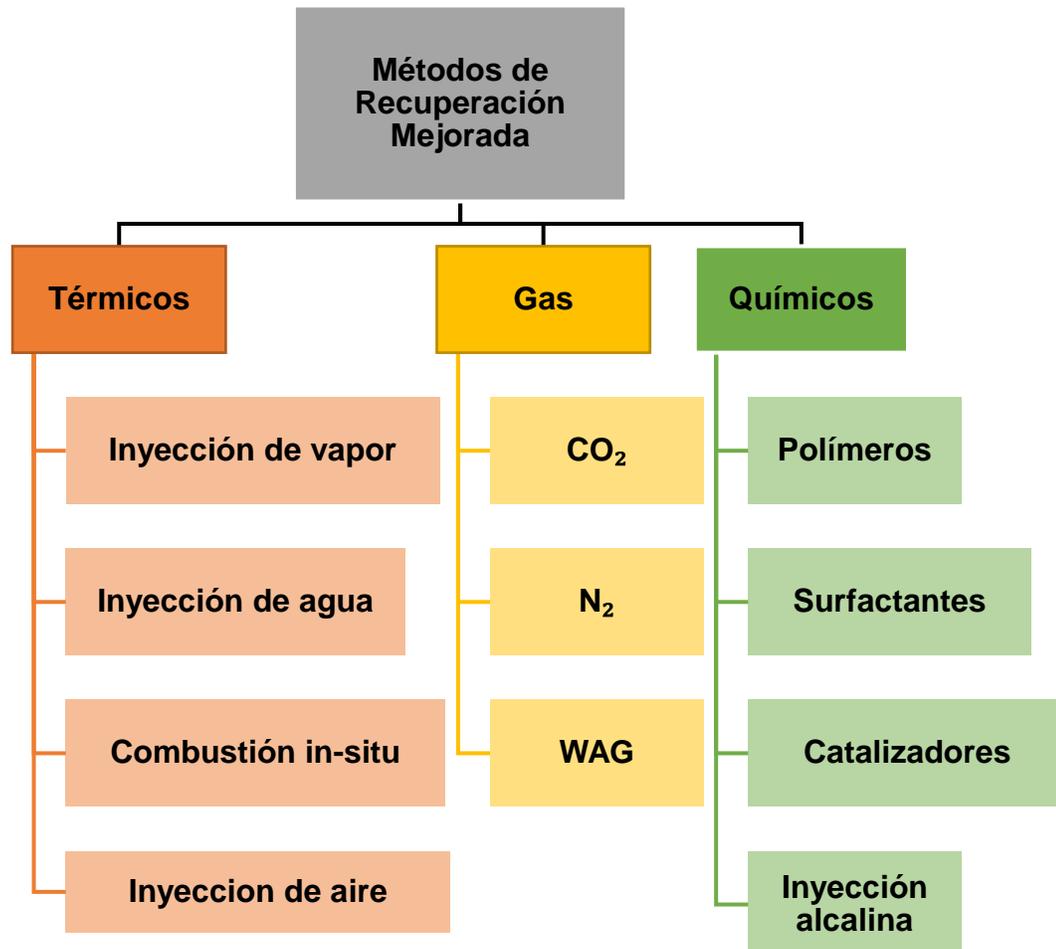


Fig. 1 Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada

México, cuenta con una reserva muy grande de crudo pesado, por lo que es de mucha importancia conocer los diferentes métodos de recuperación mejorada y las tecnologías que se estén utilizando en el mundo para llevarlos a cabo en los campos de México.

Generalmente, los crudos pesados y muy viscosos no pueden fluir por medio del empuje de energía natural del yacimiento, por lo que es necesario el uso de un método de recuperación mejorada para poder producir el crudo. Los métodos más factibles para utilizar en yacimientos con crudo muy viscoso, son los térmicos, ya que estos nos ayudan a disminuir la viscosidad del crudo y a aumentar su movilidad, de esta manera podremos aumentar nuestra producción y disminuir la saturación residual de petróleo.

Cabe mencionar que no en todos los yacimientos se debe utilizar este método ya que cada yacimiento es diferente en lo que se refiere a las propiedades del crudo y a su porosidad, por lo cual se necesitaran hacer estudios que nos ayuden a evaluar y decidir que método de recuperación es la mejor elección para el tipo de yacimiento que tengamos.

1.2.1. - Inyección de vapor

Método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente.

Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad.

El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo, que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor y reduce aún más la viscosidad del petróleo.

El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el petróleo hacia los pozos de producción.

Otro factor contribuyente que aumenta la producción de petróleo durante la inyección de vapor se relaciona con la limpieza cercana al pozo.

En este caso, el vapor reduce la tensión de la interfaz que vincula las parafinas y los asfáltenos a las superficies de la roca, mientras que la destilación con vapor de

las fracciones ligeras del petróleo crudo crea un pequeño banco de solvente que puede retirar de manera miscible el petróleo atrapado.

La inundación con vapor también se denomina inyección continua de vapor o empuje de vapor.

1.2.2 . – Inyección de agua

Este método es el más utilizado a nivel mundial para la producción de petróleo como recuperación secundaria. Este método se dió por primera vez de manera espontánea en la ciudad de Pensilvania, cuando arenas acuíferas cercanas a pozos petroleros entraron en convergencia y efectuaron el empuje del petróleo ocasionando un aumento de producción del mismo.

El agua como método de empuje del petróleo debe tener las siguientes características:

- No corrosiva
- No incrustante
- Libres de sólidos suspendidos y disueltos.
- Debe ser compatible con el agua de formación presente en el yacimiento.

La presencia de sólidos suspendidos, disueltos y carbonatos de agua dura disminuyen la porosidad y permeabilidad del yacimiento ocasionando la disminución de producción de petróleo por taponamiento u obstrucción del yacimiento. Por otra parte, el agua de inyección no debe reaccionar con los minerales arcillosos presente en el yacimiento.

Tipos de inyección

Inyección externa: Se utiliza inyección de agua en el área contigua o externos del yacimiento petrolífero. Esto se utiliza cuando no se conoce con exactitud suficientes datos del yacimiento.

Inyección interna: Se realiza en el seno del yacimiento trayendo como consecuencia desplazamiento directo del petróleo hacia los pozos productores por acción directa del agua inyectada.

1.2.3 . – Inyección de aire

Es un proceso de recuperación asistida de petróleo que utiliza aire comprimido que se inyecta en un yacimiento.

El oxígeno presente en el gas reacciona exotérmicamente con una parte del petróleo, produciendo gas de chimenea altamente móvil.

El gas de chimenea avanza delante del frente de reacción y logra un desplazamiento eficiente del petróleo en sitio.

Los científicos consideran que la alta eficiencia de desplazamiento de la inyección de aire a alta presión se debe a una combinación de procesos entre los que se encuentran el desplazamiento de gas inmiscible, el mejoramiento de la miscibilidad causado por la presencia de CO₂ en el gas de chimenea, la reducción de la tensión interfacial, la dilatación del petróleo y la represurización del yacimiento.

El proceso se utiliza generalmente para los yacimientos profundos y compactos de petróleo relativamente liviano en los que la inyectividad del agua es baja.

1.2.4 . – Inyección de CO₂

Método de recuperación de petróleo mejorada en el cual se inyecta dióxido de carbono (CO₂) en un yacimiento para aumentar la producción mediante la reducción de la viscosidad del petróleo y proporcionando un desplazamiento miscible o parcialmente miscible del petróleo.

1.2.5 . – Inyección de N₂

Proceso por el cual se inyecta gas nitrógeno en un yacimiento de petróleo para aumentar el factor de recuperación de petróleo.

Por debajo de la presión de burbujeo (P_b), éste es un proceso inmiscible en el cual se incrementa la recuperación por hinchazón de petróleo, reducción de la viscosidad y vaporización limitada del petróleo crudo. Por encima de la P_b, la inyección de nitrógeno es un drenaje de vaporización miscible.

La miscibilidad del nitrógeno puede alcanzarse solamente con petróleos ligeros que estén a presiones elevadas; por lo tanto, el método miscible es adecuado solamente en yacimientos profundos.

1.2.6 . – WAG (Water Alternating Gas)

Un proceso de recuperación mejorada de petróleo mediante el cual la inyección de agua y la inyección de gas se llevan a cabo alternadamente durante periodos de tiempo para proporcionar una mejor eficiencia de barrido y reducir la canalización de gas desde el inyector hasta el productor.

Este proceso se usa principalmente en inundaciones de CO₂ para mejorar el tiempo de contacto de hidrocarburos y la eficiencia de barrido del CO₂.

1.2.7 . – Polímeros

Los altos pesos moleculares de polímeros solubles en agua en concentraciones diluidas (ppm) aumentan significativamente la viscosidad del agua en un factor de 10 a 50 (CAUDLE and ERICSON, 1954) y también reduce la permeabilidad de la roca relativa al agua, en otras palabras, disminuye la razón de movilidad del agua hasta cerca de la unidad o incluso menos.

De esta manera, la eficiencia de barrido volumétrico puede mejorar y se puede lograr un porcentaje mayor de petróleo recuperado con un proceso de inyección de polímeros.

1.2.8 . – Surfactantes

Una sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido. Este término abarca una multitud de materiales que funcionan como emulsionantes, dispersantes, mojantes del petróleo, mojantes del agua, espumantes y antiespumantes. El tipo de comportamiento del surfactante depende de los grupos estructurales en la molécula (o mezcla de moléculas). El número de balance hidrófilo-lipófilo (HLB) ayuda a definir la función que tendrá un grupo molecular.

1.2.9 . – Catalizadores

Es un proceso que consiste en la descomposición termal de los componentes del petróleo en presencia de un catalizador, con el propósito de craquear hidrocarburos pesados cuyo punto de ebullición es igual o superior a los 315 °C, y convertirlos en hidrocarburos livianos de cadena corta cuyo punto de ebullición se encuentra por debajo de los 221 °C.

Dichos catalizadores se presentan en forma granular o microesférica. Los catalizadores usualmente se componen por óxido de silicio (SiO_2) y alúmina (Al_2O_3). El mineral más comúnmente usado para este fin es la faujasita.

1.2.10 . – Inyección alcalina

Este método consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación.

Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes naturalmente en los crudos; a medida que el agua alcalina y el petróleo reaccionan, se van produciendo sustancias jabonosas (Surfactantes) en la interfase petróleo-agua, que traen como consecuencia la producción del petróleo.

1.3. - Método de recuperación mejorada mediante el proceso de combustión in-situ.

El proceso de combustión in-situ es un método térmico que se basa en la generación de calor en el yacimiento para continuar produciendo crudo. Éste método consiste en que se queme una porción del crudo del yacimiento (la porción aproximadamente llega a ser hasta un 10%) para poder generar calor.

La combustión in-situ se inicia generalmente bajando un calentador o quemador en el pozo inyector, posteriormente se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone en marcha el calentador hasta lograr el encendido. Luego, la periferia del fondo del pozo es calentada, se saca el calentador y se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

Existen parámetros que son requeridos para diseñar un proyecto de combustión in-situ y son los siguientes:

- La composición del combustible.
- La concentración de combustible por unidad de volumen quemado en el yacimiento.
- La cantidad de aire requerido para quemar el combustible.
- La cantidad requerida de aire inyectado y presión.
- El volumen de yacimiento barrido por la zona de combustión.
- La inversión y gastos de operación.
- La producción de aceite, así como su recuperación.

1.3.1. - Clasificación de la combustión in-situ.

Combustión convencional: Es también llamada combustión seca ya que no existe inyección de agua junto con el aire. La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, es decir desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

Combustión invertida: En este tipo de combustión la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la dirección del flujo de fluidos y la combustión se enciende en los pozos productores.

Combustión húmeda: Consiste en inyectar agua en forma alternada con aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire, esto se logra gracias a que al inyectar agua parte de ésta o toda se vaporiza y pasa a través del frente de combustión transfiriendo así calor delante del frente.

1.3.2. – Estado del arte de la combustión in-situ

El proceso de combustión in-situ en yacimientos probablemente ocurrió en los proyectos de inyección de aire realizados en el sureste de Ohio durante el año de 1916, en donde posiblemente Lewis presencié por primera vez el proceso de combustión donde el aire caliente fue inyectado en la formación para combatir problemas de acumulación de parafina.

En 1916, conforme a Lewis, los operadores de Ohio originaron la práctica de inyección de aire caliente en la formación de producción para mitigar problemas de depósito de parafina, con el propósito de reducir al mínimo la depositación de parafina y aumentar la recuperación del aceite; la compañía petrolera Cumberland comenzó a inyectar 150,000 pies³ por día, la inyección continuó durante 40 días. Los análisis de las muestras de gas tomadas de pozos en el área mostraron que prácticamente todos los pozos estaban produciendo dióxido de carbono.

En retrospectiva, es claro que la prolongada inyección de aire caliente en el yacimiento causó auto ignición del crudo. Lewis, en 1917 atribuyó la presencia del CO₂ y el contenido de oxígeno del gas producido a la reacción química entre el crudo y el oxígeno del aire.

Para el año de 1930, Osgood en su trabajo, "El aumento de la recuperación de petróleo" presentó historias detalladas de diversos proyectos de inyección de aire comprendidas entre los años (1915 - 1925). En Kansas, en 1925 se llevó a cabo el proyecto de inyección de aire, en donde se encontró que el 60% del volumen de aire introducido en última instancia fue recuperado de la arena, y que éste gas contenía principalmente dióxido de carbono y nitrógeno, siendo extraído el oxígeno del aire subterráneo. Este cambio se interpretó como un proceso en el cual se había presenciado una combustión lenta. Resultados similares se obtuvieron en Pensilvania.

El primer proyecto planificado acertado de combustión in-situ en Estados Unidos (quizás en el mundo) ocurrió en octubre de 1920 cerca de la ciudad de Marietta, al sur de Ohio. La Empresa Smith-Dunn usó la técnica de combustión in-situ para derretir parafina e incrementar su producción. En la descripción de dicho proyecto se notó lo siguiente: " los desperdicios empapados de aceite se encendieron y se dejaron caer al pozo en donde el proceso de aire comprimido de Smith-Dunn había sido usado. El aire y el gas natural que entraba al pozo formaron una mezcla combustible, que se encendió y se quemó durante 24 horas. El fuego que fue confinado en la parte inferior del pozo fue entonces extinguido por unos cubos de agua que se introdujeron en lo alto del pozo y fue así como el pozo permitió la producción por la liberación de la presión. La cantidad de producción rebasó las expectativas".

Después de esto, la Empresa de Gas Natural "La Esperanza", en 1922 usó un proceso similar pero más refinado para mejorar la producción de aceite. Este proyecto fue el primero en usar una cámara de combustión para iniciar la ignición, en cuyo análisis se notó que la temperatura de la parte inferior del pozo se elevó a 1,260 °C causando la fractura de dos o tres uniones de tubería, observando también que el calor intenso fundió la arena. El proceso causó un aumento considerable de la producción en uno de los pozos cercanos. Para evitar quemarse y separarse de la tubería, la empresa recomendó el empleo de tubería de aleación capaz de soportar altas temperaturas.

La primera patente que dispone del principio de la combustión in-situ fue otorgada a E.R. Walcott el 5 de junio de 1923. Esta patente fue aplicada en 1920 pocos meses antes de que fuera usada en otros campos de experimentación en Estados Unidos. Una segunda patente fue también empleada en 1920 la cual fue concedida a F.A. Howard el 6 de noviembre de 1923.

En el verano de 1927, A. F. Melcher de la Compañía Petrolera Marland (ahora Conoco) instigó un proyecto de recuperación de aceite mediante combustión en la Ciudad de Ponca, Oklahoma, inyectando gases calientes del escape (426 °C) producidos de refinerías adyacentes en una arena con bajo contenido de aceite, que fue encontrada a una profundidad de 6.1 m. En 1957, Torrey en este experimento, taladró agujeros de tamaños muy grandes en la cima de la arena y siguieron inyectándose los gases calientes durante varios meses. La recuperación de aceite de cuatro de los pozos productores se encontraba situada aproximadamente a 15.4 m de distancia del pozo inyector, por lo que la recuperación de aceite en este experimento se consideró como un éxito. Se reportó que la temperatura en la parte inferior del pozo inyector fue de 371 °C y la inyección de gas cesó después de unos meses debido a una excesiva presión. La inspección de la arena de la parte de arriba, reveló la depositación de carbón y fusión de arcilla.

Este experimento es la primera implementación del uso del proceso de combustión en campo conocido en Estados Unidos. Después de este experimento exitoso,

Marland inició otro proyecto de inyección de aire caliente en el condado Nowata, Oklahoma en diciembre de 1927. Este experimento, sin embargo, fue considerado un fracaso debido a que el operador no fue capaz de mantener la inyección de aire causado por el taponamiento de coque.

El primer documento teórico sobre la recuperación de aceite por inyección de gases de combustión calientes fue publicado por el Departamento de Minas en Estados Unidos en 1928. Se estimaba que aproximadamente un billón de BTU, la unidad calorífica británica de calor, era necesario para aumentar la temperatura de la arena del aceite a 371 °C. Este documento, fue el primero en presentar la ingeniería y los cálculos económicos de un proceso experimental.

El primer experimento conocido que emplearía el proceso de combustión in-situ fuera de Estados Unidos ocurrió en Rusia en 1935. A mediados de los años 40's del siglo pasado, el concepto de quemar una parte de la formación petrolífera con el objetivo de mejorar la producción de aceite comenzó a recibir la atención seria de compañías petroleras principalmente estadounidenses. En 1947, la empresa de petróleo Magnolia (ahora Mobil) y Aceite Sinclair y una empresa de gas (ahora Arco) comenzaron a investigar en laboratorio para aprender sobre los parámetros que controlan el proceso. Tanto la investigación de laboratorio de Magnolia como la de Sinclair iniciaron pruebas piloto en campo en Oklahoma en 1950. Ambas pruebas demostraron ser técnicamente exitosas, mostrando el camino para el rápido desarrollo de tecnología de recuperación de aceite.

Desde la implementación de estas pruebas piloto, más de 226 proyectos de combustión fueron emprendidos en Estados Unidos. Muchos de estos proyectos fueron económicamente exitosos, mientras que otros fallaron debido a varios motivos incluyendo el yacimiento desfavorable y características del fluido, la ingeniería pobre y el problema operacional. En general, la mayoría de las pruebas piloto fracasadas eran pequeños proyectos experimentales puestos en práctica con perspectivas pobres de conocimiento por parte de los operadores que proporcionaban pocas probabilidades para que su proyecto fuera un éxito. La primera operación comercial del proceso de combustión in-situ comenzó en 1959.

Otro giro importante que ha tomado el proceso de combustión in-situ es la inyección de aire con oxígeno enriquecido, la cual consiste en la inyección de aire con una concentración de oxígeno mayor que 21 % mol. La literatura sobre esta área es bastante escasa, donde existe una ausencia en la información de mediados de los años 70 y 80 para la combustión in-situ en general.

Moss y Cady, en 1982 llevaron a cabo experimentos de tubo de combustión con el aire enriquecido en oxígeno (94.33 % mol O₂) y el aire (21 % mol O₂) y obtuvieron las temperaturas del frente de combustión de 515°C y 482 °C respectivamente. Hansen et al, realizaron experimentos con aceite crudo ligero y encontraron que debido a que la concentración de oxígeno aumentó (40, 60, 80, y 95 % mol O₂), el contenido de CO₂ y la velocidad de combustión aumentó. Ellos también encontraron que el tiempo para producir el aceite inicial disminuyó. Shahani y Hansel, en 1987 encontraron que, para el aceite crudo pesado, las altas concentraciones de O₂ redujeron la carga de coque evidente y aumentaron la producción de aceite.

Petit, en el año de 1987 evaluó el efecto de la presión total, la presión parcial de oxígeno y el flujo de oxígeno inyectado en experimentos de tubo de combustión con dos aceites diferentes (gravedades específicas de 0.90 y 0.96, respectivamente). La disponibilidad de combustible y el aire requerido en el frente de combustión fueron ligeramente afectados por la presión parcial del oxígeno en un flujo de oxígeno constante a presión baja (10.19 kg/cm²). Petit también notó que el aumento de la concentración de oxígeno en la presión más alta total (71.36 -73.47 kg/cm²) y que el flujo de oxígeno constante causó una reducción del 40 % de oxígeno requerido en el frente de combustión para el aceite ligero, pero apenas afectó las características de combustión del aceite más pesado.

Penberthy consideró las siguientes características más relevantes de experimentos de tubo de combustión y asumió que:

- El frente de combustión se mueve axialmente a velocidad y temperatura constante bajo el flujo de aire constante.
- La temperatura es constante radialmente dentro del tubo de combustión, pero pueden existir pérdidas de calor con el exterior.
- La convección y la conducción son acontecimientos de transferencia de calor importantes dentro del tubo de combustión.
- El frente de combustión es considerado plano (de grosor cero).
- El coeficiente de convección entre el gas y la arena adyacente es infinitamente grande.
- Las propiedades térmicas y físicas son independientes de la temperatura.

Recientemente, el término de inyección de aire se utiliza para describir a la técnica de recuperación mejorada de aceite, tanto para aceites ligeros como pesados, en la que el aire se inyecta a profundidad, ya sea para crear miscibilidad de nitrógeno en el aceite crudo (si se requiere de altas presiones) y / o esperar a que se produzca

la ignición espontánea. Desde que el proceso es principalmente utilizado en profundidad, en campos de alta presión, las altas temperaturas en el yacimiento pueden proporcionar energía suficiente para producir espontáneamente la ignición del aceite crudo, creando un proceso de combustión in-situ a baja temperatura de oxidación.

En 2004, José Ramón Rodríguez desarrolló un modelo analítico para estimar la temperatura en las zonas de combustión con el aumento de la concentración de oxígeno en el aire inyectado, concluyendo que el incremento del oxígeno inyectado aumenta la velocidad de producción, y disminuye el tiempo requerido para producir aceite, en comparación con inyectar solamente aire no enriquecido en oxígeno. Asimismo, determinó que el emplear oxígeno enriquecido en sus experimentos no incrementa la recuperación de aceite, ya que el promedio de la recuperación de aceite en todos los experimentos (empleando aire normal y oxígeno enriquecido) es del 83% del aceite original.

1.3.3. - Proyectos de combustión in-situ implementados en Estados Unidos.

Al comienzo de los años 50's, Estados Unidos comenzó a implementar en campo los primeros proyectos de combustión, logrando recaudar un total de 226 proyectos al paso de las décadas hasta los 90's, de los cuales 39 proyectos fueron estimados económicamente exitosos y otros 57 fueron exitosos técnicamente, representados por el 44.6% de los proyectos considerados como exitosos, mientras que el resto, el 55.4% resultaron fallidos. California, Oklahoma y Texas fueron los estados en implementar el mayor número de proyectos de combustión, siendo este último en aplicar la inyección de aire enriquecido. El desglose de los proyectos aplicados por estado está representado en la **Tabla 1, 2, 3, 4, y 5.**

Tabla 1. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1950 a 1959.

	Estado	Económicamente Exitoso	Técnicamente Exitoso	Fallidos	Proyectos Totales
1	Arkansas	—	—	—	—
2	California	1	2	7	10
3	Colorado	—	—	—	—
4	Illinois	0	1	1	2
5	Kansas	1	0	2	3
6	Kentucky	0	0	2	2
7	Louisiana	1	1	0	2
8	Missouri	—	—	—	—
9	Montana	0	0	2	2
10	Mississippi	0	0	1	1
11	Nebraska	—	—	—	—
12	Nuevo México	—	—	—	—
13	Nueva York	0	0	1	1
14	Dakota del norte	—	—	—	—
15	Oklahoma	2	3	0	5
16	Pennsylvania	—	—	—	—
17	Dakota del sur	—	—	—	—
18	Texas	0	2	7	9
19	Utah	0	0	1	1
20	Virginia	—	—	—	—
21	Wyoming	1	1	2	4
	Total	6	10	26	42

Fuente: SARATHI S. Partha. "In-situ combustion Handbook. January 1999.

Tabla 2. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1960 a 1969.

	Estado	Económicamente Exitoso	Técnicamente Exitoso	Fallidos	Proyectos Totales
1	Arkansas	0	1	0	1
2	California	3	20	26	49
3	Colorado	0	0	1	1
4	Illinois	0	1	0	1
5	Kansas	1	1	4	6
6	Kentucky	—	—	—	—
7	Louisiana	2	0	1	3
8	Missouri	0	0	2	2
9	Montana	0	0	1	1
10	Mississippi	—	—	—	—
11	Nebraska	0	1	0	1
12	Nuevo México	—	—	—	—
13	Nueva York	—	—	—	—
14	Dakota del norte	—	—	—	—
15	Oklahoma	2	3	10	13
16	Pennsylvania	0	0	3	3
17	Dakota del sur	—	—	—	—
18	Texas	7	8	24	39
19	Utah	—	—	—	—
20	Virginia	0	0	1	1
21	Wyoming	1	0	3	4
	Total	16	35	76	127

Fuente: SARATHI S. Partha. "In-situ combustion Handbook. January 1999.

Tabla 3. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1970 a 1979.

	Estado	Económicamente Exitoso	Técnicamente Exitoso	Fallidos	Proyectos Totales
1	Arkansas	0	0	1	1
2	California	3	1	4	8
3	Colorado	0	0	1	1
4	Illinois	—	—	—	—
5	Kansas	—	—	—	—
6	Kentucky	—	—	—	—
7	Louisiana	3	1	3	7
8	Missouri	—	—	—	—
9	Montana	—	—	—	—
10	Mississippi	2	0	0	2
11	Nebraska	—	—	—	—
12	Nuevo México	—	—	—	—
13	Nueva York	—	—	—	—
14	Dakota del norte	—	—	—	—
15	Oklahoma	0	2	2	4
16	Pennsylvania	—	—	—	—
17	Dakota del sur	1	0	0	1
18	Texas	3	2	3	8
19	Utah	0	0	1	1
20	Virginia	—	—	—	—

21	Wyoming	—	—	—	—
	Total	12	6	15	33

Fuente: SARATHI S. Partha. "In-situ combustion Handbook. January 1999.

Tabla 4. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1980 a 1989.

	Estado	Económicamente Exitoso	Técnicamente Exitoso	Fallidos	Proyectos Totales
1	Arkansas	—	—	—	—
2	California	1	1	2	4
3	Colorado	—	—	—	—
4	Illinois	—	—	—	—
5	Kansas	0	0	2	2
6	Kentucky	0	1	0	1
7	Louisiana	0	0	4	4
8	Missouri	—	—	—	—
9	Montana	—	—	—	—
10	Mississippi	—	—	—	—
11	Nebraska	—	—	—	—
12	Nuevo México	0	0	1	1
13	Nueva York	—	—	—	—
14	Dakota del norte	1	0	0	1
15	Oklahoma	—	—	—	—
16	Pennsylvania	—	—	—	—
17	Dakota del sur	2	0	0	2
18	Texas	0	2	4	6
19	Utah	—	—	—	—
20	Virginia	—	—	—	—
21	Wyoming	1	0	0	1
	Total	5	4	13	22

Fuente: SARATHI S. Partha. "In-situ combustion Handbook. January 1999.

Tabla 5. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1990 a 1999.

	Estado	Económicamente Exitoso	Técnicamente Exitoso	Fallidos	Proyectos Totales
1	Arkansas	—	—	—	—
2	California	—	—	—	—
3	Colorado	—	—	—	—
4	Illinois	—	—	—	—
5	Kansas	—	—	—	—
6	Kentucky	—	—	—	—
7	Louisiana	0	1	0	1
8	Missouri	—	—	—	—
9	Montana	—	—	—	—
10	Mississippi	—	—	—	—
11	Nebraska	—	—	—	—
12	Nuevo México	—	—	—	—
13	Nueva York	—	—	—	—
14	Dakota del norte	—	—	—	—
15	Oklahoma	—	—	—	—
16	Pennsylvania	—	—	—	—
17	Dakota del sur	—	—	—	—
18	Texas	0	0	1	1
19	Utah	—	—	—	—

20	Virginia	—	—	—	—
21	Wyoming	—	—	—	—
	Total	0	1	1	2

Fuente: SARATHI S. Partha. "In-situ combustion Handbook. January 1999.

La combustión in-situ, comparado con otros métodos de recuperación mejorada, es un proceso altamente complejo, por lo que las aplicaciones que se llevaron a cabo, no era entendida completamente por los operadores, provocando que un alto porcentaje de estos proyectos en Estados Unidos fueran un fracaso. Gracias a esto, existe una idea errónea de que los procesos de combustión in-situ tienen un índice bajo de éxito.

La **Tabla 6** nos muestra un decremento de la implementación de este proyecto, ya que desde 1970 disminuyó el interés de operadores e inversionistas debido a los proyectos fallidos que se llevaron a cabo anteriormente.

Tabla 6. Proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América en diferentes décadas.

Década	Total de Proyectos	Proyectos Económicamente Exitosos	Proyectos Técnicamente Exitosos	Proyectos No Exitosos	% Económicamente Exitosos	% Técnica y económicamente Exitosos	% Fallidos
1950-59	42	6	10	26	14.2	38.1	61.9
1960-69	127	16	35	76	12.6	40.2	59.8
1970-79	33	12	6	15	36.4	54.5	45.5
1980-89	22	5	5	12	22.7	45.5	54.5
1990-	2	--	1	1	--	--	--
Total	226	39	57	130	21.5	44.6	55.4

Fuente: SARATHI S. Partha. "In-situ combustion Handbook. January 1999.

Las siguientes observaciones generales pueden ser hechas respecto a los proyectos de combustión en Estados Unidos de América:

- Proyectos llevados a cabo por un amplio grupo de operadores, generalmente tienden a ser más exitosos que los realizados por grupos menores e independientes.
- Las causas más comunes de fallas de las pruebas piloto de combustión han sido por la carencia de continuidad en el yacimiento, inadecuada capacidad de comprensión y fallas en el pozo.
- Las pruebas piloto de combustión por inyección de aire y/o aire enriquecido con oxígeno fueron técnicamente exitosas, pero finalizaron debido a la declinación de los precios del petróleo.

- Cerca del 20% de las pruebas piloto de combustión realizadas antes de 1980 maduraron para convertirse en proyectos comerciales.

El punto actual es implementar proyectos de combustión en yacimientos profundos de aceite ligero, donde este método es más rentable que llevar a cabo una inyección de agua.

En el yacimiento, la combustión es usada principalmente como un medio para facilitar el flujo de gases de combustión y los efectos térmicos son los más importantes dentro de este método en la producción de aceite.

1.3.4. - Descripción del proceso de combustión in-situ

Durante el proceso de combustión in-situ, el oxígeno contenido en el aire inyectado se combina con el combustible (coque), formando dióxido de carbono, monóxido de carbono y agua, generando calor como resultado de las reacciones exotérmicas de oxidación. La zona de combustión quema y desplaza los fluidos delante del frente de combustión hacia los pozos productores.

La recuperación de aceite mediante este proceso, se logra a través de los siguientes mecanismos:

1. El calor aplicado es transferido corriente abajo por conducción y convección, reduciendo la viscosidad del aceite (empuje).
2. Los vapores, producto de la destilación y el cracking térmico son llevados hacia delante para tener contacto con el aceite y mejorarlo.
3. El craqueo térmico (rompimiento de cadenas de H – C) ocasiona el depósito del combustible en el frente y genera mejoramiento del crudo en el subsuelo.
4. Existe un incremento de movilidad del aceite pesado por el frente de combustión, debido a la disolución del CO₂ en el aceite.
5. La movilidad del aceite es incrementada mediante la reducción de la viscosidad causada por el calor generado y la disolución de los gases de combustión.

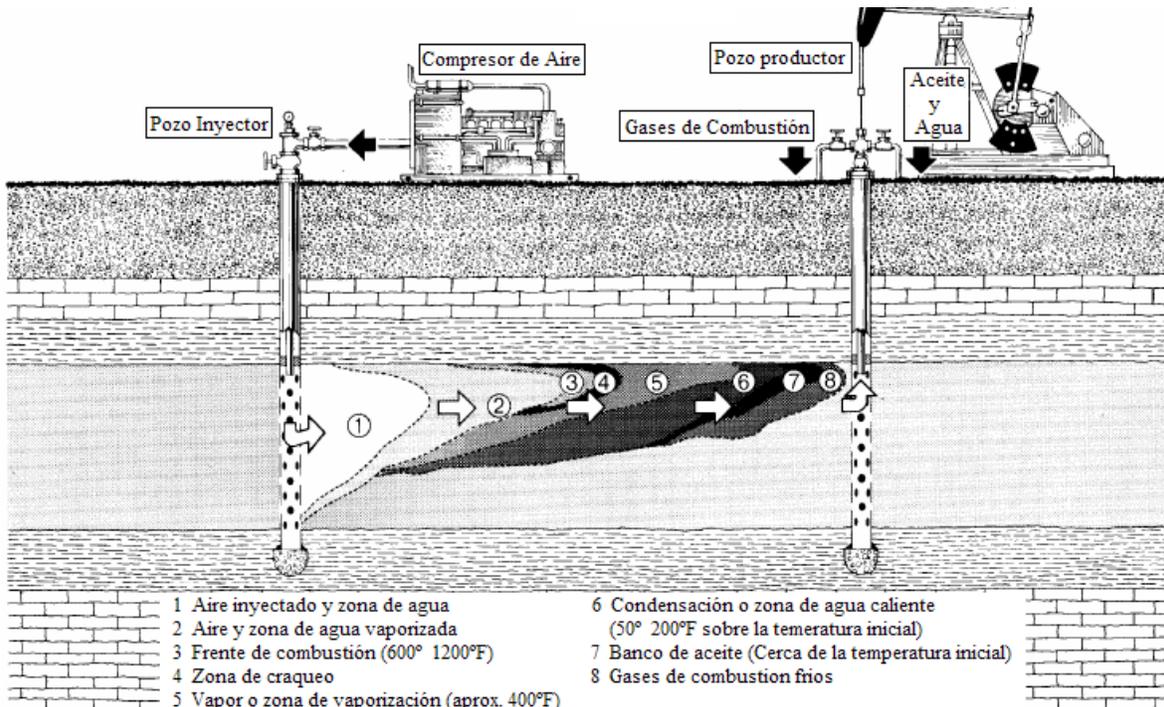


Fig. 2 Esquema del mecanismo del proceso de combustión in-situ.

1.3.5. - Factibilidad de la aplicación del proceso de combustión in-situ.

La Combustión in-situ tiene ciertas ventajas y desventajas, por lo que no puede ser especificado un criterio general para asegurar su éxito. La probabilidad de que un proyecto falle mediante la aplicación de dicho método puede ser minimizada a través del reconocimiento de sus limitaciones y el diseño del proyecto apropiado.

Dada la situación actual en el mercado del petróleo, la recuperación mejorada mediante el proceso de combustión in-situ constituye una de las principales vías para aumentar el factor de recuperación en los yacimientos, donde dicho proceso resulta ser el más favorable de los métodos EOR por los puntos citados a continuación:

- Térmicamente, es el proceso de recuperación mejorada de aceite más eficiente.
- Este proceso utiliza como fluidos de inyección agua y aire, los cuales son considerados como los más baratos y abundantes en el medio.
- El combustible puede llegar a quemar hasta aproximadamente el 10% de la última fracción deseable del aceite.
- Este trabaja en un intervalo más amplio que otros métodos, en cuanto a condiciones de campo se refiere, especialmente en yacimientos profundos.
- Es un proceso ideal para producir aceite proveniente de formaciones delgadas.
- La presión en el yacimiento no causa efecto alguno en el éxito de la técnica de dicho proceso. El proceso ha sido implementado exitosamente en yacimientos que oscilan en presión de hasta 4,500 psi.
- La permeabilidad de la formación tiene un efecto mínimo en el proceso.
- La eficiencia de la recuperación es mejor que la de otros procesos de recuperación de aceite.
- Después del abandono, el yacimiento queda ocupado por un gas sin valor comercial.
- Con respecto a las emisiones de CO₂, el cálculo en términos de volumen de CO₂ generado por unidad de volumen recuperado es inferior a otros métodos de recuperación mejorada. Por otro lado, el gas puede ser reutilizado vía secuestro/captura.

Tabla 7. Eficiencia de recuperación de la combustión in-situ comparado con otros métodos de recuperación mejorada.

Proceso	(A) Eficiencia de Desplazamiento del Proceso %	(B) Eficiencia del Barrido Superficial %	(C) Eficiencia del Barrido Vertical %	(D) Eficiencia de Recuperación de Compuestos %
Combustión in-situ	95	70	85	56
Inyección de vapor	65	70	85	39
Inyección de micro-emulsión	90	70	80	50
Inyección de CO ₂ - Agua	80	50	80	32
Inyección de NaOH – Agua	35	70	80	20

En donde: $D = (A) \times (B) \times (C)$

Eficiencia del barrido volumétrico = $(B) \times (C)$

1.3.6. - Limitaciones del proceso de combustión in-situ.

Como otros métodos de recuperación mejorada el proceso de combustión in-situ tiene deficiencias, que han impedido que aumente su aplicación. A continuación, se enuncian algunas desventajas al utilizar el proceso de combustión:

- El proceso de combustión in-situ debe ser precedido por investigaciones de laboratorio costosas, éstas son necesarias para asegurar las características de la combustión del crudo, la disponibilidad del combustible y los requerimientos de aire para efectuar el proceso de combustión.
- La complejidad del proceso de combustión in-situ dificulta el desarrollo de simuladores numéricos más sofisticados con el fin de obtener una predicción más completa y detallada del proceso.
- El aire obtenido del ambiente debe ser comprimido e inyectado a la formación. La potencia requerida para comprimir aire junto con los costos de mantenimiento del compresor es elevada.
- Los problemas de operación asociados a la combustión son complejos y requieren de un alto grado de sofisticación técnica para resolverlos

1.3.7. - Perfil de temperaturas durante la combustión.

En este proceso, aire y/o aire enriquecido con O_2 es inyectado dentro de un pozo de inyección. El flujo continuo de aire permite mantener la ignición del aceite pesado en la formación. Cuando la ignición ha tenido lugar, varias zonas son formadas en el yacimiento entre el pozo inyector y el pozo productor como resultado del transporte de calor y de masa, así como de las reacciones químicas que ocurren en el proceso de combustión in-situ. La representación de estas zonas y el perfil de temperatura y saturación son mostradas en la Figura 1.3.

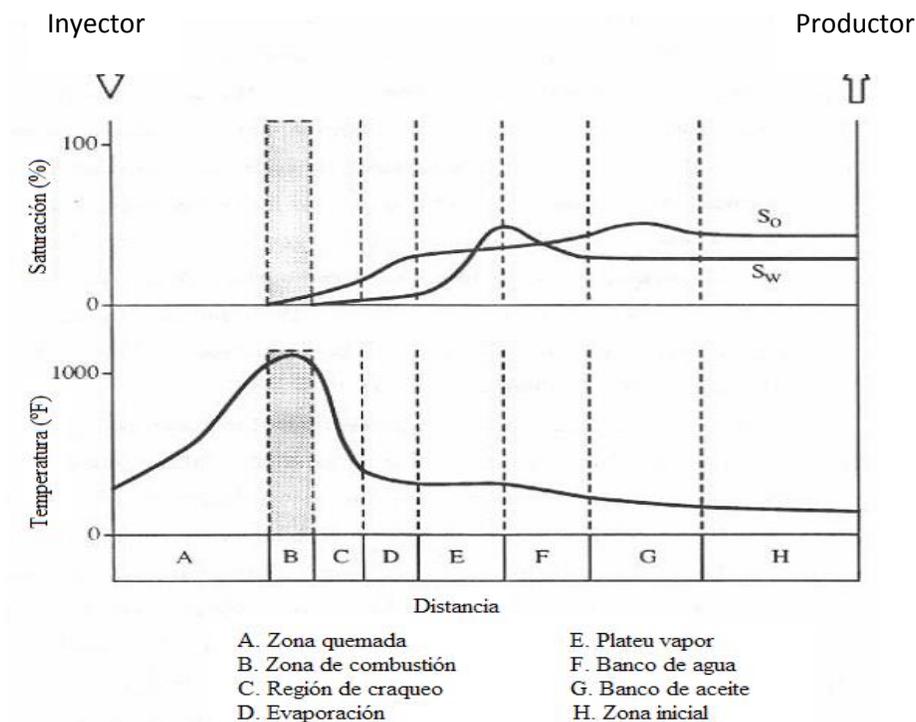


Fig. 3 Perfil de Temperatura y saturación y las diferentes zonas formadas durante el proceso de combustión in-situ.

La zona adyacente al pozo de inyección, es la zona quemada (A), la cual es el área donde la combustión ha tomado lugar. En la zona de combustión (B), el calor generado por la reacción entre el oxígeno y el combustible es conducido por convección hacia delante a lo largo de la matriz de formación debido a la presencia de los vapores y líquidos. En esta zona predomina la región de alta temperatura de oxidación produciendo gases de combustión (CO_2 , CO , H_2O). Posteriormente, el aceite en el elemento de volumen es sometido a un proceso denominado craqueo térmico cuando la temperatura es inferior a $350\text{ }^{\circ}C$ (C).

Este proceso térmico dará lugar a la formación de una fracción volátil y un residuo pesado (D), en donde la fracción volátil es transportada corriente abajo por los gases de combustión y finalmente es condensada y mezclada con el aceite original. El residuo pesado se somete a pirólisis para producir CO₂, hidrocarburos y gases orgánicos, así como residuo sólido orgánico (coque), el cual constituye el combustible necesario para mantener la combustión.

Adyacente a la zona de craqueo se presenta la zona de condensación o mejor conocida como corriente Plateau (E). Algo del hidrocarburo en fase vapor se condensa en esta zona y se disuelve en el crudo. Dependiendo de la temperatura, el aceite puede ser sometido a craqueo térmico, reduciendo su viscosidad. Esta región contiene vapor, aceite, agua, y gases de combustión, los cuales se mueven en dirección del pozo de producción.

Conforme la temperatura incrementa en un elemento de volumen del yacimiento, el agua y los hidrocarburos ligeros son vaporizados. Estos vapores son llevados a lo largo del yacimiento con la corriente de gas y condensarán en la región más fría delante del frente de combustión, formando un banco de agua (F) debido a la condensación de los vapores y precedido por un banco de aceite de los hidrocarburos ligeros condensados (G). Esta zona contiene todo el aceite que ha sido desplazado desde las zonas más altas.

1.3.8. - Cinética y estudios del tubo de combustión.

Los factores a ser controlados por la cinética de las reacciones exotérmicas de oxidación en un proceso de combustión in-situ son principalmente los problemas específicos sobre la posibilidad de la propagación del frente de combustión y el aire requerido, así como la velocidad de propagación de la combustión.

De esta forma, las reacciones de oxidación surgen bajo la influencia de parámetros que logran un impacto en el resultado del aceite recuperado, tales como la composición del aceite y la mineralogía de la roca del yacimiento, ya que el proceso de combustión depende de la existencia de las reacciones de oxidación entre el aceite crudo y el aire inyectado en el yacimiento. Asimismo, el tamaño del sistema aceite-matriz, influye en la extensión y naturaleza de las reacciones químicas, así como de los efectos calóricos que éstas inducen y su posterior combustión.

La importancia y las limitaciones de los estudios de laboratorio que se han implementado para estos métodos de recuperación térmicos han sido estudiadas

con gran profundidad, de tal manera que se obtiene una perspectiva sobre las reacciones químicas involucradas en el proceso de combustión in-situ, en donde el comportamiento de éstas será descrito a través de técnicas experimentales que aportarán información necesaria para el diseño e implementación de dicho proceso en el yacimiento.

1.4. - Reacciones de oxidación asociada con la combustión in-situ.

En el proceso de combustión in-situ se involucran simultáneamente en un entorno multifásico, la transferencia de calor y de masa acompañados de las reacciones químicas de oxidación. Debido a que el aceite crudo es una mezcla multicomponente de hidrocarburos y por la complejidad química de la oxidación de dicho aceite, estas reacciones son caracterizadas por presentarse en diferentes intervalos de temperatura como se muestran a continuación:

Baja temperatura de oxidación (LTO)¹⁴. Estas reacciones se presentan en una fase heterogénea (gas – líquido) dando como resultado la formación de compuestos parcialmente oxigenados.

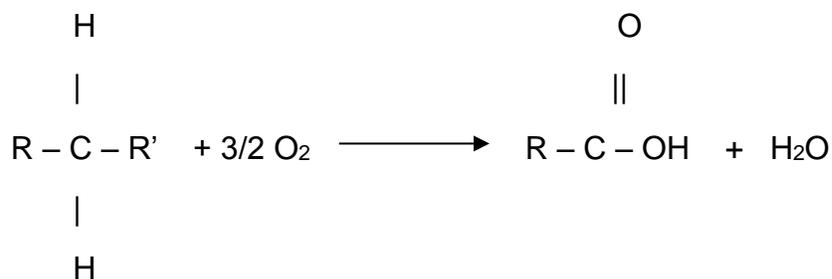
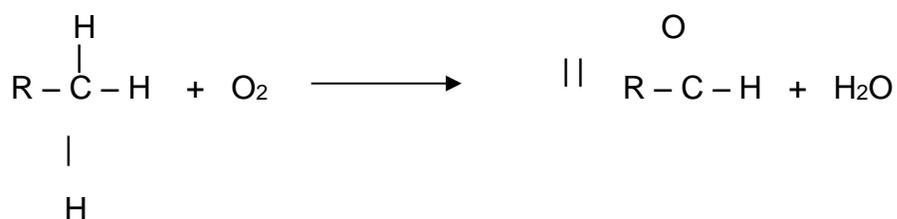
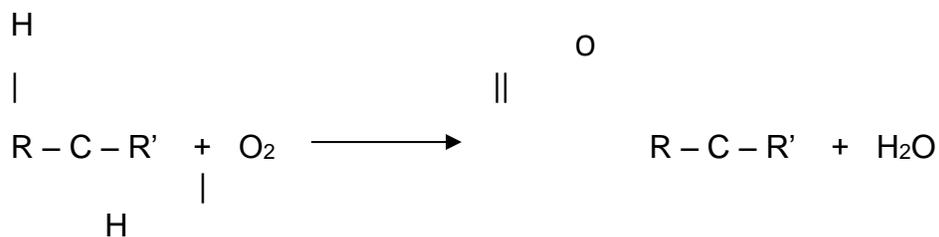
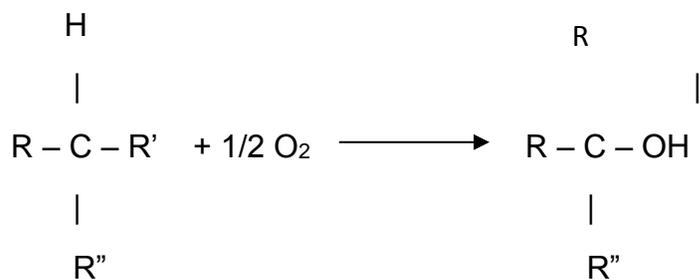
Temperatura intermedia. Las reacciones de formación del combustible involucran el craqueo o pirólisis de hidrocarburos, el cual permite la formación del coke.

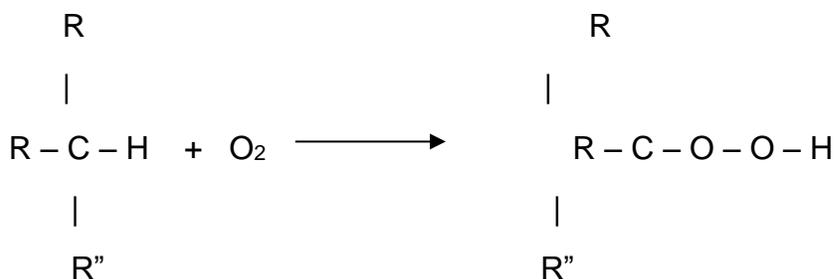
Alta temperatura de oxidación o combustión (HTO)¹⁴. Las reacciones que predominan en este intervalo son heterogéneas, en donde el oxígeno reacciona con el aceite, combustible y compuestos oxigenados para producir óxidos de carbono y agua.

1.4.1. - Baja temperatura de oxidación (LTO).

Durante el proceso de oxidación del aceite pesado, las reacciones entre el oxígeno y las fracciones del aceite ocurren a alrededor de 300 °C.⁸ Estas reacciones son reacciones en cadena iniciadas por vía radicales que producen compuestos parcialmente oxigenados, tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos.

Oxidación a ácido carboxílico

Oxidación a aldehídoOxidación a cetonaOxidación a alcoholOxidación a hidroperóxido



La región de las reacciones LTO ocurre incluso por la baja temperatura del yacimiento y es causado por la disolución del oxígeno en el aceite crudo. El grado de disolución depende de la relación de difusión de las moléculas de oxígeno en el crudo a temperatura del yacimiento.

Por otra parte, esta región promueve la formación de productos de alto peso molecular, ya que se incrementa la cantidad del contenido de asfaltenos y la disminución de aromáticos y resinas en el aceite pesado después de ser sometido a baja temperatura de oxidación. Basados en datos experimentales, Stipanov en 1999 y Jia et al. en 2004 desarrollaron modelos de la cinética de las reacciones LTO usando una serie de reacciones simultáneas e irreversibles en donde dichos resultados demuestran que la primera reacción se efectúa reaccionando una fracción de malteno con oxígeno para formar hidrocarburos oxidados, la segunda reacción consiste de una fracción de malteno con oxígeno para formar asfaltenos y agua, y la tercera reacción dio lugar a coke, dióxido de carbono y metano a partir de la descomposición de una fracción de asfaltenos.

Se ha notado que la baja temperatura de oxidación tiene un efecto sobre el incremento de la viscosidad y la densidad del aceite original, esto resulta por el incremento del contenido de oxígeno en el gas alimentado y la duración de las reacciones LTO; Asimismo, éstas incrementan la cantidad de combustible disponible por la combustión y causa una declinación substancial en el aceite recuperable desde la destilación y la zona de craqueo.

1.4.2. - Craqueo térmico/ Reacciones de pirólisis.

Conforme la temperatura del yacimiento va incrementando, el aceite es sometido a un cambio químico llamado pirólisis, el cual es el responsable de la depositación del coke por la subsiguiente combustión. El coke, es una sustancia sólida, la cual es depositada en la superficie de los granos de arena y en el medio poroso.

En esta región, primeramente, ocurre la destilación en la cual se vaporizan las fracciones ligeras de la fase líquida del aceite crudo; posteriormente se efectúan las reacciones, las cuales son principalmente homogéneas (gas-gas) y endotérmicas e involucran tres tipos de reacciones como se enuncian a continuación:

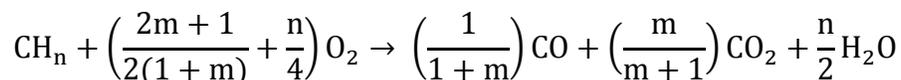
Reacciones de deshidrogenación. Los átomos de hidrógeno son removidos de las moléculas del hidrocarburo.

Reacciones de craqueo. Promueve la formación de moléculas más pequeñas de hidrocarburos debido al rompimiento del enlace carbono - carbono de las moléculas más pesadas, lo que da lugar a moléculas con un menor número de átomos de carbono.

Reacciones de condensación. El número de átomos de carbono en las moléculas se incrementa, permitiendo la formación de hidrocarburos más pesados. La temperatura nominal para el inicio del craqueo térmico es de 300 °C.

1.4.3. - Alta temperatura de oxidación o combustión (HTO).

La reacción entre el oxígeno en el aire inyectado y el coke ocurre generalmente alrededor de 350 °C. Las reacciones HTO son heterogéneas (gas-sólido y gas-líquido) y altamente exotérmicas, y son caracterizadas por el consumo de todo el oxígeno en la fase gas, dando como resultado al dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO) y agua (H₂O) como los principales productos de la reacción de combustión. La estequiometría (ecuación química) de la reacción HTO está dada por:



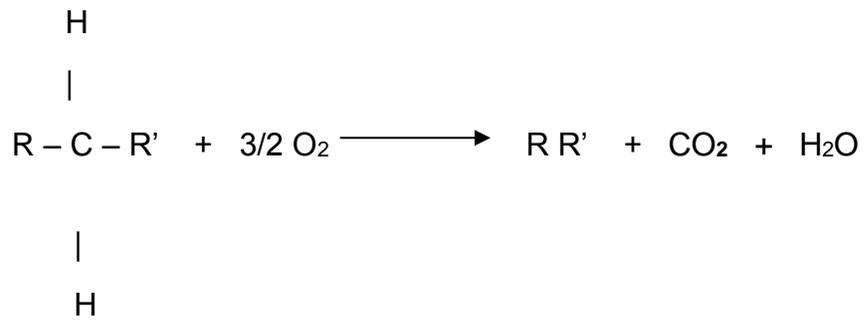
En donde: n = Relación atómica de hidrógeno/carbono

m = Relación molar (porcentaje mol) de CO₂ producido/CO

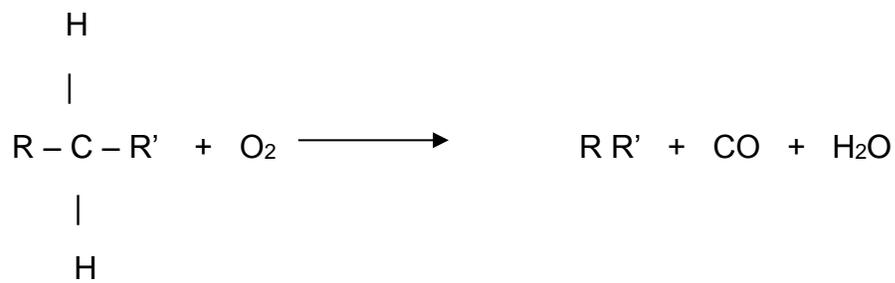
m = Cero en el caso de combustión completa a CO₂ y H₂O

El calor generado de estas reacciones proviene de la energía térmica para mantener y propagar la combustión en el proceso de combustión in-situ

Combustión completa



Combustión incompleta



CAPÍTULO 2.- SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos consiste en la representación del flujo de aceite pesado en un medio poroso. El problema físico es expresado a través de las ecuaciones de conservación de la materia representada por la ecuación de continuidad y la producción o inyección desde un pozo, el cual es representado por la ecuación de flujo de Darcy; Asimismo, el uso de las ecuaciones de estado para relacionar la densidad con la presión completan el sistema de ecuaciones las cuales serán resueltas mediante el método numérico de diferencias finitas.

Las condiciones iniciales tales como temperatura, presión, y saturaciones son definidas, así como el cambio de presión y de saturación, debido a la producción o inyección de fluidos en el yacimiento a lo largo de un volumen considerado, el cual se estima en intervalos de tiempo.

De esta forma, el uso de la simulación numérica de yacimientos permite predecir el comportamiento del yacimiento de aceite pesado sometido a un proceso de inyección de aire, considerando factores de escalamiento, lo cual provee la base para el análisis económico que permitirá establecer el esquema óptimo de explotación, ya que se evalúa el comportamiento futuro del yacimiento y se estudia la viabilidad de la aplicación del mecanismo de recuperación mejorada.

2.1. - Ecuación de continuidad.

La descripción matemática del flujo de fluidos en medios porosos está basada en la ley de la conservación de la masa, la cual establece que la masa dentro de un sistema permanece constante con el tiempo, es decir, $dm/dt = 0$. La ecuación de continuidad que es una consecuencia de la aplicación de dicha ley, determina, para un cierto elemento de medio poroso, que la rapidez de crecimiento de la masa dentro del elemento es exactamente igual al flujo de masa hacia el mismo elemento.

Esta ecuación se deduce aplicando un balance de materia a un elemento estacionario de volumen poroso $\Delta x \Delta y \Delta z$, a través del que está circulando el fluido. Se puede considerar que el flujo de masa por unidad de superficie que fluye entre los poros de la estructura del volumen de control es igual a la velocidad multiplicada por la densidad y la porosidad del sistema rocoso ($v \Phi \rho$), resultando $\Phi v = q$ (velocidad de Darcy)

Del principio de conservación de masa:

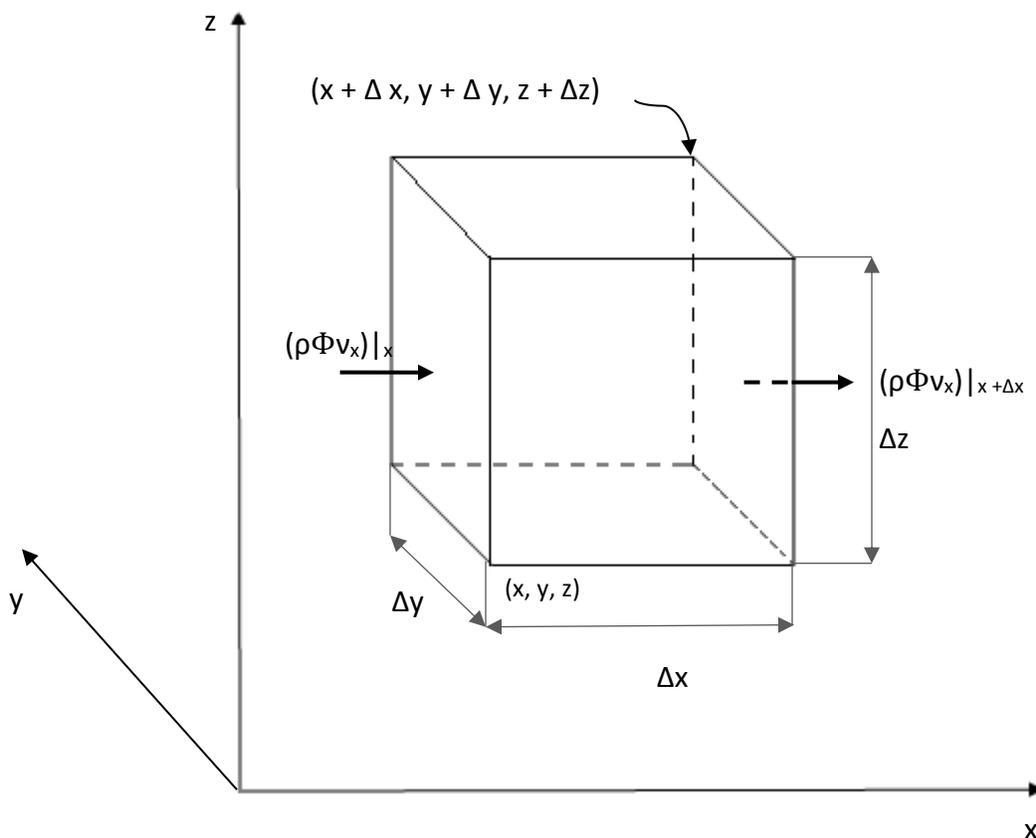


Fig. 4 Región de volumen $\Delta x \Delta y \Delta z$ fija en el espacio, a través de la cual está circulando un fluido.

$$(\text{Masa que entra}) - (\text{masa que sale}) \pm \text{Término fuente o sumidero} = \text{Nueva acumulación de masa} \quad (1)$$

$$\text{Acumulación} = (\text{masa inicial}) - (\text{masa final}) \quad (1.2)$$

Se comienza considerando el par de caras perpendiculares al eje x. La velocidad de entrada de materia a través de la cara x es: $(\rho\Phi v_x)|_x \Delta y \Delta z$, y la velocidad de salida a través de la cara $x + \Delta x$ es $(\rho\Phi v_x)|_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z$. Análogamente se tiene expresiones similares para las direcciones y, z.

La velocidad de acumulación de materia para el elemento de volumen de medio poroso es:

$$(\Delta x \Delta y \Delta z) \left(\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} \right) \quad (1.3)$$

En donde: $\phi = \text{Porosidad} = \frac{V_v}{V}$

$V = \text{Volumen del sólido}$

$V_v = \text{Volumen vacío}$

Por otra parte se puede considerar que la entrada de masa al elemento considerado es positiva (inyección), mientras que la salida de masa en dicho elemento se considera negativa (producción). El término fuente o sumidero se representa por $W(x, y, z)$, el cual tiene unidades de masa por unidad de volumen de roca.

$$W(x, y, z) \left[\frac{\text{masa}}{\text{unidad de volumen de roca}} \right]$$

$W(x, y, z) \quad (+) \quad \text{Inyección}$

$W(x, y, z) \quad (-) \quad \text{Producción}$

Por lo tanto el balance de materia queda:

$$(\Delta x \Delta y \Delta z) \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} \right) = \Delta y \Delta z [(\rho \Phi v_x)|_x - (\rho \Phi v_x)|_{x+\Delta x}] + \Delta x \Delta z [(\rho \Phi v_y)|_y - (\rho \Phi v_y)|_{y+\Delta y}] + \Delta x \Delta y [(\rho \Phi v_z)|_z - (\rho \Phi v_z)|_{z+\Delta z}] \pm W(x, y, z) \quad (1.4)$$

Dividiendo toda la ecuación por $(\Delta x \Delta y \Delta z)$ y tomando límites cuando $\Delta x \rightarrow 0$, $\Delta y \rightarrow 0$ y $\Delta z \rightarrow 0$ y recordando la definición de derivada de una función, se tiene:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = - \frac{\partial(\rho \Phi v_x)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho \Phi v_y)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho \Phi v_z)}{\partial z} \pm W(x, y, z) \quad (1.5)$$

La expresión anterior representa la ecuación de flujo y la forma general de la ecuación de continuidad en un medio poroso que describe la variación de la densidad para un punto fijo, como consecuencia de las variaciones del vector de velocidad másica ρv . Esta ecuación puede escribirse en una forma más conveniente utilizando notación vectorial:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = - (\nabla \cdot \rho \Phi v) \pm W(x, y, z) \quad (1.6)$$

El primer término, es la variación temporal de la densidad, mientras que el segundo término es la divergencia del vector $\rho \Phi v$, el cual representa la velocidad neta con que disminuye la densidad de materia por unidad de volumen en un medio poroso, Asimismo, proporciona el balance de flujo que entra o que sale del volumen que se está considerando. Por lo tanto la expresión (1.6) establece que la velocidad con que aumenta la densidad en el interior de un pequeño elemento de volumen fijo en el espacio, es igual a la velocidad neta de entrada de densidad de flujo de materia en el elemento dividida por su volumen. En un contexto más sencillo quiere decir que la variación de la densidad con respecto al tiempo es igual al balance entre la incorporación y el abandono de masa del sistema por el hecho de llevar una determinada velocidad.

Generalmente es preferible modificar la ecuación (1.5), efectuando la diferenciación que muestra dicha expresión con el fin de reunir todas las derivadas de ρ en el primer miembro. Desarrollando la derivada de un producto se tiene:

Derivando con respecto a x:

$$\frac{\partial(\Phi\rho v_x)}{\partial x} = \Phi\rho \frac{\partial v_x}{\partial x} + \Phi v_x \frac{\partial \rho}{\partial x} \quad (1.7)$$

Derivando con respecto a y:

$$\frac{\partial(\Phi\rho v_y)}{\partial y} = \Phi\rho \frac{\partial v_y}{\partial y} + \Phi v_y \frac{\partial \rho}{\partial y} \quad (1.8)$$

Derivando con respecto a z:

$$\frac{\partial(\Phi\rho v_z)}{\partial z} = \Phi\rho \frac{\partial v_z}{\partial z} + \Phi v_z \frac{\partial \rho}{\partial z} \quad (1.9)$$

Sustituyendo las ecuaciones (1.7), (1.8) y (1.9) en la ecuación (1.5) se tiene:

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} = - \left[\rho \Phi \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) + \Phi \left(v_x \frac{\partial \rho}{\partial x} + v_y \frac{\partial \rho}{\partial y} + v_z \frac{\partial \rho}{\partial z} \right) \right] \quad (1.10)$$

Reuniendo las derivadas de ρ al primer miembro:

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} + \Phi \left(v_x \frac{\partial \rho}{\partial x} + v_y \frac{\partial \rho}{\partial y} + v_z \frac{\partial \rho}{\partial z} \right) = - \rho \Phi \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) \quad (1.11)$$

El primer miembro de la ecuación (1.11) es la derivada substancial de la densidad. La expresión final queda:

$$\frac{D\rho}{Dt} = - \rho \Phi (\nabla \cdot \mathbf{v}) \quad (1.12)$$

La ecuación de continuidad expuesta en esta forma como derivada substancial con respecto al tiempo, describe la velocidad de variación de la densidad para un recorrido que sigue el movimiento del fluido.

2.2. - Ley de Darcy

Desde su introducción por Darcy, la ley de flujo, ha sido usada para describir el flujo de fluidos en medios porosos. La ley establece que el flujo a través de un medio poroso es proporcional a la pérdida de carga a la sección considerada y la conductividad hidráulica, según la ecuación:

$$Q = K A \frac{\Delta h}{L} \quad (2)$$

En donde: Q = Caudal del fluido

A = Sección de flujo

$\Delta h/ L$ = Pérdida de carga (gradiente hidráulico)

K = Conductividad hidráulica (permeabilidad)

Sin embargo, cabe destacar que la constante de proporcionalidad K no es propia y característica del medio poroso sino que también depende del fluido, resultando:

$$K = k \frac{\gamma}{\mu} \quad (2.2)$$

En donde: k = Permeabilidad de la roca porosa (Darcy).

γ = Peso específico del fluido (ρg).

μ = Viscosidad dinámica del fluido.

Sustituyendo la ecuación (2.2) en la ecuación (2) y revisando el concepto de fluido potencial e introduciéndolo a la ley de Darcy resulta la siguiente expresión:

$$Q = \frac{k}{\mu} A (\nabla P - \rho g \nabla z) \quad (2.3)$$

En donde: ∇P = Gradiente de presión

∇z = Gradiente hidráulico

La expresión anterior establece el comportamiento del movimiento del fluido en un medio poroso, en donde el gradiente de presión es el determinante del movimiento de dicho fluido.

El fluido que pasa a través de un medio poroso en una sección de área perpendicular al flujo por unidad de tiempo es el flujo volumétrico o descarga específica:

$$q = \frac{k}{\mu} (\nabla P - \rho g \nabla z) \quad (2.4)$$

En donde:

$$q = \text{Velocidad de Darcy} = \phi v \quad (2.5)$$

Simplificando la ecuación (2.4) se introduce el concepto matemático de función potencial (ϕ):

$$q = - \frac{k}{\mu} (\nabla \phi) \quad (2.6)$$

En donde: $\nabla \phi$ = Potencial de velocidades. Es una función $\phi(x, y, z)$ cuya derivada negativa con respecto a la distancia en cualquier dirección, proporciona la velocidad en dicha dirección.

$$u = - \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad v = - \frac{\partial \phi}{\partial y} \quad w = - \frac{\partial \phi}{\partial z} \quad (2.7)$$

2.3. - Ecuación de difusividad.

Un yacimiento es considerado como un sistema termodinámico multicomponente en el que se presenta un potencial de presión y de temperatura debido a disturbios en el sistema. Este potencial origina un flujo de materia, desde las altas presiones y temperaturas hasta las bajas dando lugar a la migración del fluido hacia la superficie del yacimiento.

Para describir los procesos físicos del movimiento del fluido dentro del yacimiento, es necesario establecer una ecuación que combine la ecuación de continuidad (que es el principio de la conservación de la masa, de la cual se obtiene la ecuación de balance de materiales) y la ecuación de flujo (ecuación de Darcy), dando como resultado la ecuación general de difusividad.

De la ecuación de continuidad para un medio poroso, ecuación (1.6) se tiene:

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} + (\nabla \cdot \rho \Phi \mathbf{v}) \pm W(x, y, z) = 0$$

Sustituyendo los componentes de la velocidad de la Ley de Darcy ecuación (2.6) en la ecuación (1.6) en donde $q = \Phi \mathbf{v}$ dada por la expresión ecuación (2.5) se tiene:

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} + \nabla \cdot \left[\frac{\rho K}{\mu} (\nabla \phi) \right] \pm W(x, y, z) = 0 \quad (3.1)$$

La expresión anterior, es la ecuación general de difusividad que representa el flujo de un solo fluido de un medio poroso.

Es preferible escribir la ecuación (2.3.1) en forma diferencial eliminando los operadores para su fácil manejo y visualización posterior.

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial z} \right) \pm W \quad (3.2)$$

Para la solución de esta ecuación es necesario utilizar una ecuación de estado que relacione la densidad con la presión por lo que se establecieron tres ecuaciones de estado para cada tipo de fluido (incompresible, ligeramente compresible y compresible), sin embargo, existe la posibilidad de emplear una sola ecuación de estado que describa el comportamiento del cualquier tipo de fluido.

2.4. - Ecuaciones de estado.

Una ecuación de estado describe el estado de agregación de la materia como una relación funcional entre la temperatura, la presión, el volumen y otras funciones de estado asociadas con la materia.

$$F(\text{PRESION, TEMPERATURA, VOLUMEN}) = 0 \quad (4)$$

Asimismo, las ecuaciones de estado son útiles para describir las propiedades de cualquier fluido homogéneo puro en estado de equilibrio.

Existen varias ecuaciones de estado dependiendo del tipo de fluido que se esté manejando (incompresible, ligeramente compresible o compresible).

2.4.1. - Ecuación de estado para fluido incompresible.

Una forma muy importante de la ecuación de continuidad dada por la ecuación (1.11), es la correspondiente a un fluido de densidad constante (incompresible), para el que:

$$\nabla \cdot \vec{v} = 0 \quad (4.1)$$

La cual muestra que la densidad permanece constante para un elemento de fluido que se mueve a lo largo de una línea de corriente.

Esto conlleva a que $\frac{D\rho}{Dt} = 0$ según la expresión (1.11) y por lo tanto la ecuación de estado para fluidos incompresibles sea muy simple:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (4.2)$$

Ya que si la densidad del fluido permanece constante, el primer término de la ecuación (1.6) no varía con el tiempo y por lo tanto se anula. Por consiguiente resulta que la divergencia de la densidad de corriente vale cero, es decir la masa que entra por un lado de un elemento de volumen fijo, es igual a la masa que sale por el otro lado.

2.4.2. - Ecuación de estado para fluido ligeramente compresible

Un fluido se denomina ligeramente compresible si su densidad se puede considerar como una función lineal de presión, esto es, la compresibilidad del fluido es constante.

Por definición de compresibilidad:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (4.2.1)$$

Debido a que la ecuación (4.2.1) no es muy práctica para su aplicación en la forma mostrada por la dificultad que presenta la evaluación del volumen en la ecuación de continuidad y la Ley de Darcy, conviene emplear la relación que a continuación se muestra:

Como:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (4.2.2)$$

Despejando "V" de la ecuación anterior:

$$V = \frac{m}{\rho} \quad (4.2.3)$$

Derivando la ecuación (2.2.2.3) con respecto a la presión, se tiene:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{\rho \frac{\partial m}{\partial P} - m \frac{\partial \rho}{\partial P}}{\rho^2} = \frac{\partial m}{\rho \partial P} - \frac{m \partial P}{\partial P \rho^2} \quad (4.2.4)$$

El término $\frac{\partial m}{\rho \partial P}$ de la ecuación anterior es igual a cero debido a que la masa permanece constante conforme a la variación de la presión, por lo que al sustituir la ecuación (4.2.2) y (4.2.3) en la ecuación (4.2.1), se tiene:

$$C = - \frac{1}{\frac{m}{\rho}} - \left[\frac{m}{\rho^2} \frac{\partial \rho}{\partial P} \right] \quad (4.2.5)$$

Simplificando:

$$C = \frac{1}{\rho} \left[\frac{\partial \rho}{\partial P} \right] \quad (4.2.6)$$

La ecuación (4.2.6), corresponde a una función de una sola variable, ya que la densidad solo se va a ver afectada si es que existe un cambio de presión y ese cambio se conoce por medio de la diferencial parcial $\frac{\partial \rho}{\partial P}$, siendo esta igual a la derivada total $\frac{d\rho}{dP}$.

Por lo tanto:

$$C = \frac{1}{\rho} \left[\frac{\partial \rho}{\partial P} \right] = \frac{1}{\rho} \left[\frac{d\rho}{dP} \right] \quad (4.2.7)$$

Despejando "C dP" de la ecuación (4.2.7):

$$C \, dP = \frac{1}{\rho} \, (d\rho) \quad (4.2.8)$$

Integrando de P_0 a P :

$$\int_{P_0}^P C \, dP = \int_{\rho_0}^{\rho} \frac{d\rho}{\rho} \quad (4.2.9)$$

Se obtiene:

$$C (P_0 - P) = \ln \frac{\rho}{\rho_0} \quad (4.2.10)$$

En donde: ρ_0 = Densidad inicial del fluido evaluada a la presión inicial (P_0).

P = Presión media a cualquier tiempo.

Despejando “ ρ ” de la ecuación anterior:

$$\rho = \rho_0 e^{C(P_0 - P)} \quad (4.2.11)$$

Recordando la fórmula de expansión de una función “ $f(z)$ ”, en las cercanías del valor conocido de la función por medio de la serie de Taylor, siendo “ a ” el punto conocido:

$$f(z) = f(a) + \frac{f'(a)(z-a)}{1!} + \frac{f''(a)(z-a)^2}{2!} + \dots + \frac{f^n(a)(z-a)^n}{n!} \quad (4.2.12)$$

Por lo que la función $f(x) = e^x$ se puede expandir alrededor del punto $x = 0$, entonces:

$$e^x = 1 + \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!} \quad (4.2.13)$$

Por lo tanto:

$$e^{CP} = 1 + \frac{CP}{1!} + \frac{C^2P^2}{2!} + \frac{C^3P^3}{3!} + \dots + \frac{C^nP^n}{n!} \quad (4.2.14)$$

En la mayoría de los casos para líquidos se cumple que:

$$CP < 0.01$$

$$C^2P^2 < 0.0001$$

Por lo que la expresión (4.2.14) se puede simplificar a:

$$e^{CP} = 1 + CP \quad (4.2.15)$$

Sustituyendo esta última expresión en la ecuación (4.2.11):

$$\rho = \rho_o (1 + CP) \quad (4.2.16)$$

La expresión (4.2.16) es la ecuación de estado para un fluido ligeramente compresible.

2.4.3. - Ecuación de estado para fluidos compresibles.

Un fluido compresible es aquel que presenta un cambio significativo en su densidad con la presión.

Para obtener la ecuación de estado de un fluido compresible se partirá de la ley de los gases ideales.

Dicha ecuación describe la relación entre la presión (P), el volumen (V), la temperatura (T) y el número de moles (n) de un gas ideal como se muestra a continuación:

$$PV = nRT \quad (4.3.1)$$

En donde: R = Constante de los gases ideales que equivale a 0.08205 L atm/molK.

Dicha constante es obtenida a partir de 1 mol de cualquier sustancia gaseosa ideal, la cual ocupa un volumen de 22.4 litros a condiciones normales (presión = 1 atm y temperatura = 273.15 K).

Para expresar la ecuación (2.4.3.1) en función de la densidad es necesario sustituir el concepto de número de moles el cual está definido por:

$$PV = \frac{m}{M} RT \quad (4.3.2)$$

De esta forma se sustituye la definición de densidad la cual afirma que $\rho = m/V$, quedando la expresión final:

$$\rho = \frac{MP}{RT} \quad (4.3.3)$$

Esta expresión es la ecuación de estado para un gas ideal. Para llegar a la expresión que represente la ecuación de estado de un gas real, se procede de manera análoga introduciendo el factor de compresibilidad (Z).

El factor de compresibilidad, es un factor de corrección que se introduce en la ecuación de estado de gas ideal para modelar el comportamiento de los gases reales. Dicho factor se entiende como:

$$Z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{ideal}}} \quad (4.3.4)$$

En donde:

V_{actual} = Volumen específico que se tiene del gas.

V_{ideal} = Volumen específico del gas obtenido de la ecuación del gas ideal.

Si el valor de Z es igual a 1, esto muestra que el gas se comporta de manera ideal. Si el valor de Z es mayor o menor que 1, significa que el gas es una sustancia real. Esto quiere decir que mientras más grande sea la desviación del valor de Z con respecto a 1, mayor es la desviación respecto al comportamiento ideal del gas.

Por lo tanto la ecuación de estado para un gas real queda finalmente:

$$\rho = \frac{MP}{ZRT} \quad (4.3.5)$$

2.5. - Ecuación de difusividad para los diferentes tipos de fluidos.

Finalmente ya establecidas las ecuaciones de estado para cada tipo de fluido, se procede a completar el sistema de ecuaciones con la correspondiente ecuación general de difusividad dada por la expresión (5), la cual ya integra la ecuación de continuidad y la ley de Darcy. A continuación se contempla el desarrollo de las ecuaciones que rigen el comportamiento de cada fluido existente en el yacimiento, proporcionando el análisis de presión.

2.5.1. - Ecuación de difusividad para un fluido incompresible.

Recordando la ecuación general de difusividad dada por la expresión (3.2):

$$\frac{\partial(\Phi\rho)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{\partial \varphi}{\partial z} \right) \pm W(x, y, z) \quad (5)$$

Definiendo:

$$q = \text{ritmo de inyección} \left[\frac{\text{Vol.fluido inyectado a c.s./dia}}{\text{vol.de roca}} \right] \quad (5.1)$$

Además se tiene:

$$W(x, y, z) = q B \rho \quad (5.1.1)$$

En donde: B = Factor de volumen del fluido inyectado.

$W(x, y, z)$ = Ritmo de inyección de masa por unidad de volumen.

$$W(x, y, z) = \left[\frac{\text{Vol.a c.s}}{\text{dia-vol.roca}} \right] \left[\frac{\text{Vol.a c.y}}{\text{Vol.a c.s}} \right] \left[\frac{\text{masa}}{\text{Vol.a c.y}} \right]$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.1.1) y (4.2.1) en la ecuación de difusividad:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \frac{K}{\mu} \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho \frac{K}{\mu} \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho \frac{K}{\mu} \frac{\partial \varphi}{\partial z} \right) + q B \rho = 0 \quad (5.1.2)$$

Multiplicando la ecuación (5.1.2) por $\mu/\rho = \text{constante}$.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K \frac{\partial \varphi}{\partial z} \right) + \mu q B = 0 \quad (5.1.3)$$

Dividiendo la ecuación (5.1.) entre K:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial \varphi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial \varphi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial \varphi}{\partial z} \right) + \frac{\mu q B}{K} = 0 \quad (5.1.4)$$

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} + \frac{\mu q B}{K} = 0 \quad (5.1.5)$$

La expresión anterior, es la ecuación de difusividad para un fluido incompresible, la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\nabla^2 \varphi + \frac{\mu q B}{K} = 0 \quad (5.1.6)$$

A la ecuación anterior se le conoce como ecuación de Poisson. Si no existe inyección la ecuación anterior se simplifica a:

$$\nabla^2 \varphi = 0 \quad (5.1.7)$$

A esta última expresión se le conoce como ecuación de Laplace.

2.5.2. - Ecuación de difusividad para un fluido ligeramente compresible.

La compresibilidad de un fluido ligeramente compresible está dada por la ecuación (4.2.7):

$$C = \frac{1}{\rho} \left[\frac{\partial \rho}{\partial P} \right] = \frac{1}{\rho} \left[\frac{d\rho}{dP} \right] \quad (5.2)$$

Para obtener la variación de la presión en las direcciones x, y, z, bastará con despejar dP de la ecuación (4.2.7) y derivar respecto a cada una de las direcciones correspondientes.

Despejando dP

$$dP = \frac{1}{C\rho} \frac{d\rho}{1} \quad (5.2.1)$$

Despejando con respecto a x, y, z:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{1}{C\rho} \frac{d\rho}{dx} \quad (5.2.2)$$

$$\frac{dP}{dy} = \frac{1}{C\rho} \frac{d\rho}{dy} \quad (5.2.3)$$

$$\frac{dP}{dz} = \frac{1}{C\rho} \frac{d\rho}{dz} \quad (5.2.4)$$

Si el espesor del yacimiento es pequeño y de bajo relieve estructural, es decir para flujo horizontal se puede hacer la consideración de que el potencial de flujo es aproximadamente igual a la presión:

$$\varphi = P \quad (5.2.5)$$

Ahora bien si no existe la inyección en ningún pozo, la ecuación (5.1.1) se iguala a cero, esto es:

$$W(x, y, z) = 0 \quad (5.2.5.1)$$

Tomando en cuenta estas consideraciones y sustituyendo las ecuaciones (5.2.2), (5.2.3), (5.2.4) en la ecuación general de difusividad dada por la ecuación (3.2) se tiene lo siguiente:

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{1}{C \rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{1}{C \rho} \frac{\partial \rho}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\rho K}{\mu} \frac{1}{C \rho} \frac{\partial \rho}{\partial z} \right) \quad (5.2.6)$$

Simplificando:

$$\frac{\partial \Phi \rho}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K}{\mu} \frac{1}{C} \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{K}{\mu} \frac{1}{C} \frac{\partial \rho}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{K}{\mu} \frac{1}{C} \frac{\partial \rho}{\partial z} \right) \quad (5.2.7)$$

Considerando viscosidad constante y multiplicando la ecuación (5.2.7) por $\frac{\mu C}{k}$, se tiene lo siguiente:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} \frac{\Phi \mu C}{K} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial \rho}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial \rho}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial \rho}{\partial z} \right) \quad (5.2.8)$$

Debido a que la ecuación no es muy práctica para su aplicación en la forma obtenida por la dificultad que presenta la evaluación de las densidades, conviene expresarla en función de la presión. Para ello se procede como sigue:

Recordando la ecuación de estado para un fluido ligeramente compresible dada por la expresión (4.2.16):

$$\rho = \rho_o (1 + CP) \quad (5.2.8.1)$$

Y sustituyendo en la ecuación (5.2.8) se tiene:

$$\frac{\Phi \mu C}{K} \frac{\partial[\rho_o(1+CP)]}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\partial[\rho_o(1+CP)]}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{\partial[\rho_o(1+CP)]}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{\partial[\rho_o(1+CP)]}{\partial z} \right] \quad (5.2.9)$$

Siendo ρ_o la densidad inicial del fluido, la cual es constante, por lo que:

$$\frac{\partial \rho_o}{\partial t} = 0 \quad (5.2.10)$$

Por lo que en las direcciones x, y, z se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial x} \left(0 + C \rho_o \frac{\partial P}{\partial x} \right) \quad (5.2.11)$$

$$\frac{\partial P}{\partial y} \left(0 + C \rho_o \frac{\partial P}{\partial y} \right) \quad (5.2.12)$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} \left(0 + C \rho_o \frac{\partial P}{\partial z} \right) \quad (5.2.13)$$

Sustituyendo las expresiones (5.2.11), (5.2.12) y (5.2.13) en la ecuación (5.2.9) y factorizando se tiene:

$$\frac{\Phi \mu C^2}{K} \rho_o \frac{\partial P}{\partial t} = C \rho_o \left[\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] \quad (5.2.14)$$

Dividiendo entre $C\rho_0$ se obtiene:

$$\frac{\Phi\mu C}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = \left[\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] \quad (5.2.15)$$

Definiendo la constante de difusividad como:

$$\alpha = \frac{K}{\Phi\mu C} \quad (5.2.16)$$

Sustituyendo la ecuación (5.2.16) en la ecuación (5.2.15) se tiene finalmente:

$$\nabla^2 = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.2.17)$$

La ecuación (5.2.17) es la ecuación de difusividad para un fluido ligeramente compresible habiendo hecho las siguientes consideraciones:

- a) Viscosidad constante.
- b) Compresibilidad constante.
- c) No existe el término fuente, esto es, no hay pozos inyectores.

La importancia que tiene esta ecuación es trascendente, debido a su múltiple utilidad. Entre otras aplicaciones se tienen las siguientes:

- a) Pruebas de presión (incremento, decremento, interferencia, etc.).
- b) Pruebas de límite de yacimientos.
- c) Simulación de yacimientos

2.5.3. - Ecuación de difusividad para fluido compresible (gas real).

Recordando la ecuación de estado para un gas real, dada por la expresión (4.3.5):

$$\rho = \frac{MP}{ZRT} \quad (5.3)$$

Y sustituyéndola en la ecuación general de difusividad dada por la expresión (3.2).

Además suponiendo que no existe inyección, esto es $W(x, y, z) = 0$ y que la porosidad es constante, se tiene lo siguiente:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{PM}{ZRT} \frac{K}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{PM}{ZRT} \frac{K}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{PM}{ZRT} \frac{K}{\mu} \frac{\partial \phi}{\partial z} \right) = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{PM}{ZRT} \right) \quad (5.3.1)$$

Definiendo el potencial de un gas real como:

$$m(P) = \int_{P_o}^P \frac{2\xi}{\mu(\xi)Z(\xi)} d\xi \quad (5.3.2)$$

Derivando con respecto a "P" y con respecto a "t":

$$\frac{\partial m(P)}{\partial P} = \frac{2P}{\mu(P)Z(P)} \quad (5.3.3)$$

$$\frac{\partial m(P)}{\partial t} = \frac{2P}{\mu(P)Z(P)} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.3.4)$$

Pero además:

$$\frac{\partial(P)}{\partial x} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{2P}{\mu(P)Z(P)} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (5.3.5)$$

$$\frac{\partial(P)}{\partial y} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial y} = \frac{2P}{\mu(P)Z(P)} \frac{\partial P}{\partial y} \quad (5.3.6)$$

$$\frac{\partial(P)}{\partial z} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial z} = \frac{2P}{\mu(P)Z(P)} \frac{\partial P}{\partial z} \quad (5.3.7)$$

Multiplicando por $\frac{2RT}{M}$ la ecuación (5.3.1):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{2P}{\mu z} K \frac{\partial \phi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{2P}{\mu z} K \frac{\partial \phi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{2P}{\mu z} K \frac{\partial \phi}{\partial z} \right) = 2\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{z} \right) \quad (5.3.8)$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.3.5), (5.3.6), (5.3.7) en esta última expresión se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K \frac{\partial m(P)}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K \frac{\partial m(P)}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K \frac{\partial m(P)}{\partial z} \right) = 2\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{z} \right) \quad (5.3.9)$$

Derivando el lado derecho de esta última ecuación:

$$2\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{z} \right) = \frac{z \frac{\partial P}{\partial t} - P \frac{\partial z}{\partial t}}{z^2} = \frac{1}{z} \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{P}{z^2} \frac{\partial z}{\partial t} = \frac{P}{z} \left(\frac{1}{P} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.3.10)$$

Como la compresibilidad del gas está dada por:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial P} \quad (5.3.11)$$

La ecuación (5.3.10), se puede escribir sustituyendo la ecuación (5.3.11) como sigue:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{z} \right) = \frac{P C_g}{z} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.3.12)$$

Multiplicando el lado derecho de esta última expresión por $\frac{2\mu}{2\mu}$, lo que no altera la ecuación, se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{2P}{\mu Z} \frac{\mu C_g}{Z} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.3.13)$$

Recordando la ecuación (2.5.3.4) que expresa:

$$\frac{\partial m(P)}{\partial t} = \frac{2P}{\mu(P)Z(P)} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (5.4)$$

Y sustituyéndola en la ecuación (5.3.13)

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{\mu C_g}{Z} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad (5.3.14)$$

Sustituyendo la ecuación (5.3.14) en la ecuación (5.3.9) y dividiendo entre K se tiene:

$$\frac{\partial^2 m(P)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 m(P)}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 m(P)}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu C_g}{K} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad (5.3.15)$$

Que se puede escribir como:

$$\nabla^2 m(P) = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad (5.3.16)$$

Esta expresión es la ecuación de difusividad para un gas real en el cual no existe el termino fuente y donde α es la constante de difusividad que ha sido definida con anterioridad en la ecuación (5.3.16).

2.6. - Condiciones iniciales y condiciones de frontera.

Una vez que han sido definidas las ecuaciones que servirán para describir el proceso físico que ocurre en el yacimiento, es necesario establecer ciertas condiciones en el sistema que permitirán la solución de dichas ecuaciones.

Es necesario conocer, entre otras cosas, la variable dependiente a un tiempo inicial (t_0) para poder obtener la solución de la ecuación a otros tiempos. En la simulación, la variable dependiente es con frecuencia la presión y para calcular su distribución en un yacimiento a cualquier tiempo se debe tener la condición inicial, o condiciones iniciales como se les denomina comúnmente, las cuales toman la siguiente forma general:

$$P(x, y, z) = \lambda \quad (6)$$

Donde λ es una constante o una función que describe la distribución de un parámetro (presión o saturación) dentro del sistema al tiempo cero.

Refiriendo ésto a las ecuaciones que se han desarrollado, si se conoce la presión y/o las primeras derivadas espaciales de la misma en determinadas regiones de un yacimiento para todo valor en el tiempo, se dice entonces que se tienen las condiciones de frontera que se requieren para resolver las ecuaciones planteadas.

Así pues, el modelo matemático completo es una combinación de:

- Ecuaciones que gobiernan el comportamiento de flujo en el yacimiento.
- Condiciones iniciales, que proporcionan los valores de la variable dependiente a un tiempo inicial (t_0).
- Condiciones de frontera, que proporcionan los valores de la variable dependiente en determinadas regiones del yacimiento (fronteras) para cualquier tiempo.

2.7. - Modelo numérico utilizando diferencias finitas.

Una vez que ha sido establecido el modelo matemático capaz de describir el proceso físico que se presenta en el yacimiento se hace necesario obtener su solución. Sin embargo, las ecuaciones que representan el flujo de los fluidos en medios porosos son en general, como ya se ha visto, ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales que relacionan los cambios de presión y de saturación a través del medio con respecto al tiempo y para las cuales es casi imposible obtener una solución analítica. De ahí que surja la necesidad de transformar el modelo matemático a un modelo numérico, siendo éste el camino por medio del cual se puede llegar a una solución que sea aplicable.

2.7.1. - Proceso de discretización. Diferencias finitas.

Cuando alguien habla de dar una solución numérica a una ecuación, se está refiriendo a proporcionar resultados en puntos discretos dentro del sistema. El decir que las ecuaciones que se emplean en la simulación serán resueltas en forma numérica implica que se determinarán los parámetros dependientes (presiones y saturaciones) en puntos discretos en espacio y tiempo.

La discretización del espacio se hace al dividir el yacimiento en un número determinado de celdas. La discretización del tiempo se realiza al tomar intervalos del mismo para cada uno de los cuales el problema es resuelto. La medida de estos intervalos de tiempo depende del problema en particular que se esté manejando, hay que hacer notar que mientras menor sea el intervalo de tiempo utilizado, la solución que se obtenga será más aproximada. Así entonces los valores de la variable dependiente al resolver las ecuaciones numéricas se obtiene para cada uno de los bloques que componen la malla y para valores específicos de tiempo.

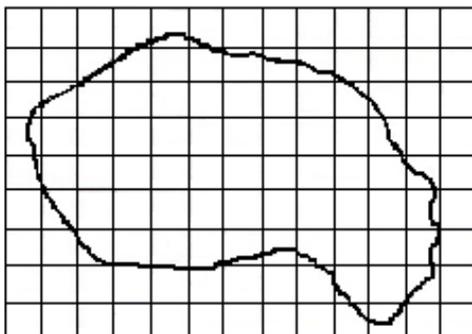


Fig. 5 Discretización en Espacio.

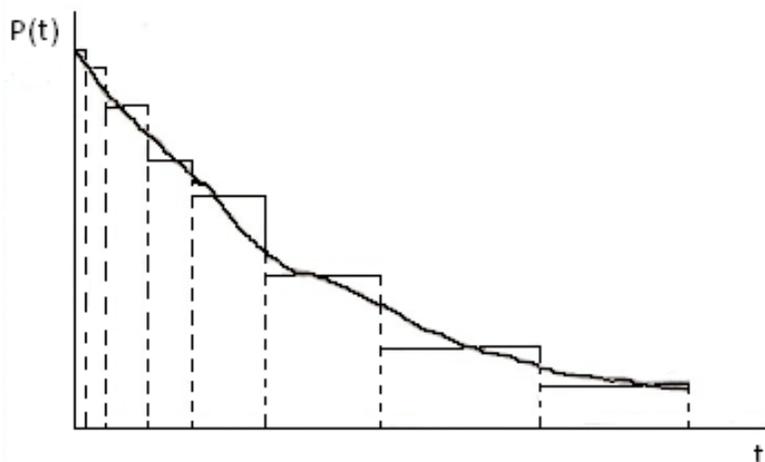


Fig. 6 Discretización en Tiempo.

La transformación de una ecuación diferencial continua a una forma discreta se hace generalmente utilizando el método de diferencias finitas, que consiste en sustituir las derivadas de la ecuación diferencial por fórmulas de derivación.

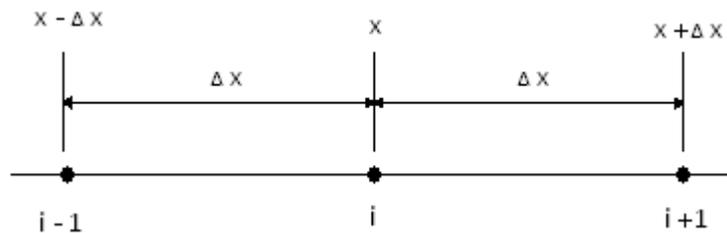
Así pues las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales son realizadas por su equivalente en diferencias finitas las cuales pueden obtenerse al expandir el polinomio de Taylor $P(x)$ generado por una función $f(x)$ en un punto dado $x = A$ y después resolver para la derivada que se requiere.

$$P(x) = f(A) + f'(A)(x - A) + \frac{f''(A)}{2!}(x - A)^2 + \frac{f'''(A)}{3!}(x - A)^3 + \dots + \frac{f^n(A)}{n!}(x - A)^n \quad (7)$$

A la expresión (7) se le conoce con el nombre de Polinomio de Taylor de grado n generado por $f(x)$ en el punto A , el cual es el principio básico utilizado en la derivación de las fórmulas de aproximación en diferencias finitas.

En el método de diferencias finitas, la evaluación de las funciones y sus derivadas se efectúa en los puntos x_i , considerando un intervalo $0,1$ dividido en R subintervalos de longitud Δx .

En donde: $i = 0, 1, 2, 3, \dots, R$



Por lo tanto:

$$\begin{aligned} x_{i+1} &= x_i + \Delta x & ; & & x_{i-1} &= x_i - \Delta x \\ x + \Delta x &= i + 1 & ; & & x - \Delta x &= i - 1 \end{aligned}$$

Utilizando la notación del polinomio de Taylor, para una función $f(x)$ en los puntos x_{i+1} y x_{i-1} , se tiene:

Diferencia finita hacia adelante:

$$f_{i+1} = f_i + f'_i \Delta x + \frac{f''_i}{2!} (\Delta x)^2 + \frac{f'''_i}{3!} (\Delta x)^3 + \dots + \frac{f^n_i}{n!} (\Delta x)^n \quad (7.2)$$

Diferencia finita hacia atrás:

$$f_{i-1} = f_i - f'_i \Delta x + \frac{f''_i}{2!} (\Delta x)^2 - \frac{f'''_i}{3!} (\Delta x)^3 + \dots + \frac{f^n_i}{n!} (\Delta x)^n \quad (7.3)$$

De esta forma, es posible determinar las condiciones frontera que se requieren para resolver las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, al aproximar en diferencias finitas la primera derivada de la función utilizando la notación en el polinomio de Taylor para una función $f(x)$ en determinadas regiones del espacio para todo valor de i .

Primera derivada:

$$f_i' = \frac{f_{i+1} - f_i}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (7.4)$$

$$f_i' = \frac{f_i - f_{i-1}}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (7.5)$$

En donde, $O(\Delta x)$ es el error de truncamiento, el cual corresponde a los términos no utilizados en la aproximación de la primera derivada.

2.7.2. - Sistema de cuadrícula de malla.

Se ha comentado que en la simulación es sobrepuesto al plano estructural del yacimiento un sistema de cuadrícula o sistema de celdas, siendo cada celda una unidad básica usada en el simulador. Así pues, algunos puntos básicos a considerar en la selección del sistema de celdas son los siguientes:

- a) El sistema de la malla en toda su forma será rectangular.
- b) La malla tendrá la menor cantidad de bloques como sea posible, dependiendo la heterogeneidad del yacimiento.
- c) La malla será correctamente orientada, clasificada según su tamaño y su forma para permitir una buena aproximación de los límites del yacimiento.
- d) Si existe permeabilidad direccional u orientada, un eje de la malla estará en la dirección de máxima permeabilidad. Dicha permeabilidad podrá ser determinada por medio de pruebas de presión.

- e) Tratar de colocar un pozo por bloque y en centro del mismo.
- f) Si se sabe de la existencia de un acuífero o si se sospecha flujo de agua, el sistema de malla incluirá hileras extras de celdas a cubrir el acuífero para simular el flujo de agua.

Ahora bien, para cerrar las fronteras cuando se utiliza una malla de bloques, existen básicamente dos maneras de lograrlo, que son:

- a) Evitar el flujo a través de toda la periferia, haciendo las transmisibilidades de dicha periferia igual a cero.
- b) Extender la malla agregando bloques virtuales externos a dicha frontera y haciendo las propiedades (presiones, saturaciones, permeabilidades, etc) de cada bloque agregado iguales a los del bloque interior inmediato adyacente, de tal manera que no haya cambio de bloque a bloque adyacente y el flujo sea cero. La deficiencia de esta segunda forma es que se genera una nueva red, lo que implica un aumento considerable de ecuaciones.

2.8. - Evaluación de la combustión de aceite pesado con un simulador numérico comercial.

Con base en los principios bajo los cuales trabaja un simulador numérico de yacimientos comercial "Builder" de la compañía Computer Modelling Group LTD (CMG) implementado en el laboratorio de pruebas piloto del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), se diseñó un tubo de combustión para ejemplificar la recuperación de aceite pesado mediante inyección de aire a nivel tubo de combustión, con el propósito de introducirse al manejo de la simulación numérica de yacimientos, por lo que el ejercicio que a continuación se muestra pretende ser meramente ilustrativo.

Se comenzó fijando las dimensiones del tubo en los ejes x, y, z, así como el número de celdas que se requieren para tener el sistema adecuado y así el simulador efectuó los cálculos en cada uno de los bloques.

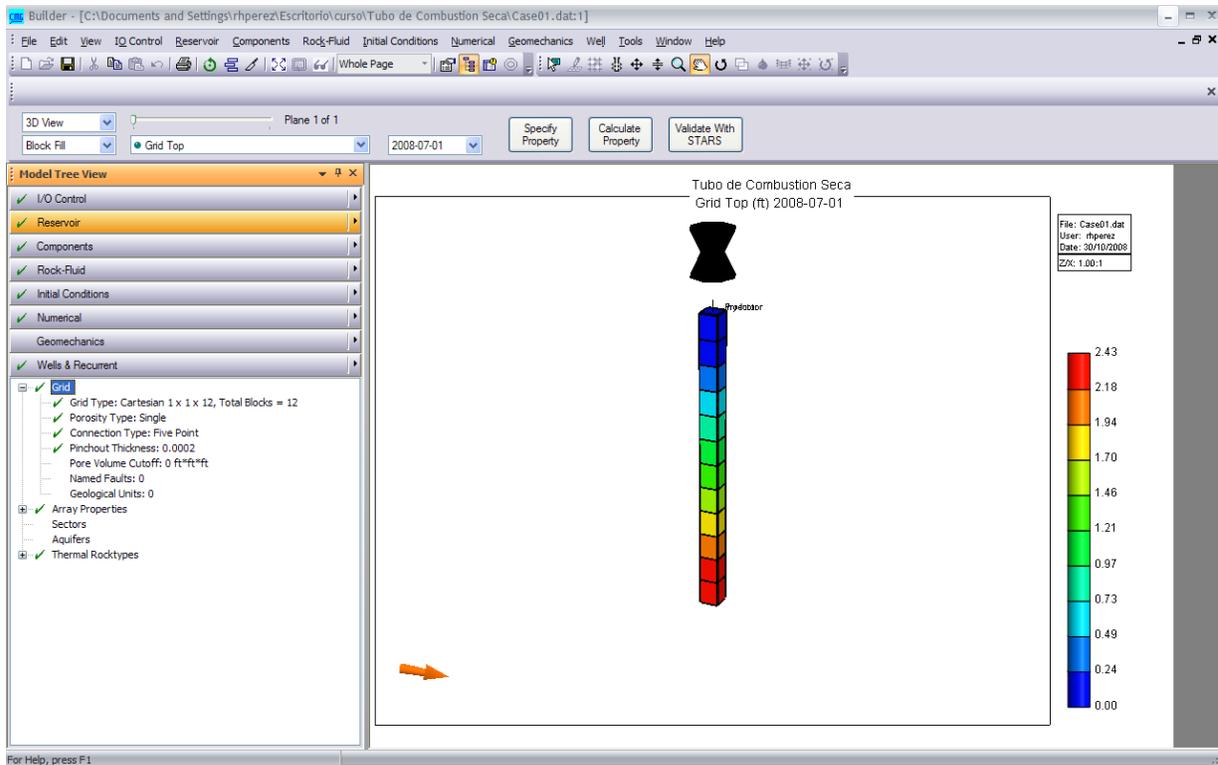


Fig. 7 Dimensionamiento del tubo de Combustión.

El siguiente paso consiste en introducir las propiedades del aceite y del yacimiento, tales como presión, temperatura, saturación, porosidad, permeabilidad, principalmente.

General Property Specification				
Edit Specification				
	Go To Property:	Grid Thickness	Use Regions / Sectors	
	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I
UNITS:	ft	ft		md
SPECIFIED:		X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X
Whole Grid		0.2952	0.4142	12700
Layer 1				
Layer 2				
Layer 3				

Fig. 8 Especificación de las propiedades generales del yacimiento.

General Property Specification
 Edit Specification

Go To Property:

	Gas Connate Saturation	Gas Mole Fraction(N2_CO)	Gas Mole Fraction(Oxygen)
UNITS:			
SPECIFIED:	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X
Whole Grid	0.168	1	0
Layer 1			
Layer 2			
Layer 3			

Fig. 9 Especificación de las propiedades generales del yacimiento.

General Property Specification
 Edit Specification

Go To Property:

	Oil Saturation	Pressure	Temperature	Water Connate Saturation
UNITS:		psi	F	
SPECIFIED:	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X
Whole Grid	0.654	300	158	0.178
Layer 1				
Layer 2				
Layer 3				

Fig. 10 Especificación de las propiedades generales del yacimiento.

STARS Other Reservoir Properties

Rock Type:

Rock Thermal Properties

Volumetric Heat Capacity:

T-dependent Coefficient:

Thermal Conductivity

Thermal Conductivity Phase Mixing

SIMPLE
 COMPLEX
 TEMPER

Reservoir Rock:
 Water Phase:

Oil Phase:
 Gas Phase:

Solid Phase:

Use The Temperature Dependent Table for Thermal Conductivity

Isotropic thermal conductivities
 Anisotropic thermal conductivities

Fig. 11 Parámetros del yacimiento.

De igual manera, se introdujeron las propiedades de los componentes y fases, así como las condiciones iniciales.

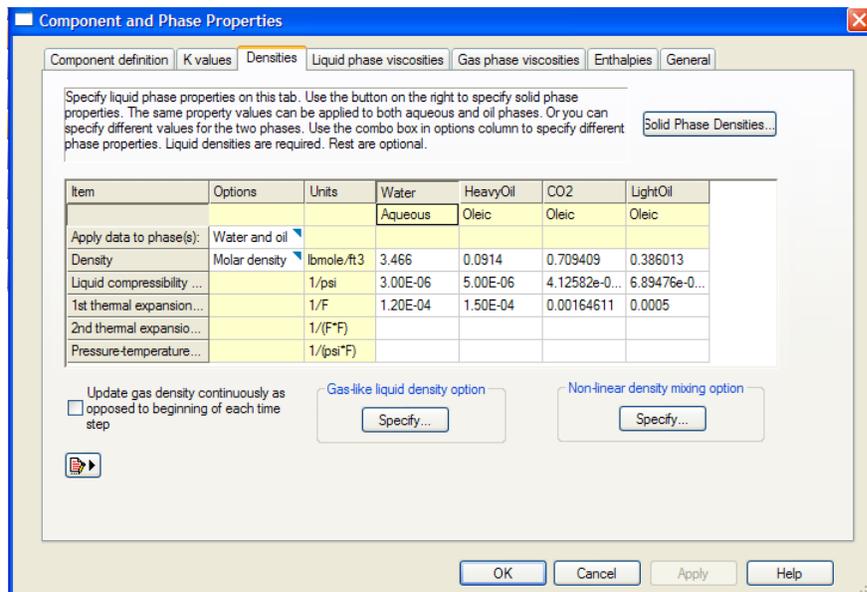


Fig. 12 Propiedades de los componentes y fases.

Cabe destacar, que una de las partes primordiales de la simulación es la introducción de las reacciones correspondientes, ya que ellas regirán el comportamiento del hidrocarburo pesado en el tubo de combustión.

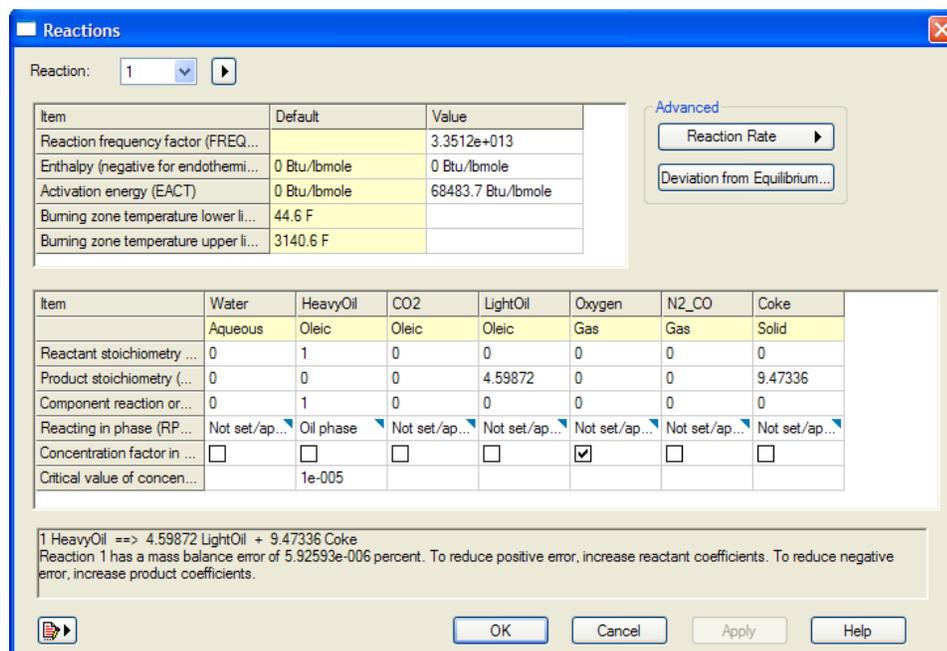


Fig. 13 Reacciones en el tubo de combustión.

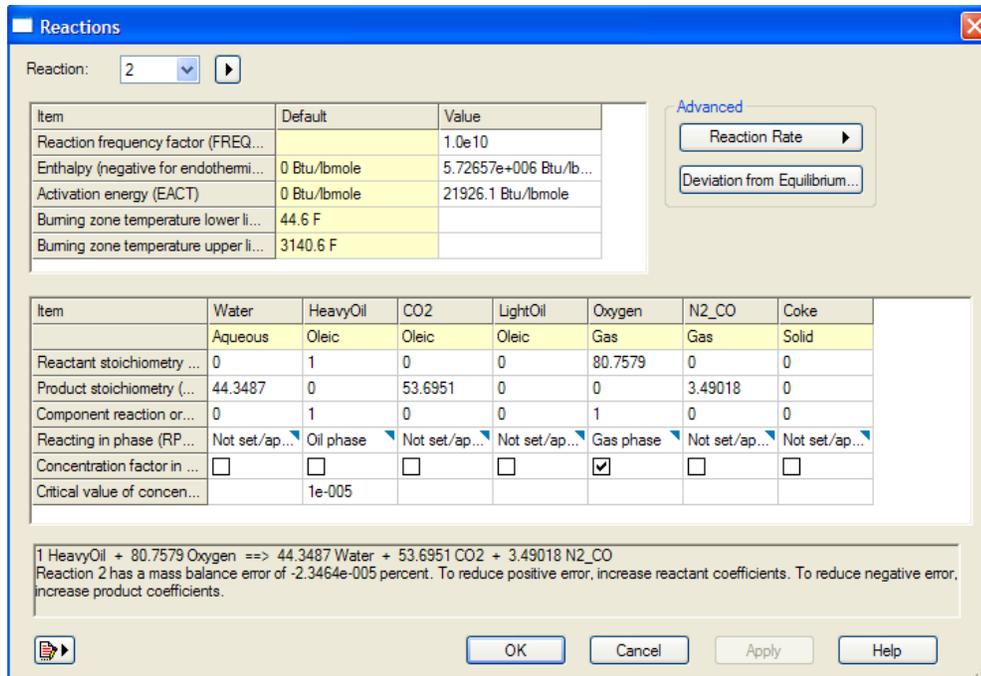


Fig. 14 Reacciones en el tubo de combustión.

En la etapa preliminar a la obtención de la simulación del tubo de combustión, se establecen parámetros y características propias del pozo inyector y productor para así, obtener el modelo de la recuperación mejorada de hidrocarburo pesado en un tubo de combustión.

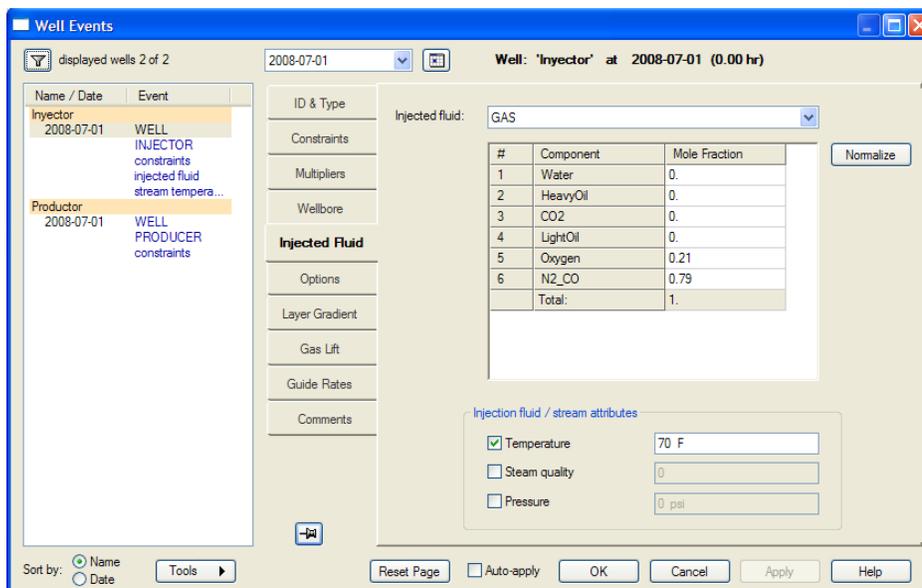


Fig. 15 Parámetros del pozo inyector y productor.

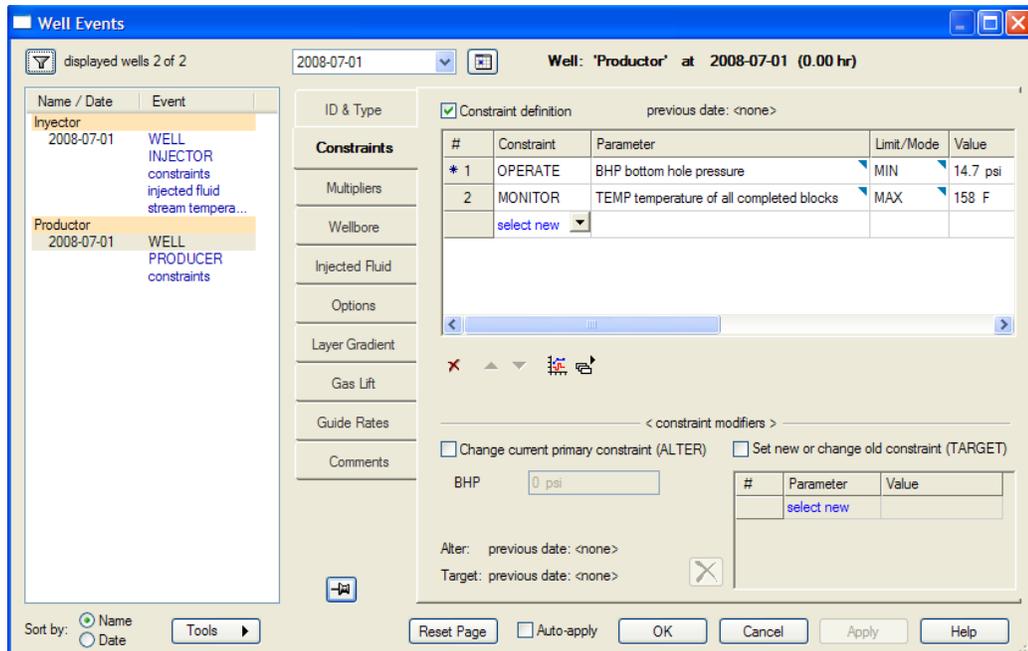


Fig. 16 Parámetros del pozo inyector y productor.

Ya una vez introducidos los parámetros y datos requeridos por el simulador, que caracterizan tanto al yacimiento como al aceite, se procede a correr el programa para verificar posibles errores, de lo contrario se obtendrán diferentes resultados que describirán el comportamiento del aceite en el tubo de combustión, como el que a continuación se muestra.

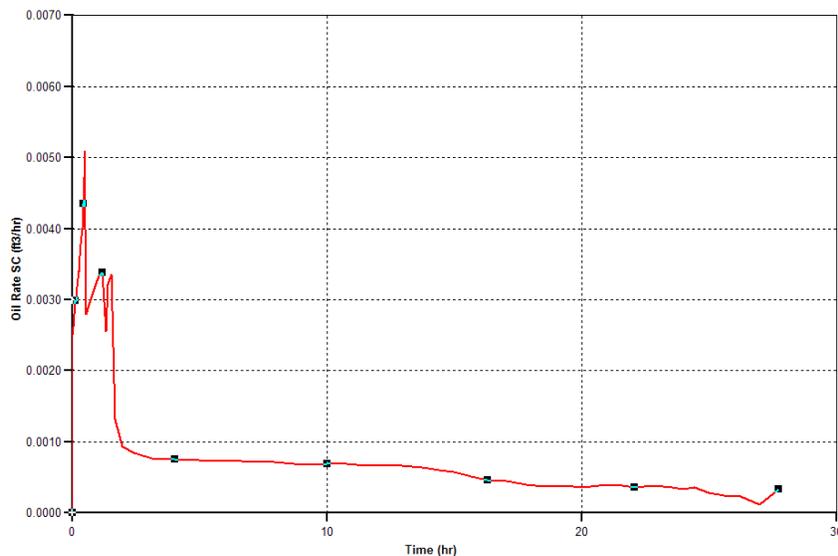


Fig. 17 Recuperación de aceite con respecto al tiempo.

En la gráfica anterior se muestra el comportamiento de la recuperación de aceite con respecto al tiempo (**Fig. 17**), pudiéndose observar que el primer pico se debe a la energía que se aplicó mediante una resistencia eléctrica, la cual provocó un incremento de temperatura y por lo tanto de presión, lo que originó que la producción aumentara de manera significativa en ese punto, de igual forma se puede apreciar que conforme el tiempo transcurre, la recuperación de aceite es menor.

Cabe mencionar, que la simulación que se llevó a cabo no corresponde a ninguno de los experimentos que se analizaron en esta tesis, ya que debido a la carencia de datos y la confidencialidad de los mismos, no se pudo realizar la simulación de alguno de los dos experimentos (aceite del Golfo de México y Venezuela), por lo que el ejemplo anteriormente citado es una idea general de lo que es la simulación numérica de yacimientos.

CAPÍTULO 3.- PROCESO EXPERIMENTAL

3.1. - Equipo experimental:

El equipo experimental está formado por 5 partes principales:

- Sistema de inyección de fluido,
- Tubo de combustión.
- Sistema de producción de fluido.
- Cromatógrafo de gases.
- Sistema de grabación de datos.

En la **Fig. 18**, se muestra un diagrama esquemático de los aparatos empleados en el experimento.

3.1.1. - Sistema de inyección de fluido.

El sistema de inyección de fluido consta de 2 partes: Inyección de nitrógeno y aire. Ambas partes son independientes (a través de un tubo de 0.64 cm) y se alimentan al sistema a través de un panel de control de válvulas. La cantidad de nitrógeno o aire inyectado se controla mediante un controlador de flujo másico, el cual está instalado antes del transductor de presión. La línea del tubo de 0.64 cm se reduce a una línea de 0.32 cm, mediante la cual se alimenta el gas al tubo de combustión.

3.1.1.2. - Inyección de nitrógeno.

El nitrógeno se usa para detectar fugas en el sistema antes de que se lleve a cabo la combustión, permitiéndole fluir a través del controlador de flujo másico hacia el tubo de combustión. El nitrógeno también se emplea para presurizar el tubo de combustión, cerrando el regulador de presión y la válvula final de la corriente de producción. Al término del proceso de combustión, el nitrógeno se inyecta al sistema para purgar y enfriar el tubo.

3.1.1.3. - Inyección de gas.

En esta tesis, el término aire se usa para referirse a la mezcla normal de oxígeno y nitrógeno en la atmósfera. El aire se inyecta en cantidad constante de 3 L/min durante la corrida de la combustión. Un tanque de oxígeno con la concentración deseada se conecta al sistema de inyección. Cuando la temperatura de la interface de la mezcla de arena limpia alcanza aproximadamente 300°C, se permite fluir aire a razón de 3 L/min en el tubo de combustión para dar inicio a la ignición y mantener la combustión. La inyección continúa hasta que el frente alcance la parte final del tubo de combustión (no hay más líquidos producidos). En este momento, la inyección de aire cambia a inyección de nitrógeno.

3.1.2. - Tubo de combustión.

El tubo de combustión (**Fig. 19**), Un regulador es un cilindro de acero inoxidable con un diámetro externo de 7.62 cm, un grosor de 0.16 cm y una altura de 101.92 cm. El montaje muestra el camino o ruta para la introducción de un termopozo de 0.47 cm (**Fig. 20**). Un tubo más, de 25.4 cm de longitud por 0.79 cm se fija fuera del centro sobre el borde superior del tubo de combustión para permitir la inyección de aire por medio de una reducción que encaja a una entrada de 0.32 cm. Se emplea un tubo de acero que se suelda al borde inferior del tubo de combustión para permitir la colección de fluidos en el sistema de producción.

El tubo de combustión se coloca dentro de la camisa de vacío (**Fig. 21**) a 20.32 cm de diámetro externo del tubo de combustión y 116.84 cm de longitud. La camisa de vacío se cubre con un grosor de 2.54 cm de material aislante. Los bordes se sellan al final de la camisa de vacío a anillos de goma. Se instala una conexión en el borde superior de la camisa de vacío la cual proporciona corriente eléctrica a la resistencia. El borde inferior de la camisa de vacío también permite la inserción de la parte final inferior de la celda de combustión que a su vez también proporciona una conexión de tubería para propósitos de vacío. La camisa de vacío se aísla de la celda de

combustión con teflón instalado en ambos extremos del tubo. La parte exterior de la camisa de vacío es una cubierta de aluminio. El centro de la camisa de vacío se conecta a un rotor que le permite girar de posición horizontal a la posición vertical.

1. Filtro de aire.
2. Controlador de flujo másico.
3. Transductor de presión de inyección.
4. Montaje del Tubo de Combustión.
5. Sistema de separación.
6. Condensador.
7. Transductor de presión de producción.
8. Eliminador de H_2S
9. Drierita (Sulfato de Calcio)
10. Medidor de prueba de humedad.
11. Cromatógrafo de gases.
12. Registrador de datos.
13. Computadora.

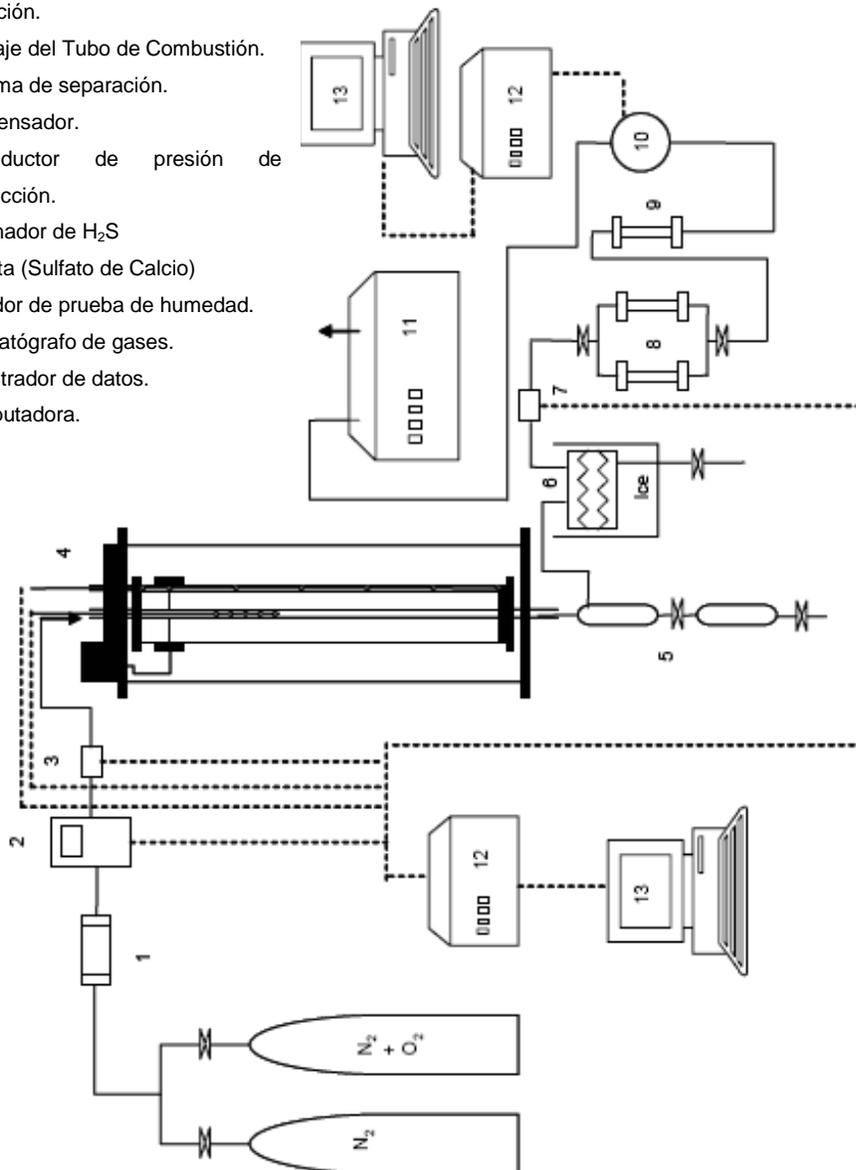


Fig. 18 Diagrama esquemático del equipo experimental.



Fig. 19 Tubo de Combustión.

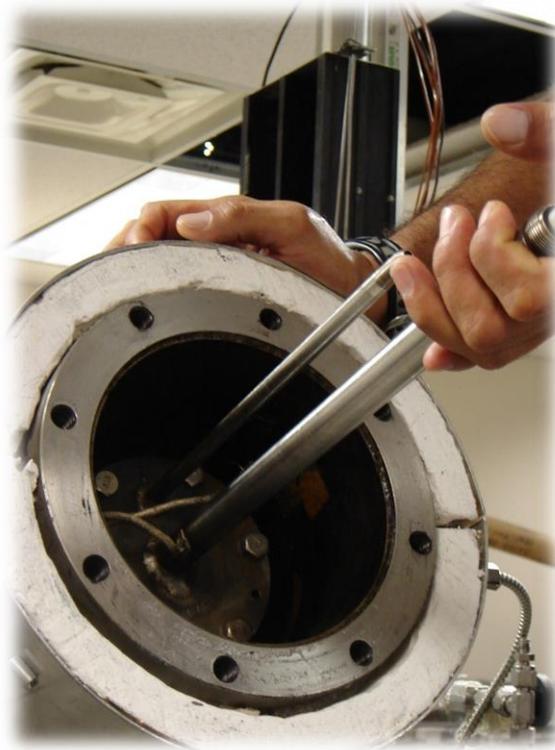


Fig. 20 Termopozos.

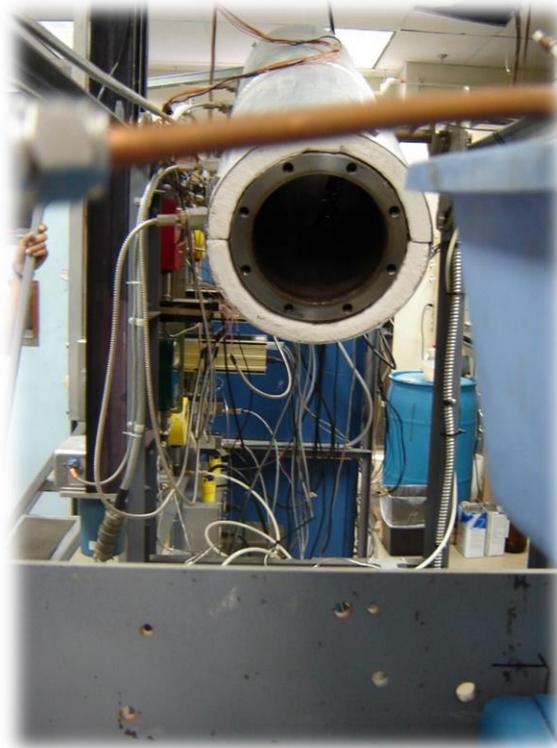


Fig. 21 Camisa de vacío.

Un juego de seis termopares de tipo J fijos (Hierro vs Cobre-Níquel) los cuales manejan un intervalo de medición de temperatura de -210 a 1200 °C traspasan el extremo del termopozo asignado y un termopar de Tipo J móvil traspasan el otro extremo. Todos los termopares que se usan tienen un grosor de 0.01 cm. El juego de seis termopares se inserta dentro de una funda (**Fig. 22**) a las siguientes profundidades: 1.4 , 11.0 , 25.1 , 53.3 , 67.4 , 81.5 y 95.6 (cm) respectivamente medidos desde lo alto del tubo de combustión.

El sistema del tubo de combustión se coloca verticalmente y se asegura al sistema de producción final y al brazo del motor del termopar móvil. Cada uno de los termopares se conecta a su terminal para mostrar o registrar su señal al compilador de datos y/o al monitor del ordenador personal y/o el panel de control.

3.1.3. - Sistema de producción de fluido.

Un regulador de presión (**Fig. 23**), mantiene la presión del exterior del tubo de combustión en un nivel constante predeterminado durante el experimento. Los líquidos que abandonan el tubo de combustión pasan por una separación de dos etapas donde son recogidos en la salida de producción (**Fig. 24**). Los gases pasan por un condensador que mantiene una temperatura baja para recuperar cualquier volumen de líquido en esta corriente (**Fig. 25**). En tal caso, una salida de la unidad condensada puede ser usada.

Los gases que fluyen hacia el cromatógrafo de gases pasan a través de un filtro para eliminar el H_2S usando una columna de permanganato de potasio, deshidratándolos mediante una columna de sulfato de calcio, antes de entrar al cromatógrafo de gases (**Fig. 26**).



Fig. 22 Termopares



Fig. 23 Regulador de Presión.



Fig. 24 Separador de dos pasos.



Fig. 25 Condensador.



Fig. 26 Eliminador de H₂S y columna de Drierita.

3.1.4. - Cromatógrafo de gases.

Una pequeña fracción del gas producido se inyecta a un Cromatógrafo HP 5890 Series II (**Fig. 27**) donde el gas se analiza para determinar dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y monóxido de carbono cada 5 minutos. Este dato se registra en un Integrador HP 3966A. Un medidor de acumulación de flujo volumétrico se instala antes del cromatógrafo de gases para permitir la medición de la producción de los gases de combustión, cuyos datos se registran en una computadora (**Fig. 28**).

3.1.5. - Medición de datos y sistema de registro.

Dos registradores de datos y dos computadoras personales (**Fig. 29**) se usan para registrar los siguientes parámetros: tiempo, temperatura de la camisa de vacío, temperatura de los termopares fijos y móviles, presión de inyección, presión de producción, profundidad del fondo del termopar móvil, cantidad de gas inyectado, promedio de la cantidad de gas producido, cantidad de gas acumulado. Los parámetros se registran en intervalos de 30 segundos y la mayoría de ellos se muestran en los monitores de las computadoras personales, con propósitos de monitoreo. Una vista completa de los aparatos empleados se observa en la (**Fig. 29**)

3.2. - Procedimiento Experimental.

Primeramente, se prepara una mezcla homogénea de arena (600-850 micras), aceite crudo pesado y agua destilada en un tazón grande con una composición previamente establecida y ya una vez obtenida dicha mezcla, se pesa. La tapa inferior del tubo de combustión se instala. Se introduce en el tubo un termopozo de 0.47 cm conectado al acero endentado que protege la parte inferior del tubo para prevenir el bloqueo de arena. Porciones de aproximadamente 200 g de mezcla se introducen en el tubo una vez que el tubo de combustión se sujeta en posición vertical. Un émbolo de madera pesado pasa a través del termopozo para compactar la muestra dentro del tubo. El proceso de adición de muestra y la compactación se

repite hasta que el tubo se llena cerca de 10 cm de la cima. Aproximadamente 5 ml de aceite de linaza se colocan en la cima de la muestra para dar inicio a la ignición. El tubo de combustión se llena hasta la cima con arena limpia. La mezcla restante en el tazón se pesa para determinar la cantidad de mezcla colocada en el tubo de combustión.

La tapa superior del tubo de combustión se instala y los cerrojos del borde se aseguran. El montaje de inyección se instala cuidadosamente, pasando a través del termopozo. El nitrógeno se introduce en la entrada de inyección y con la salida del tubo de combustión cerrada, la celda se prueba a presión para detectar fugas a una presión de 28.12 kg/cm² por 30 minutos. Una vez que la prueba de hermeticidad resulta exitosa, la conexión de salida de la celda de combustión se abre lentamente y la presión en el tubo disminuye hasta la presión atmosférica. El montaje de inyección se desinstala y se coloca una resistencia eléctrica al exterior del tubo de combustión a la misma profundidad en la cual fue colocado el aceite de linaza.

El tubo se coloca cuidadosamente dentro de la camisa de vacío la cual se inclina aproximadamente a 30° de la horizontal para permitir un mejor manejo del tubo de combustión. El borde inferior del tubo de combustión se aísla con un material y el borde inferior de la camisa de vacío se instala. La resistencia eléctrica se conecta a la fuente de voltaje. El montaje de inyección se substituyó por las fundas de los termopares fijo y móvil, dichos termopozos se adhieren con teflón a la salida y al montaje de inyección para sellar la camisa de vacío hacia el tubo de combustión. La camisa de vacío se coloca en posición vertical y la salida del tubo de combustión se asegura a la sección de producción. La funda del termopar móvil se fija al brazo del motor y todos los termopares se conectan a sus terminales. La camisa de vacío se prueba por una hora con un vacío de aproximadamente 28 mmHg.



Fig. 27 Cromatógrafo de gases HP 5890 Series II.



Fig. 28 Computadora para registro de datos.



Fig. 29 Vista completa de los aparatos.

Previo al comienzo de la corrida del experimento, el controlador de flujo másico se calibra a la cantidad de inyección necesaria, así también se calibra el cromatógrafo de gases, la parte inferior de la funda del termopar móvil se levanta hasta alcanzar la profundidad del aceite de linaza, y la parte comprendida por arena se presuriza con nitrógeno hasta 21.09 kg/cm^2 . La corriente eléctrica aumenta gradualmente en la resistencia empleando un transformador de potencia variable. Aproximadamente 90 minutos después, la temperatura del tubo de combustión en la resistencia alcanza cerca de 300°C y la inyección de aire se inicia a razón de 3 L/min .

El regulador de presión se ajusta para mantener una presión de producción de 21.09 kg/cm^2 . La lectura del termopar móvil se observa que incrementa rápidamente a 520°C , una muestra clara de que la ignición ocurre dentro del tubo de combustión. La composición del gas de combustión se mide cada 5 minutos; los perfiles de temperatura se miden aproximadamente cada 15 cm , y la producción de

líquidos cada 15-20 minutos. Se toman lecturas exactas de los perfiles de temperatura con un juego de seis termopares fijos, lo cual permite el registro de 6 entradas justo atrás y a lo largo del frente de combustión.

La producción inicial de agua y aceite varía dependiendo de la composición inicial de la mezcla y del aire inyectado, los líquidos se colectan en botes graduados los cuales se guardan para posteriores análisis. El término de la corrida de la combustión ocurre cuando se deja de producir aceite.

CAPÍTULO 4. - ANALISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

En el estudio presente se analizaron los resultados pertenecientes a dos experimentos de laboratorio en los cuales se empleó el proceso de combustión in-situ mediante la inyección de aire usando aceite pesado del Golfo de México caracterizado por su alta viscosidad (12.5 °API) y aceite de Venezuela (9 – 11 °API), con el fin de incrementar la movilidad de dicho aceite dentro del tubo por efecto del calor generado por la combustión.

Para ambos casos la prueba de combustión fue desarrollada bajo condiciones constantes de presión (21.09 kg/cm²) e inyección de aire (3 L/min). Esta última fue iniciada cuando la temperatura de la roca alcanzó 350 °C. La resistencia fue apagada 10 minutos después de que comenzó la inyección de aire.

De esta forma, el objetivo principal de la experimentación radicó en obtener los datos necesarios que aportaron información cuantitativa sobre el total de aceite recuperado y el rendimiento del proceso de combustión, con el propósito de estimar la viabilidad de este método de recuperación mejorada de aceite pesado, analizando el comportamiento de la combustión a través de los siguientes parámetros:

1. Producción de aceite.
2. Tiempo de producción.
3. Perfil de temperatura.

4.1. - Análisis de resultados experimentales de aceite pesado del Golfo de México.

El medio poroso utilizado para el tubo de combustión fue dolomita carbonatada triturada con 41.9 % de porosidad y un tamaño de partícula de 0.42 mm. La concentración en peso de aceite, agua y roca en la muestra introducida en el tubo de combustión fueron aproximadamente de 5.38%, 5.75% y 88.87% peso, respectivamente.

Las propiedades originales del aceite se muestran a continuación:

Tabla 8. Propiedades del aceite original (Golfo de México)

PARÁMETROS	PROPIEDADES
Gravedad °API	12.5
Agua destilada (% Vol)	0.2
Viscosidad (cSt)	
298.0 K	18130
310.8 K	6250
327.4 K	1490
Sulfuro Total (% peso)	5.56
Nitrógeno Total (% peso)	0.75
Residuos de Carbono (% peso)	16.0
SARA (% peso)	
Saturados	18.0
Aromáticos	22.0
Resinas	34.0
C ₇ Insoluble	26.0
Contenido de Metales (ppm)	
Fe	24.1
Ni	119
V	496.2
Aceite (% peso)	5.38
Agua (% peso)	5.75
Roca (% peso)	88.87

La combustión se llevó a cabo desde el principio del experimento durando 11.2 horas.

4.1.2. - Producción de gases de combustión.

Durante la experimentación, las concentraciones determinadas con el cromatógrafo de gases en intervalos de 5 minutos fueron CO₂, O₂, N₂ y CO, además se reportaron las relaciones CO₂/CO y CO/ (CO₂+CO) basados en el análisis del gas de combustión.

De acuerdo a los gráficos obtenidos y tomando en cuenta la escala establecida, se observa poca variación en la relación de los gases CO_2/CO producidos, lo cual muestra que la combustión fue estable. Asimismo, se considera una eficiencia de combustión buena ya que el O_2 se está consumiendo para formar CO_2 , como lo muestran las **Fig. 30 y 31**

Por otra parte, en la **Fig. 30**, se observa que el primer pico es más alto con respecto a los demás, debido a que se presentaron ligeras variaciones de presión de vacío por motivo de la duración de la prueba de combustión, impidiendo controlar durante la experimentación la adiabaticidad del proceso al 100% por lo que se originaron pequeñas pérdidas de calor en el sistema y un decremento en la temperatura como se observa posteriormente.

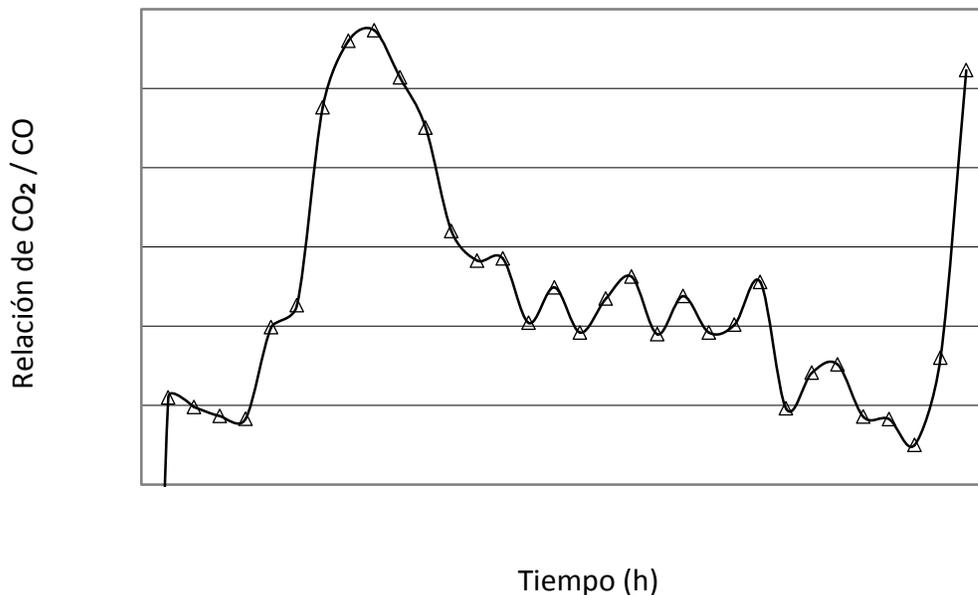


Fig. 30 Relación de los gases de combustión CO_2 / CO vs Tiempo.

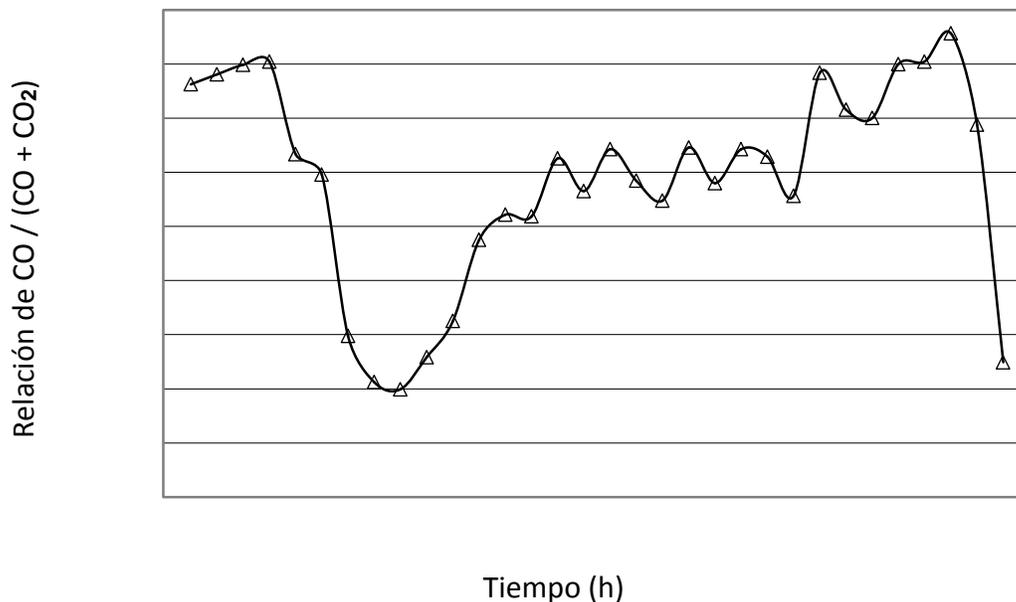


Fig. 31 Relación de los gases de combustión CO / (CO + CO₂) vs Tiempo.

La **Fig. 31**, muestra que la producción de CO se mantuvo por debajo de la producción de CO₂, corroborando lo anteriormente mencionado.

4.1.3. - Perfil de temperatura.

El análisis del perfil de temperaturas es requerido en toda prueba de combustión para determinar la velocidad a la cual se está propagando el frente de combustión. La **Fig. 32**, muestra los perfiles de temperaturas con respecto a la longitud del tubo a distintos tiempos registrados en la **Fig. 33**, la cual corresponde a los perfiles de temperaturas con respecto al tiempo medidos en una sola posición del tubo. El frente de combustión en la **Fig. 32**, fue registrado mediante el termopar móvil.

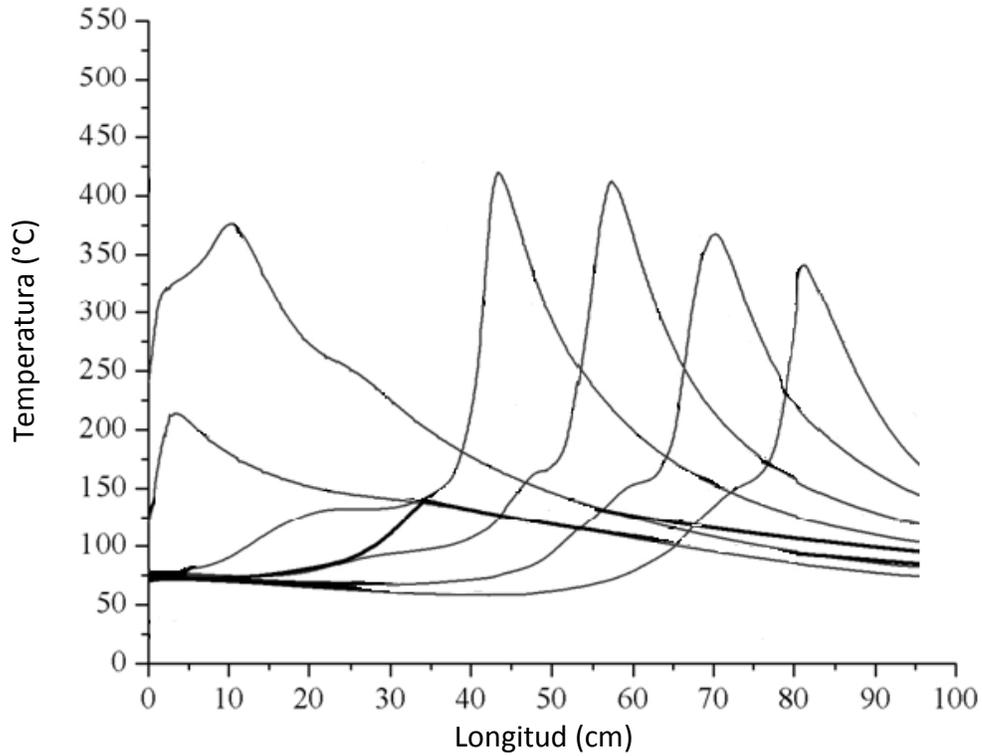


Fig. 32 Perfil de Temperatura del aceite de combustión vs. Longitud del tubo de combustión.

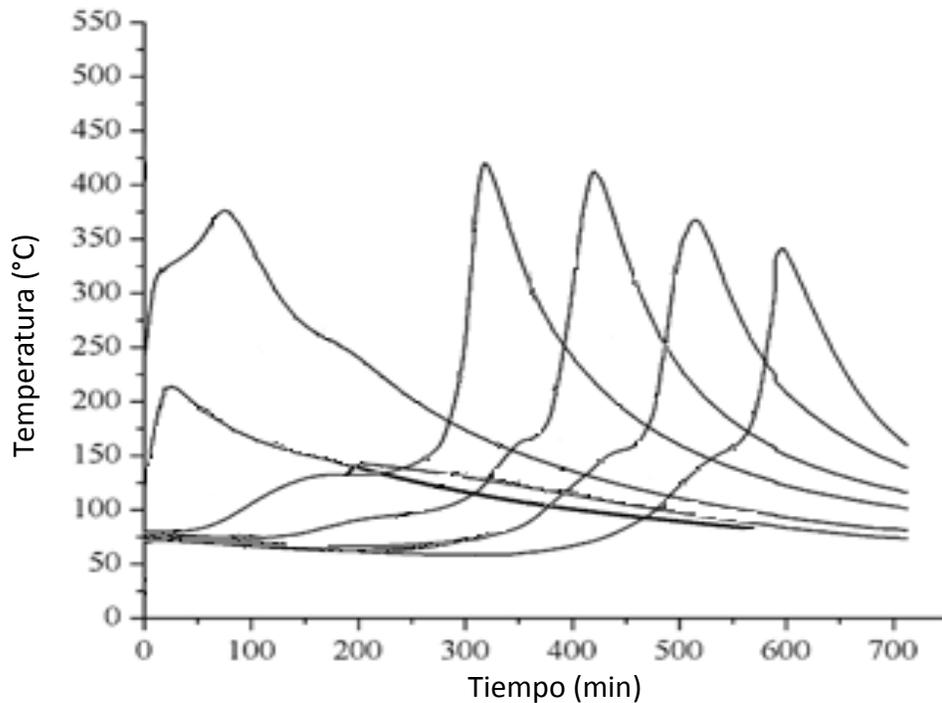


Fig. 33 Perfil de Temperatura del aceite de combustión vs. Tiempo.

En ambas figuras se observa una estabilidad en la temperatura de la combustión a partir del tercer perfil registrado, observándose una variación amplia de temperatura entre el primer y segundo perfil con respecto a los demás, Asimismo, se muestra que ambos perfiles se superponen en espacio y tiempo. Esto debido a que al inicio de la experimentación se realizaron ajustes en la posición del termopar móvil para localizar el frente de combustión, por ésta razón el perfil que se debe considerar es el que registra la temperatura más alta, ya que ésta muestra la temperatura del frente de combustión. Por otra parte se observa una disminución de la temperatura en los dos últimos registros debido a las ligeras pérdidas de vacío durante la experimentación. De esta forma y de acuerdo a los gráficos obtenidos, la temperatura promedio de combustión detectada fue de 430 °C, y la velocidad promedio del frente de combustión resulto 8.18 cm/h.

En los perfiles de temperatura obtenidos se observa primero la formación de una parte plana; una vez iniciada la combustión, en ésta zona se forman vapores de los hidrocarburos ligeros como producto de la destilación y evaporación súbita. Posteriormente se observa un incremento de temperatura, en donde a éstas condiciones de temperatura y presión elevadas, el agua congénita se evapora súbitamente. Éste vapor de agua es transportado por delante del frente de combustión el cual entra en contacto con el aceite calentándolo.

Por otra parte surge el craqueo térmico dando como resultado una fracción volátil de hidrocarburo y un residuo pesado denominado coke, el cual es el combustible necesario para seguir manteniendo la combustión. Finalmente la formación del plateau muestra el ancho del frente de combustión y la temperatura máxima alcanzada por éste; es en esta zona donde la combustión está quemando el coke formado anteriormente por la reacción de pirólisis. Una vez quemado el coke, el frente de combustión se mantiene constante, sin embargo se observa un abatimiento de temperatura debido a que el frente de combustión se ha ido alejando del termopar fijo que lo detectó.

4.1.4. - Producción de aceite.

La producción inicial de aceite ocurrió a las 7.91 horas de haber iniciado la prueba de combustión como lo muestra la **Fig. 34**, que muestra el volumen de aceite producido a diferentes tiempos, en donde se observa que cerca de las 10.5 horas la producción de aceite comenzó a disminuir notablemente finalizando ésta a las 11.2 horas, lo cual muestra que la prueba de combustión llega a su término.

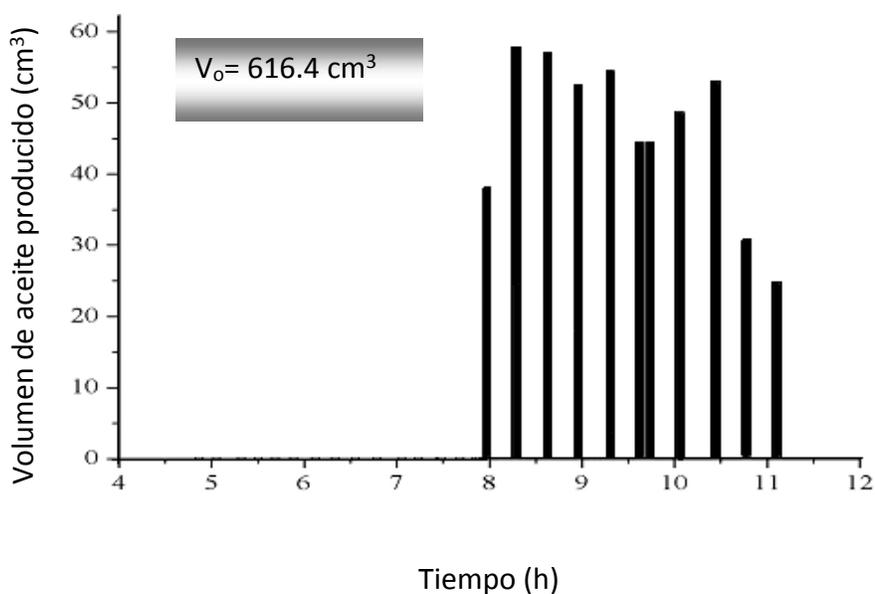


Fig. 34 Volumen de aceite producido en el tubo de Combustión vs. Tiempo.

En la **Fig. 35**, se muestra el volumen acumulado de aceite producido entre las 6.4 y las 11.2 horas con una recuperación total del 81.6 % del aceite original en el tubo, equivalente a 503.5 cm^3 de un volumen inicial de 616.4 cm^3 .

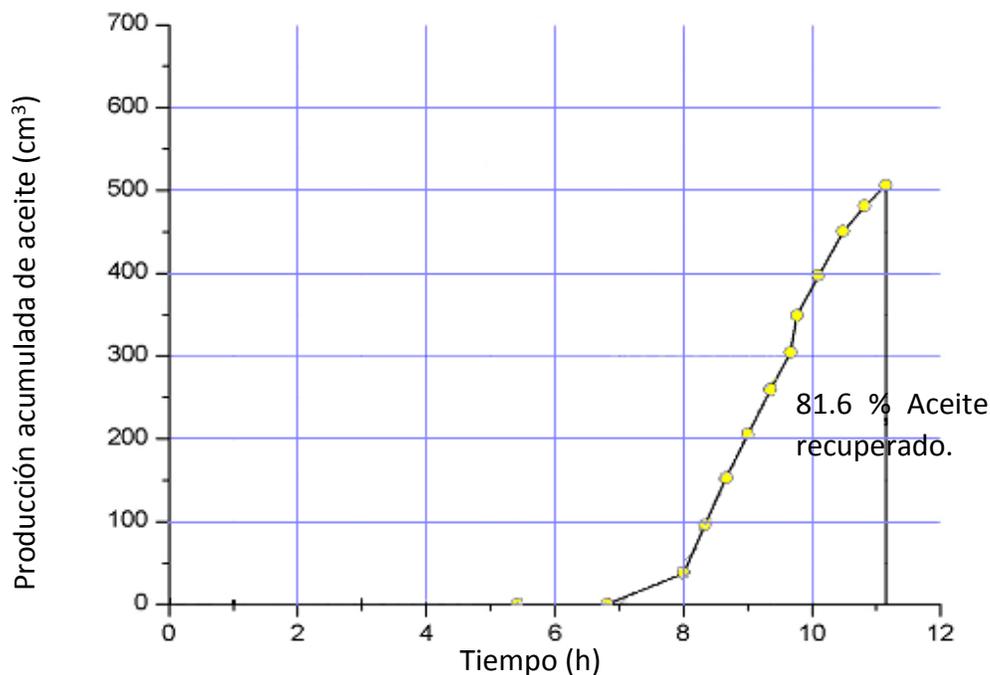


Fig. 35 Producción acumulada de aceite en el tubo de combustión.

4.2. - Análisis de resultados experimentales de aceite pesado de Venezuela.

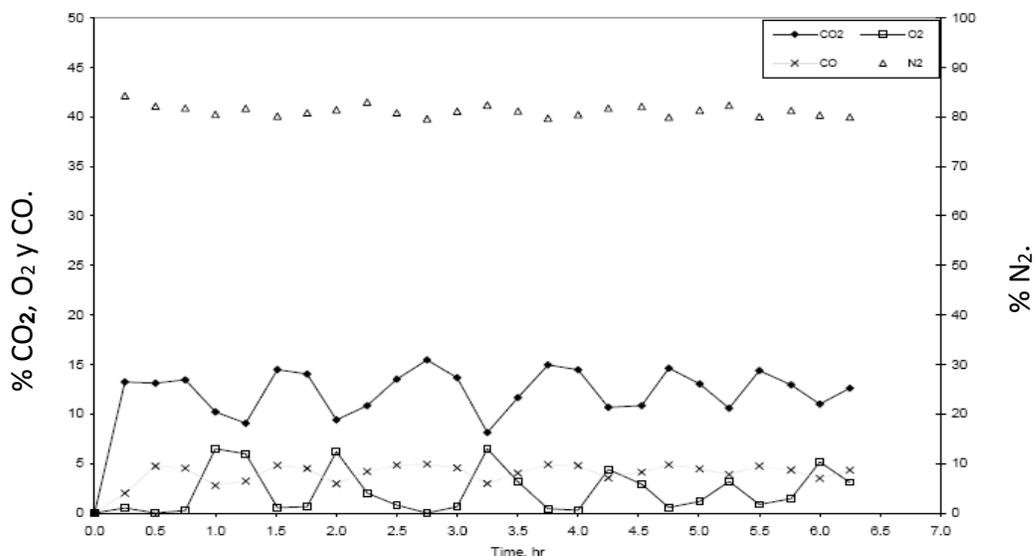
En este experimento, la concentración en peso del aceite, agua, arcilla y arena fue de 4.69%, 4.04%, 4.67% y 86.6%, respectivamente; la longitud del tubo de combustión fue de 89.92 cm. Las propiedades originales del aceite se muestran a continuación:

Tabla 9. Propiedades del aceite original (Venezuela).

PARÁMETROS	PROPIEDADES
Gravedad °API	9 - 11
Longitud (cm)	89.92
Peso de la mezcla (g)	7084
Aceite (% peso)	4.69
Agua (% peso)	4.04
Arcilla (% peso)	4.67
Arena (% peso)	86.6
Saturación aceite (%)	23.79
Saturación agua (%)	25.26
Saturación gas (%)	50.95
Porosidad (%)	36.22

4.2.1. - Producción de gases de combustión.

Las concentraciones de los gases de combustión determinadas con el cromatógrafo de gases por intervalos de 5 minutos fueron 12.41% CO₂, 2.29% O₂, 81.22% N₂ y 4.10% CO en peso, los cuales se pueden observar en la **Fig. 36**.

**Fig. 36** Relación de los gases de combustión CO₂ / CO vs Tiempo.

Durante el tiempo de operación, se presentaron ligeras pérdidas de vacío originando pérdidas de calor y pequeñas variaciones en la temperatura, por lo que la composición de los gases de combustión se mostró inestable de acuerdo a la **Fig. 36**, se puede observar cómo varía la producción de CO_2 y CO a la par que el O_2 es consumido, esto es, al haber un aumento en la producción de los gases CO_2 y CO se observa que el O_2 disminuye, lo que muestra que se fue consumiendo, y al aumentar éste último se muestra como disminuye la concentración de los gases de combustión. Asimismo, se observa que la concentración de CO se mantuvo casi constante y por debajo de la concentración del CO_2 , lo que muestra que la eficiencia de la combustión fue buena. El N_2 es un gas inerte por lo que su concentración durante la corrida se mantuvo constante.

En la **Fig. 37**, se reporta la relación aparente H/C , las relaciones CO_2/CO y $\text{CO}/(\text{CO}_2+\text{CO})$ basados en el análisis del gas de combustión, obteniendo los siguientes resultados: 1.174, 3.029 y 0.248, respectivamente. De acuerdo a los gráficos obtenidos se observa que la relación CO_2/CO sufrió ligeras variaciones dentro del intervalo de 3 a 4 debido a la inestabilidad de la producción del gas CO_2 mostrada en la **Fig. 36**, la relación $\text{CO}/(\text{CO}_2+\text{CO})$ se mantuvo prácticamente constante ya que la concentración de CO no sufrió grandes cambios. Por otra parte se observa la variación de la relación H/C debido a los cambios de temperatura, lo cual afecta sutilmente al proceso de pirólisis responsable de la formación de carbono (coke) y al proceso de craqueo térmico, ya que consiste en el rompimiento del enlace C-C de las moléculas más pesadas.

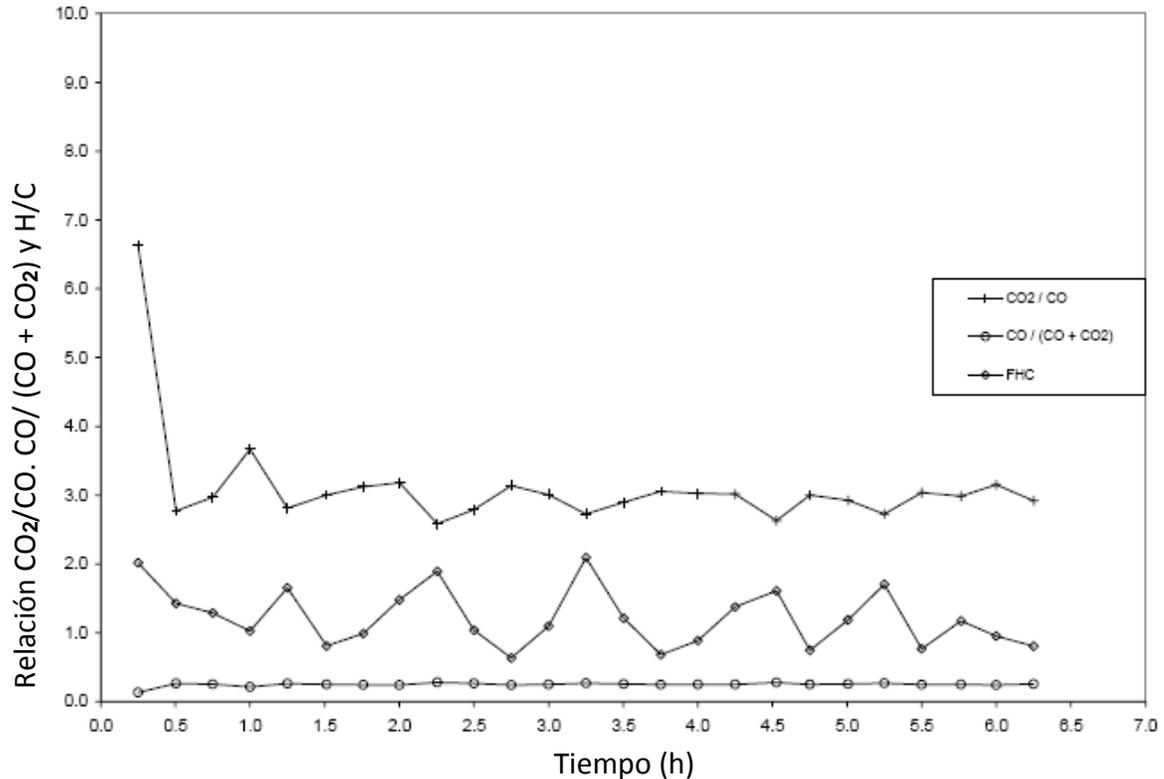


Fig. 37 Gases de producción vs Tiempo.

4.2.2. - Perfil de temperatura.

La **Fig. 38**, muestra los perfiles de temperaturas con respecto a la longitud del tubo a distintos tiempos, en donde se esperó que cada perfil registrado fuera similar al siguiente, ya que el flujo de aire (3 L/min) se mantuvo constante durante la prueba de combustión así como las concentraciones y saturaciones de la mezcla arena-agua-aceite fueron iguales en cualquier punto del tubo de combustión; sin embargo se observa una ligera variación de la temperatura en cada perfil, debido a las ligeras pérdidas de calor propiciadas por la disminución del vacío durante la experimentación. El primer perfil registrado muestra la temperatura más alta ya que se inicia la ignición del aceite y se presenta la primera formación de coke.

Por otra parte, se puede considerar que la velocidad del frente de combustión no tuvo variaciones significativas observándose este comportamiento directo y proporcional en el gráfico de la **Fig. 39**, la temperatura promedio de combustión fue

de 455 °C, como se muestra en la gráfica del perfil de temperatura, y la velocidad promedio del frente de combustión fue de 13.42 cm/h (0.43 pies/h).

La forma y comportamiento de las curvas de los perfiles de temperaturas obtenidos del aceite de Venezuela es análogo al los resultados obtenidos del perfil de temperaturas del crudo proveniente del Golfo de México, explicado con anterioridad, en donde se observa primero la formación de una parte plana ya que se forman vapores de los hidrocarburos ligeros como producto de la destilación y evaporación súbita. Posteriormente se observa un incremento de temperatura, en esta zona se forman los vapores de agua y toma lugar el proceso de craqueo térmico. Finalmente la formación del plateau muestra el ancho del frente de combustión y la temperatura máxima alcanzada por éste. Una vez quemado el coke, el frente de combustión se mantiene constante, sin embargo se observa un abatimiento de temperatura debido a que el frente de combustión se ha ido alejando del termopar fijo que lo detectó.

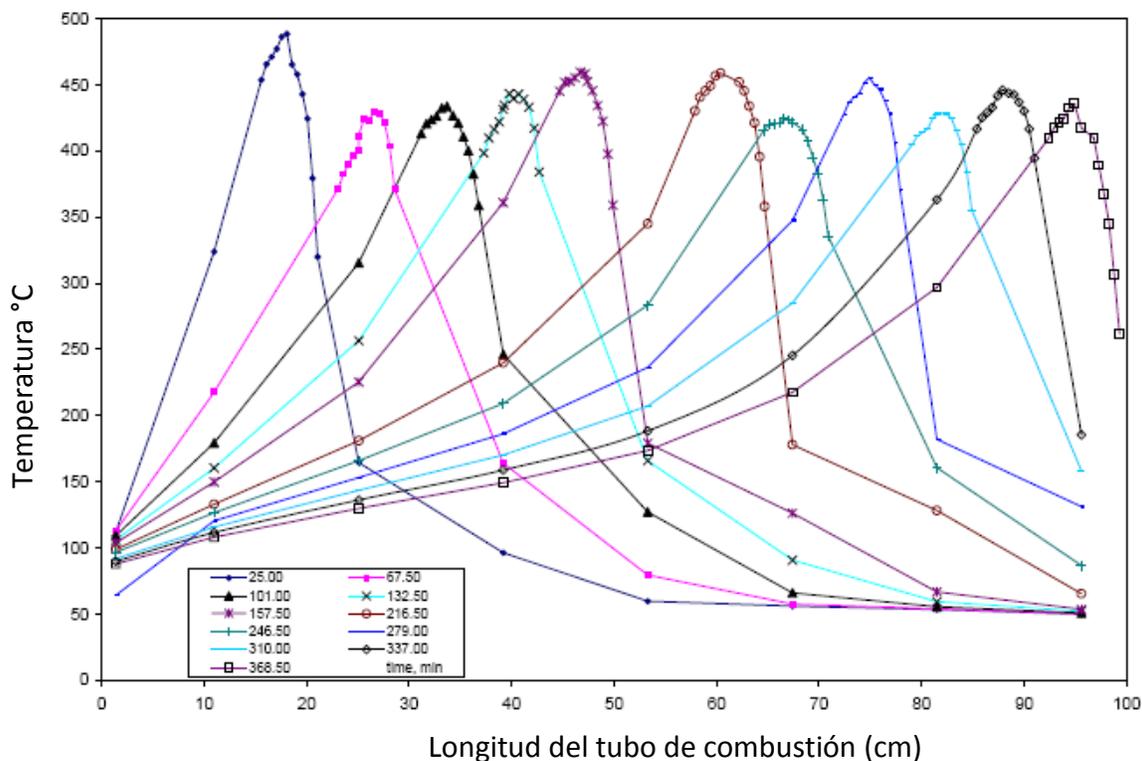


Fig. 38 Perfil de Temperatura del aceite de Combustión vs. Longitud.

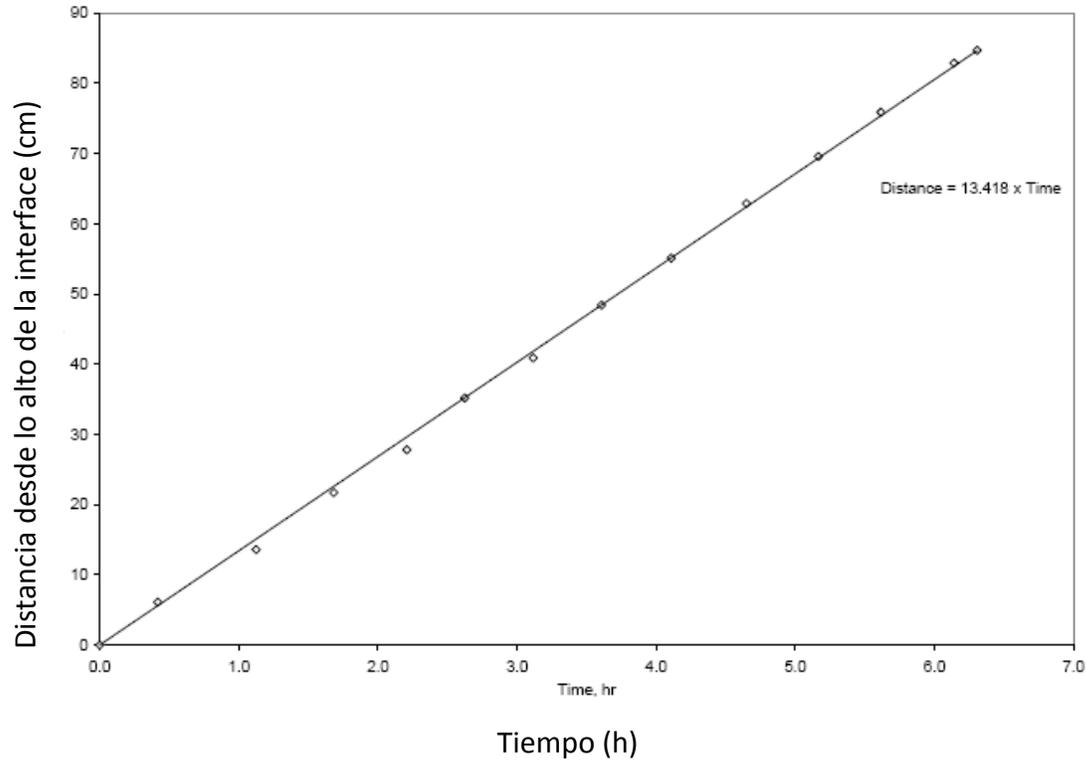


Fig. 39 Velocidad del frente de combustión vs. Tiempo.

4.2.3. - Producción de aceite.

La producción inicial de aceite ocurrió a las 3.25 horas de haber iniciado la prueba de combustión, mientras que la producción inicial de agua ocurrió a las 2.25 horas como lo muestra la **Fig. 40**, la cual muestra el volumen acumulado de aceite y agua, observándose que la producción de aceite finalizó a las 7 horas, terminando así la prueba de combustión.

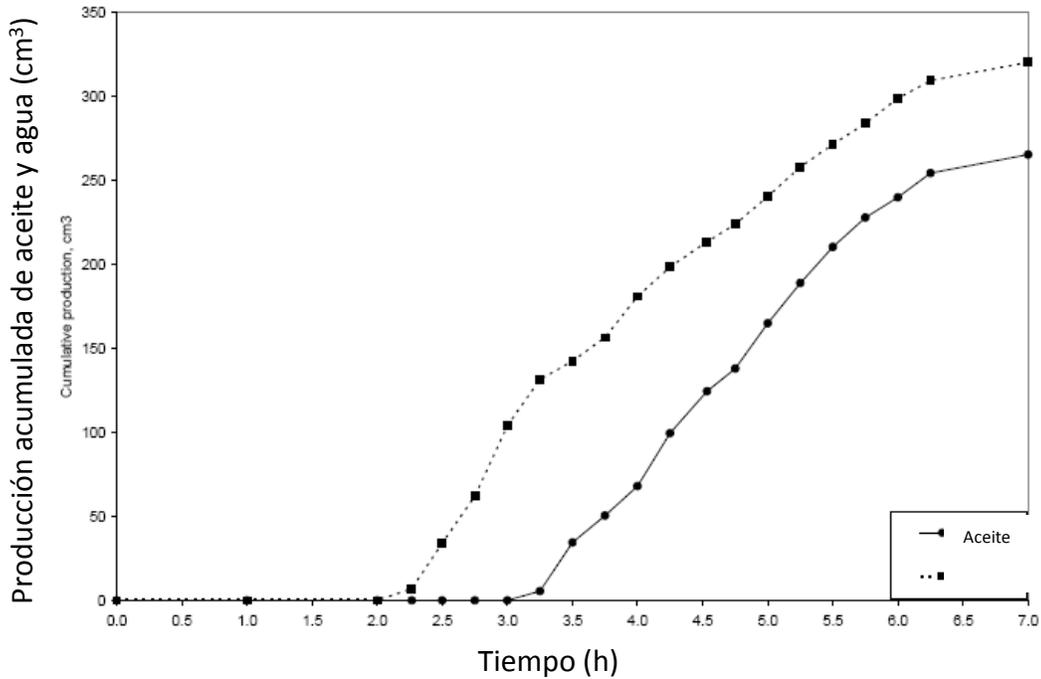


Fig. 40 Producción acumulada de aceite y Agua vs. Tiempo.

En el gráfico siguiente (**Fig. 41**) se muestra el volumen acumulado de aceite producido durante la experimentación con una recuperación total del 80.6 % del aceite original en el tubo.

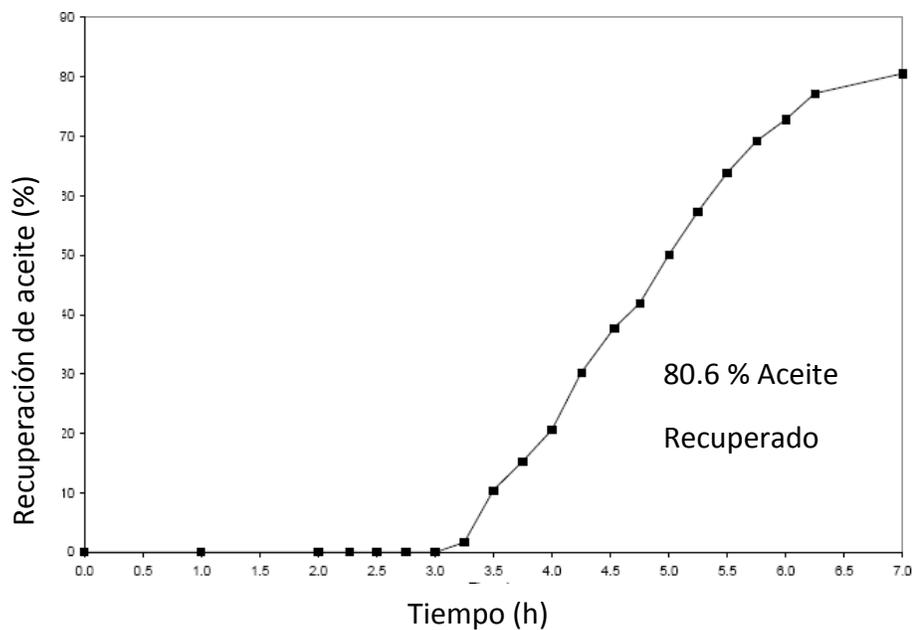


Fig. 41 Recuperación de aceite vs. Tiempo.

4.2.4. - Gravedad (°API) y viscosidad.

Debido al calor generado por las reacciones exotérmicas de oxidación entre el oxígeno y el combustible, se esperaba obtener un incremento de la gravedad (°API) del aceite original o bien una disminución de la densidad y de la viscosidad de éste tal y como lo muestran la **Fig. 42** y la **Fig. 43**. La gravedad del aceite al final fue de 13.4 °API, mientras que la viscosidad del aceite producido disminuyó considerablemente de su valor original de 568 cp a 123 cp a una temperatura de 60°C.

Sin embargo en ambos gráficos se observa que alrededor del las 3.5 horas hubo un incremento de la viscosidad y una disminución en la gravedad API debido a la las reacciones LTO (baja temperatura de oxidación) ya que promueven la formación de productos de alto peso molecular como los asfáltenos, Asimismo, incrementan la cantidad de combustible disponible por la combustión.

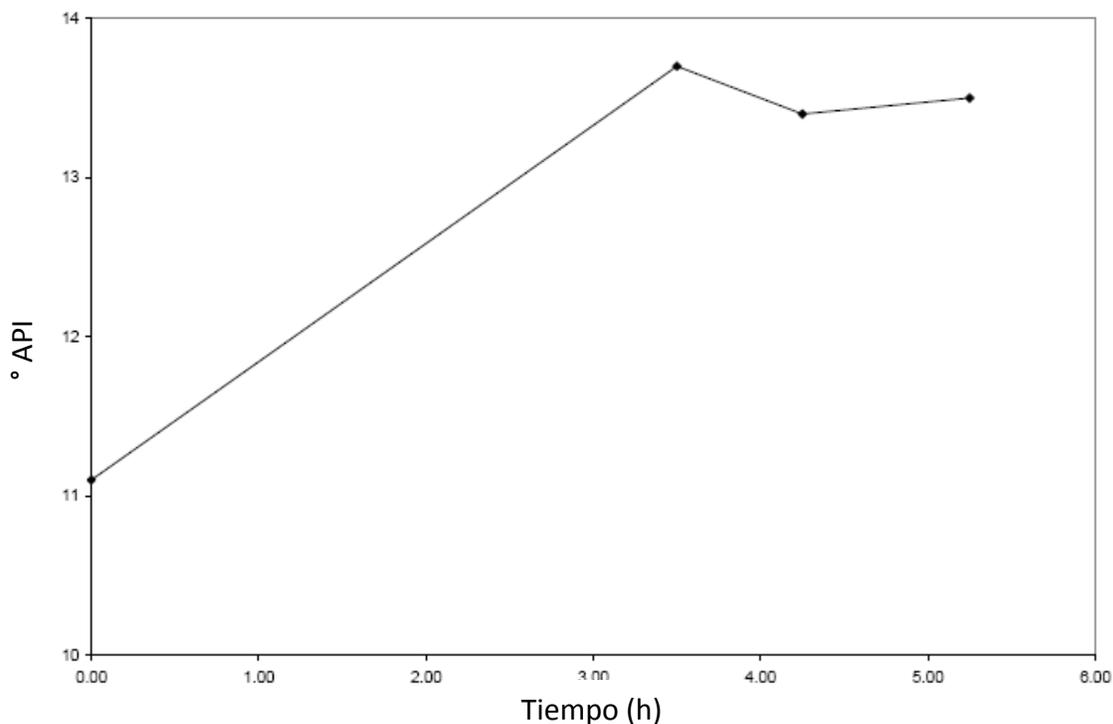


Fig. 42 Gravedad (°API) vs. Tiempo.

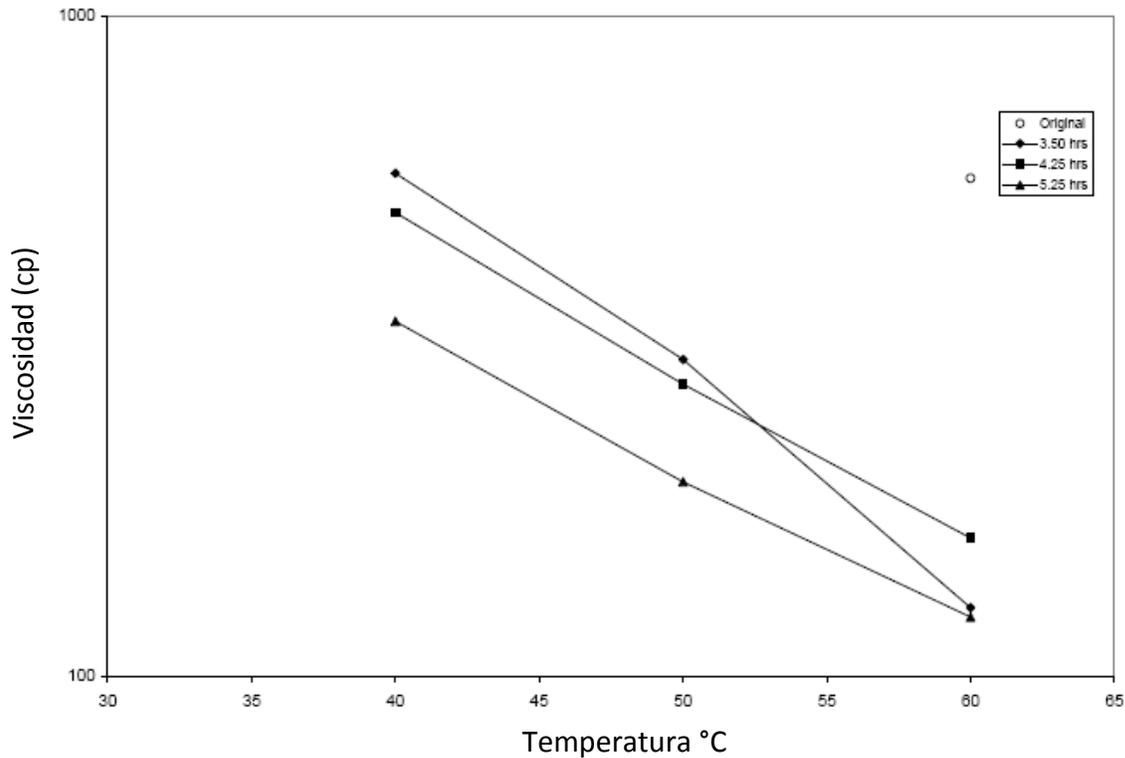


Fig. 43 Viscosidad vs. Temperatura.

La Fig. 42 muestra la ventaja de la aplicación del proceso de combustión in-situ mediante la inyección de aire, ya que claramente es observado que la viscosidad del aceite original está por encima del aceite producido, Asimismo, se observa que conforme transcurre el tiempo la viscosidad se va reduciendo al aumentar la temperatura. De esta forma se logra recuperar el aceite mediante la reducción de la viscosidad por efectos del calor generado por las reacciones exotérmicas de oxidación entre el O_2 y el combustible (coke).

4.3. - Análisis comparativo.

Una vez analizado los resultados arrojados por las pruebas de combustión mediante la inyección de aire para el aceite crudo pesado proveniente del Golfo de México y de Venezuela se obtiene la siguiente tabla comparativa:

Resultados	Aceite del Golfo de México (12.5 °API)	Aceite de Venezuela (9 – 11 °API)
Temperatura promedio de combustión (°C)	430	455
Velocidad del frente de combustión (cm/h)	8.18	13.42
Tiempo de producción de aceite pesado (h)	11.2	7
Porcentaje de recuperación de aceite pesado (%)	81.6	80.6

Tabla 10. Tabla comparativa del aceite del Golfo de México y Venezuela.

Los dos aceites utilizados en la experimentación se caracterizan por ser crudos muy pesados. Sin embargo los resultados de la **Tabla 10**, muestran diferencias entre ambos, debido a que el aceite de Venezuela es ligeramente más pesado que el aceite del Golfo de México. Asimismo, cabe aclarar que las concentraciones de los componentes que conformaron la mezcla agua – arena – aceite no fueron igualmente implementadas para las dos pruebas, (5.75% – 88.87% – 5.38 % peso de la mezcla del Golfo de México y 4.69% - 91.27% - 4.69% peso de la mezcla de Venezuela).

La temperatura promedio de combustión para el aceite del Golfo de México fue menor a la del aceite de Venezuela debido a que éste último por ser más pesado requiere de mayor temperatura para formar el coke y quemarlo. Por otra parte, la velocidad del frente de combustión estuvo en función del tiempo de prueba para cada aceite, en donde difícilmente se puede realizar un análisis comparativo entre ambos experimentos debido a que se trabajaron diferentes concentraciones de aceite en cada uno de éstos.

Finalmente, los porcentajes de recuperación de aceite pesado reflejan el resultado esperado y la ventaja de aplicar un proceso de inyección de aire, ya que de acuerdo a los resultados experimentales, cerca del 80% del aceite pesado es recuperado en una prueba de combustión debido a los efectos del calor generado de las reacciones exotérmicas de combustión entre el oxígeno del aire inyectado y el combustible.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se estudió el método de recuperación mejorada de aceite pesado mediante el proceso de combustión in-situ a nivel laboratorio. Se analizaron algunos aspectos técnicos y económicos reportados en Estados Unidos a partir de la década de los 50's hasta la década de los 90's, de proyectos exitosos y económicamente implementados en campo, así mismo se estudiaron los principios bajo los cuales se basa un simulador numérico de yacimientos comercial, el cual permite predecir el comportamiento de un yacimiento bajo un esquema de inyección de aire.

El método de Combustión in-situ es un proceso de recuperación de aceite pesado, capaz de recuperar hasta el 80 % del aceite, cuando este método es evaluado en un tubo de combustión. Sin embargo cabe mencionar que la inyección de aire, de acuerdo al análisis encontrado en literatura, no ha sido utilizada en forma extensiva debido a los siguientes factores:

- Altos costos de inversión en la planta compresora de aire y elevado gasto de mantenimiento.
- Falta de confianza en el proceso debido a las diferencias en los resultados de éxito, como de fracaso en las décadas anteriores.
- Aplicación del proceso en el yacimiento inapropiado o bien por la falta de control en el proceso.

- La combustión es un proceso complejo ya que incluye mecanismos de intercambio de masa, intercambio de calor, reacciones químicas y otros procesos físicos como: destilación de vapores, flujo miscible de hidrocarburos, arrastre de CO₂ y desplazamiento de gas inmiscible N₂, así como la presurización del yacimiento.
- El crudo debe ser lo suficientemente reactivo para establecer el proceso de manera apropiada, de lo contrario la calidad de la reacción podría disminuir, es decir, no se logra la autoignición o hay discontinuidad entre las reacciones LTO y HTO.

La aplicación exitosa del proceso de combustión in-situ en diversos campos alrededor del mundo, podría generar ganancias económicas al recuperar miles de barriles diarios. Por lo que este proceso de combustión podría representar una buena alternativa de explotación de los yacimientos, principalmente porque:

- La combustión in-situ es una técnica que ha sido extensamente probada y se han identificado las causas de los fracasos.
- Este proceso tiene el potencial para mejorar la recuperación de aceite pesado con una alta eficiencia (30%), debido a que la mayoría de los procesos de recuperación de aceite dejan entre el 40 y 85% de aceite en el subsuelo.
- Utiliza como fluido de inyección aire, el cual se considera como el más barato y abundante en el medio.
- El conocimiento del proceso y la experiencia operativa ha reducido el riesgo de la aplicación.
- Actualmente existe metodología disponible para evaluar yacimientos candidatos para aplicar la combustión in-situ.

Por otra parte hay nuevos desarrollos que permiten ser más optimistas en la eficiencia del proceso, entre los cuales, tenemos:

- El simulador numérico de yacimientos es una herramienta para la solución de un conjunto de ecuaciones diferenciales solucionada por ejemplo mediante el método de diferencias finitas para describir el flujo multifásico en un medio poroso.
- El simulador también es capaz de modelar las características originales del yacimiento y caracterizar el desplazamiento del hidrocarburo bajo los efectos de presión, temperatura, saturaciones, fracturas del yacimiento, e inyección de fluidos.
- El simulador proporciona un medio económico y eficiente para resolver problemas complejos de ingeniería de yacimientos.

Con base a lo anterior se pueden hacer las siguientes recomendaciones con el objeto de mejorar al proceso de combustión in-situ a nivel laboratorio:

- Equipar laboratorios para la realización de pruebas de combustión a condiciones de yacimiento puesto que la presión a la cual se llevaron a cabo las pruebas de combustión, no es la presión del yacimiento, Asimismo, realizar el proceso de combustión empleando la saturación de aceite en el yacimiento que corresponde a un 88%.
- Considerar el uso de un simulador numérico de yacimientos que trabaje bajo un medio poroso como el de un yacimiento naturalmente fracturado, puesto que a la fecha no existen funciones de transferencia reales de matriz-fractura.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS-

1. Beyond Petroleum Statistical Review of World Energy 2007.
2. Anuario Estadístico de PEMEX 2008, “Exploración y producción”.
3. Anuario Estadístico de PEMEX 2008,” Comparaciones internacionales”.
4. Gutierrez, D.: “Air Injection Laboratory Studies”, Computer Modeling Group LTD.
5. Taber, J.J., Martin, D.: “EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”, SPE 35385 presented at the 1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 21-24 April, (August 1997).k,
6. Penberthy, W.L.: “An investigation of the Fundamental of Combustion Recovery”, Ph. D. dissertation, Texas A&M University, College Station, TX (1967).
7. Daulat D. Mamora, “Kinetics of in-situ combustion” A dissertation submitted to the department of petroleum engineering and the committee on graduate studies of Stanford University in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy (1993).
8. D. V. Yannimaras, “Screening of Oils for In-Situ Combustion at Reservoir Conditions by Accelerating-Rate Calorimetry”. SPE and D. L. Tiffin, SPE, Amoco Production Co.
9. A .K. Ambastha and M. Kumar, “New Insights into In-Situ Combustion Simulation for Heavy Oil Reservoirs”. Chevron Petroleum Technology Company. SPE 56543, 1999.
10. Dabbous, M. K., and Fulton, P. F., “Low temperature oxidation Kinetics and effects on the in-situ combustion process”, SPE 4143 presented at SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting, held in San Antonio, Texas, USA, October, 1972.
11. Burger, J.G., Sahuquet, B. C.: “Chemical Aspects of In-sit Combustion – Heat of Combustion and Kinetics”, SPE 3599 presented at SPE 46th Annual Fall Meeting, held in New Orleans, Oct 3-6, 1971, (October, 1972).
12. Fassihi, M. R., Brigham, W. E., and Ramey, H. H., “Reactions Kinetics of In-Situ Combustion: Part 1-Observations”, SPE 8907 presented at the California International Meeting held in Los Angeles, California, USA, 1980.

13. Fassihi, M. R., Brigham, W. E., and Ramey, H. H., "Reactions Kinetics of In-Situ Combustion: Part 2-Modeling," SPE 8907 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, USA, 1980.
14. Sarathi, P.S.: "In-Situ Combustion Hand book – Principles and Practices", Final Report, November 1998, Performed Under Contract No. DE-AC22-94PC91 008 (Original Report Number IVIPER/BDM-0374), OSTI_ID 3175, (January 1999).
15. Li, j.: "New Insight into de Oxidation Behaviors of Crude Oils", PhD Dissertation, University of Calgary, (October 2006).
16. Rodríguez, J.R.: "Temperature Profiles and Stoichiometry in Oxygen – Enriched In-Situ Combustion", PhD Dissertation Texas AEM University, (May 2004).
17. Serhat Akin, Mustafa V. Kork, Suat Bagci, "Oxidation of Heavy Oil and Their SARA Fractions: Its Role in Modeling In-Situ Combustion". Middle East Technical University, and Ozgen Karacan, Pennstate. 2000. SPE 63230.
18. Farougal, S. A.: "Numerical Reservoir Simulation". Department of Petroleum and Natural Gas. The Pennsylvania State University.
19. Guan Wenlong, and Wu Shuhong, "Physical Simulation of In-Situ Combustion of Sensitive Heavy Oil Reservoir". SPE, PetroChina Company Limited, and Wang Shihu, Cao Junhe, and Chen Yaping China Petroleum & Chemical Corporation. SPE 110374. 2007.
20. A. Doraiah, Sibaprasad Ray, and Pankaj Gupta, Oil and Natural Gas Corp. "In-Situ Combustion Technique to Enhance Heavy-Oil Recovery at Mehsana, ONGC-A Success Story". Ltd. SPE 105248. 2007.
21. M. R. Kristensen, SPE, Technical University of Denmark; M. G. Gerritsen, SPE, Stanford University; P. G. Thomsen, Michelson and E. H. Stenby. SPE Technical University of Denmark. "Impact of Phase Behavior Modeling on In-Situ Combustion Process Performance". SPE 113947. 2008.
22. R. Coates, S. Lorimer, J. Ivory, "Experimental and Numerical Simulations of a Novel Top Down In-Situ Combustion Process". Alberta Research Council. SPE Member. SPE 30295.

23. Bird, R.B., Stewart, W.E., Lightfoot, E.N.: "Fenómenos de Transportes", Editorial Reverté, S.A., primera edición, pg. 3-4,3-5, (México 2004).
24. Sequera, B.M.: "Numerical Simulation of Low Temperature Oxidation Reactions of Athabasca Bitumen Using Sara Fractions", Degree of Master in Science, University of Calgary, (April 2007).
25. M .A. Ramírez Garnica, D. D. Mamora, H. R. Nares, P. Schacht Hernández, A. A. Mohammed, . C. Cabrera Reyes, "Increase Heavy-Oil Production in Combustion Tube Experiments Through the use of Catalyst" paper prepared for presentation at the 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, SPE 107946, 2007.
26. Schlumberger. (s.f.). Schlumberger. Recuperado 6 junio, 2019, de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/eor.aspx?p=1>
27. Rivas Graciela, R. G. Ing. (2012, marzo). Combustión In-situ. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/91111685/Combustion-in-Situ>
28. Schlumberger. (s.f.). Schlumberger. Recuperado 6 junio, 2019, de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/steamflood.aspx>
29. <https://quipu.uni.edu.pe/OtrosWWW/webproof/acade/fipp/lucioc/EOR107.html> [2] y [3] Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Ediciones Astro Data S.A. Segunda edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. pp. 12 y 16.
30. Schlumberger. (s.f.). Schlumberger. Recuperado 6 junio, 2019, de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/high-pressure air injection.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/high-pressure%20air%20injection.aspx)
31. Schlumberger. (s.f.). Schlumberger. Recuperado 6 junio, 2019, de [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/high-pressure air injection.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/high-pressure%20air%20injection.aspx)
32. Green, D. W. y Willhite, G. P. ENHANCED OIL RECOVERY. SPE textbook serie, Vol 6. Richardson, Texas, 1998. Pag 100-120<http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-polimeros-como-mecanismo.html>

GLOSARIO

Aceite ligero. Petróleo crudo con un índice de 31.1 – 39 °API.

Aceite pesado. Petróleo crudo con un índice de 10 – 22.3 °API.

Aceite superligero. Petróleo crudo con un índice mayor de 39 °API.

Aromáticos. Se define como hidrocarburo aromático al polímero cíclico conjugado que cumple la Regla de Hückel, es decir, que tienen un total de $4n+2$ electrones pi en el anillo. Los hidrocarburos aromáticos pueden ser cancerígenos. Se clasifican como 2A o 2B. Para que se dé la aromaticidad, deben cumplirse ciertas premisas, por ejemplo que los dobles enlaces resonantes de la molécula estén conjugados y que se den al menos dos formas resonantes equivalentes. La estabilidad excepcional de estos compuestos y la explicación de la regla de Hückel han sido explicadas cuánticamente, mediante el modelo de "partícula en un anillo".

Asfaltenos. Hidrocarburos que presentan una estructura molecular extremadamente compleja, los cuales están conformados por diferentes proporciones de nitrógeno, azufre y oxígeno y resultan de la destilación fraccionada del petróleo.

Derivada parcial. La derivada parcial de una función de diversas variables es su derivada respecto a una de esas variables manteniendo las otras, constantes. Esta se representa con cualquiera de las siguientes notaciones:

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \partial_x f = f'_x$$

Derivada substancial. Es una clase especial de derivada total con respecto al tiempo que se conoce como derivada siguiendo el movimiento. Está relacionada con la derivada parcial con respecto al tiempo de lo forma siguiente:

$$\frac{Dc}{Dt} = \frac{\partial c}{\partial t} + v_x \frac{\partial c}{\partial x} + v_y \frac{\partial c}{\partial y} + v_z \frac{\partial c}{\partial z}$$

Derivada total. Derivada de una función continua, de dos o más variables, con respecto a un solo parámetro, que se puede expresar en términos de una serie de derivadas parciales. Si $z = f(x, y)$ y tanto x como y son funciones continuas de otra variable t , entonces la derivada total de z con respecto a t es:

$$\frac{dz}{dt} = \left(\frac{\partial z}{\partial x}\right)\left(\frac{dx}{dt}\right) + \left(\frac{\partial z}{\partial y}\right)\left(\frac{dy}{dt}\right)$$

Drierita. Desecante rápido y eficaz. (CaSO_4).

Gravedad °API. De sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más liviana, y por lo tanto su gravedad API es mayor.

Ignición. Ocurre cuando el calor que emite una reacción llega a ser suficiente como para sostener la reacción química.

Método de recuperación primario. Método de recuperación de crudo a partir del flujo natural del yacimiento, cuando la presión en este es la necesaria para empujar los fluidos existentes en la formación.

Método de recuperación secundario. Método empleado para mantener la presión en el yacimiento a partir de la inyección de un fluido ya sea agua o gas, para transportar los fluidos hacia los pozos productores cuando la presión natural del medio se ha reducido.

Método de recuperación terciario o mejorado. Método empleado cuando la inyección de un fluido deja de ser efectiva por la evaluación entre una pequeña

extracción de crudo y un elevado costo de la operación. Consiste en provocar un barrido del aceite atrapado en entre los poros de la estructura del yacimiento mediante energía química y térmica.

Núcleos de yacimiento. Muestras de roca extraída dentro de la tubería de perforación donde se pueden realizar medidas directas de las características petrofísicas de la formación.

Permeabilidad. Capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende de tres factores básicos:

- la porosidad del material.
- la densidad del fluido considerado, afectada por su temperatura.
- la presión a que está sometido el fluido.

Petróleo Crudo Equivalente. Cantidad calorífica que le corresponde a un barril de petróleo crudo. 1 barril de petróleo crudo equivalente es igual a 5983 MJ.

Pirólisis. Reacción de descomposición de materia orgánica causada por el calentamiento a altas temperaturas por la ausencia de oxígeno. Se rompen enlaces C-C y C-H, formando radicales que se combinan entre sí formando otros compuestos con mayor número de C.

Porosidad. Es el volumen de huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar una cantidad de fluido. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta). Además de esta porosidad total, se define como porosidad útil la correspondiente a huecos interconectados, es decir, el volumen de huecos susceptibles de ser ocupados por fluido.

Reservas probables. Reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de

50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.

Reservas probadas. Cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Si se emplea el método determinístico, el término "razonable certeza" quiere decir que se considera un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o excederán al estimado.

Reservas posibles. Reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

Resinas. Sustancia sólida o de consistencia pastosa, insoluble en el agua, soluble en el alcohol y en los aceites esenciales, y capaz de arder en contacto con el aire. Se obtiene de forma natural de varias plantas.

Saturados. Se llaman hidrocarburos saturados o alcanos los compuestos constituidos por carbono e hidrógeno, que son de cadena abierta y tienen enlaces simples.

Sistema termodinámico. Es una parte del Universo que se aísla para su estudio. Se caracteriza por sus propiedades, relacionadas entre sí mediante las ecuaciones de estado. Éstas se pueden combinar para expresar la energía interna y los potenciales termodinámicos, útiles para determinar las condiciones de equilibrio entre sistemas y los procesos espontáneos.

Transductor de presión. Instrumento que convierte un tipo de movimiento mecánico generado por fuerzas de presión a una señal eléctrica o electrónica.

Vacío. Ausencia total de materia en un determinado espacio o lugar.

Yacimientos naturalmente fracturados. Yacimientos de hidrocarburos afectados por fracturas naturales que ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento, provocando la formación de conductos de alta permeabilidad.

NOMENCLATURA

A = Área de sección transversal de la mezcla de arena en el tubo de combustión, pies².

C = Constante de la pérdida de calor adimensional.

C_g = Calor específico del gas inyectado, BTU/lbm-°F

C_f = Calor específico de la formación, BTU/lb-°F

C = Concentración de combustible, bl combustible/pies³ volumen total.

CH_{FHC} = Combustible de hidrocarburo

CO = % mol de monóxido de carbono producido.

CO_2 = % mol de dióxido de carbono producido.

dm = Masa de combustible quemado en un elemento de la zona de combustión, combustible lbm.

dt = Periodo de tiempo, hrs.

dx = Longitud de los elementos en la zona de combustión, pies.

E = Activación de energía, Btu/mole.

E_{O_2} = Eficiencia de la utilización de oxígeno, fracción.

F_{af} = Relación aire combustible, scf aire/bl combustible.

F_C = Concentración de combustible, lbm combustible/pies³.

F_{HC} = Relación Hidrógeno-Carbono.

OH_c = Calor generado en la zona de combustión, Btu/lbm de combustible.

k_b = Conductividad térmica de la matriz, Btu / (hr-pie-°F)

L = Longitud de la mezcla de arena en el tubo de combustión pies.

L_{cz} = Espesor de la zona de combustión, pies.

m = Moles de CO_2 producidos por mol de CO producido durante la combustión in-situ u orden de reacción con respecto a la PO_2 .

n = Orden de reacción con respecto a F_C (Zona de combustión) o el número de elementos en la:

N_2 = % mol de nitrógeno producidos.

O_2 = % mol de nitrógeno producidos.

Q_{2c} = % mol de nitrógeno consumidos.

Q_{in} = es el gasto de aire inyectado.

O_{2i} = % mol de nitrógeno inyectado.

r_t = Radio del tubo de combustión, pies.

t = Tiempo, hrs.

T = Temperatura absoluta, °R.

T_a = Temperatura ambiente, °F.

T_{ah} = Temperatura a una distancia dx de la zona de combustión, °F.

T_c = Temperatura del frente de combustión, °F.

T_i = La temperatura de ignición de los combustibles, °F

T_D = Temperatura variable adimensional.

T_{Ext} = Temperatura exterior, °F.

U = Coeficiente global de transferencia de calor con respecto a la radio del tubo de combustión, Btu / (h-m²-° F).

u = Flujo de aire superficial en el frente de combustión, scf/br- pies²

V_b = Velocidad del frente de combustión, pie/hr.

X = Distancia del frente de combustión, pie.

X_D = Distancia variable adimensional.

α = Difusividad térmica, pie²/hr.

J = Velocidad de la onda de convección, m / h.

Ψ = Pérdida de calor constante.

Ξ = Porosidad de la mezcla de arena en el tubo de combustión, en porcentaje.

θ_{ma} = Densidad de la formación, bl/pie³.

θ_g = Densidad del gas, lb/pie³.

LISTADO DE FIGURAS Y TABLAS

CAPÍTULO 1

Fig. 1 Clasificación de los métodos de Recuperación Mejorada

Fig. 2 Esquema del mecanismo del proceso de combustión in-situ.

Fig. 3 Perfil de Temperatura y saturación y las diferentes zonas formadas durante el proceso de combustión in-situ.

Tabla 1. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1950 a 1959.

Tabla 2. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1960 a 1969.

Tabla 3. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1970 a 1979.

Tabla 4 Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1980 a 1989.

Tabla 5. Distribución geográfica de los proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América de 1990 a 1999.

Tabla 6. Proyectos de combustión in-situ en Estados Unidos de América en diferentes décadas.

Tabla 7. Eficiencia de recuperación de la combustión in-situ comparado con otros métodos de recuperación mejorada.

CAPÍTULO 2

Fig. 4 Región de volumen $\Delta x \Delta y \Delta z$ fija en el espacio, a través de la cual está circulando un fluido.

Fig. 5 Discretización en Espacio. **Fig. 6** Discretización en Tiempo.

Fig. 7 Dimensionamiento del tubo de Combustión.

Fig. 8 Especificación de las propiedades generales del yacimiento.

Fig. 9 Especificación de las propiedades generales del yacimiento.

Fig. 10 Especificación de las propiedades generales del yacimiento.

Fig. 11 Parámetros del yacimiento.

Fig. 12 Propiedades de los componentes y fases.

Fig. 13 y 14 Reacciones en el tubo de combustión.

Fig. 15 y 16 Parámetros del pozo inyector y productor.

Fig. 17 Recuperación de aceite con respecto al tiempo.

CAPÍTULO 3

Fig. 18 Diagrama esquemático del equipo experimental.

Fig. 19 Tubo de Combustión.

Fig. 20 Termopozos.

Fig. 21 Camisa de vacío.

Fig. 22 Termopares

Fig. 23 Regulador de Presión.

Fig. 24 Separador de dos pasos.

Fig. 25 Condensador.

Fig. 26 Eliminador de H₂S y columna de Drierita.

Fig. 27 Cromatógrafo de gases HP 5890 Series II.

Fig. 28 Computadora para registro de datos.

Fig. 29 Vista completa de los aparatos.

CAPÍTULO 4

Fig. 30 Relación de los gases de combustión CO₂ / CO vs Tiempo.

Tabla 8. Propiedades del aceite original (Golfo de México).

Fig. 31 Relación de los gases de combustión $CO / (CO + CO_2)$ vs Tiempo.

Fig. 32 Perfil de Temperatura del aceite de combustión vs. Longitud del tubo de combustión.

Fig. 33 Perfil de Temperatura del aceite de combustión vs. Tiempo.

Fig. 34 Volumen de aceite producido en el tubo de Combustión vs. Tiempo.

Fig. 35 Producción acumulada de aceite en el tubo de combustión.

Tabla 9. Propiedades del aceite original (Venezuela).

Fig. 36 Relación de los gases de combustión CO_2 / CO vs Tiempo.

Fig. 37 Gases de producción vs Tiempo.

Fig. 38 Perfil de Temperatura del aceite de Combustión vs. Longitud.

Fig. 39 Velocidad del frente de combustión vs. Tiempo.

Fig. 40 Producción acumulada de aceite y Agua vs. Tiempo.

Fig. 41 Recuperación de aceite vs. Tiempo.

Fig. 42 Gravedad ($^{\circ}API$) vs. Tiempo.

Fig. 43 Viscosidad vs. Temperatura.

Tabla 10. Tabla comparativa del aceite del Golfo de México y Venezuela.