



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**FLUJO DE TRABAJO PARA LA GENERACIÓN DE
UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA QUE
CONSIDERE LOS EFECTOS TÉRMICOS EN
YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS CON ACEITE DE
ALTA VISCOSIDAD MEDIANTE COMBUSTIÓN IN
SITU.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

DAHIANÍ JIMÉNEZ MARTÍNEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI

CIUDAD DE MÉXICO

2016





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar primeramente mi amor y agradecimiento a toda mi familia por todo su cariño y apoyo recibido a lo largo de todos mis estudios.

A mi padre Pedro Jiménez González por su incansable esfuerzo para educarnos y transmitirnos todo su conocimiento. Estoy segura que donde sea que se encuentre estará orgulloso de haber completado su meta. A él quién siempre se ocupó de sus hijos y porque sin él nunca hubiera llegado a culminar esta etapa como universitario le estaré eternamente agradecido y sabes que te amo y extraño con todo mi ser.

A mi madre Beatriz Martínez Zepeda por todo su amor incondicional hacia sus hijos y todos sus valores que nos ha enseñado para que seamos personas respetuosas, honestas y trabajadoras. Por demostrar ser una gran mujer en todos los aspectos y ser capaz de salir adelante por méritos propios, a ti madre te dedico este trabajo como agradecimiento sincero al don tan maravilloso de ser tu hijo.

A mi hermano mayor Pedro Miguel Jiménez Martínez por ser un ejemplo a seguir desde que concluyó su carrera universitaria y todo esa fortaleza y convicción para salir a delante sin importar los obstáculos. Para ti hermano todo mi respeto y admiración así como todo mi cariño como hermano.

A mi hermano Ari Jiménez Martínez por ser un gran hermano y estar conmigo haciéndose responsable de mi persona en los momentos más difíciles, a ti hermano te reconozco como la persona más brillante que he conocido y digno de todo mi respeto y admiración por demostrar ser un ejemplo a seguir y superar no solamente para mí sino para muchos más. Estoy muy orgulloso de ti y sabes que te quiero y deseo más éxito porque te lo mereces.

A mis amigos de toda la vida Ramón David Sánchez y Daniel García por brindarme su amistad durante tantos años. A mis amigos y compañeros de carrera con los cuales compartí esta inolvidable experiencia de vida. También a Andrea (solecita) por ser una de mis amigas más queridas.

Al Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi por fungir tan atentamente como mi director de tesis.

A todos y cada uno de los sinodales por haberse tomado la molestia de revisar y corregir mi trabajo: Ing. Mario Becerra, M. J. Octavio Vargas, Fís. Gustavo Romero e Ing. Manuel Juan Villamar.

Mi más sincero agradecimiento al Instituto Mexicano del Petróleo, IIMP, por haberme brindado la oportunidad para desarrollar este trabajo de tesis. No solamente por facilitar sus instalaciones sino también todo su capital humano que tuve el gusto de conocer a lo largo de mi estancia.

Debo agradecer de manera especial y sincera al M.J. Héctor Hernández García por abrirme las puertas del IIMP así como por su tiempo y dedicación en revisar mi trabajo.

Quiero expresar también mi más sincero agradecimiento a la Ing. María Berenice Aguilar por todo su conocimiento y trato recibido durante el desarrollo de este trabajo de tesis. Por todo su tiempo y paciencia que tan amablemente tuvo conmigo y porque sin ella este proyecto no hubiese sido posible.



AGRADECIMIENTOS

Finalmente y no menos importante, mencionar a los ingenieros que integran el equipo de trabajo de simulación, Ing. Silvia, Ing. Juan Carlos e Ing. Miguel, por todos los consejos y ayuda que fueron de gran valía para mí y sin duda de gran aporte para mi labor. También debo reconocer la orientación del Dr. Enrique Serrano quien tuvo a bien atenderme para aclarar mis dudas.



TABLA DE CONTENIDO

	Página
ABSTRACT. _____	vii
RESUMEN. _____	ix
INTRODUCCIÓN. _____	xi
CAPÍTULO I. _____	- 1 -
<i>PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR.</i>	
1.1 Planeación de Proyectos EOR. _____	- 2 -
1.2 Proceso de Selección. _____	- 3 -
1.3 Estudios Geológicos-Petrofísicos. _____	- 4 -
1.4 Pruebas de Laboratorio. _____	- 5 -
1.5 Modelado Numérico del Proceso EOR. _____	- 6 -
1.6 Estudios Económicos. _____	- 8 -
1.6 Ingeniería de Diseño. _____	- 8 -
1.7 Pruebas Piloto. _____	- 9 -
1.8 Implementación del Proyecto. _____	- 9 -
1.9 Determinación del Proceso Óptimo EOR. _____	- 10 -
1.10 Combustión In-Situ. _____	- 12 -
1.10.1 Combustión In-Situ Frontal. _____	- 14 -
1.10.2 Combustión In-Situ Inversa. _____	- 15 -
1.10.3 Combustión In-Situ Húmeda. _____	- 17 -
1.10.4 Inyección de Aire a Alta Presión (HPAI). _____	- 19 -
1.11 Conclusiones del Capítulo. _____	- 19 -
CAPÍTULO II. _____	- 20 -
<i>CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA.</i>	
2.1 Definición de Screening Criteria. _____	- 21 -
2.2 Técnicas para la Utilización del Screening Criteria. _____	- 22 -
2.2.1 Técnica de Comparación Binaria. _____	- 22 -
2.2.2 Modelos Análogos. _____	- 24 -
2.2.3 Evaluación Comparativa. _____	- 25 -
2.3 Criterios de Selección Gráficos. _____	- 26 -
2.3.1 Viscosidad. _____	- 27 -



CONTENIDO

2.3.2	Permeabilidad.	- 27 -
2.3.3	Profundidad.	- 28 -
2.4	Criterios de Selección Geológicos.	- 28 -
2.4.1	Heterogeneidad del Yacimiento.	- 29 -
2.4.2	Heterogeneidad lateral y vertical.	- 31 -
2.4.3	Criterio de Selección Derivado para Vapor.	- 31 -
2.5	Criterios de Selección de Uso Común.	- 33 -
2.6	Conclusiones del Capítulo.	- 37 -
CAPÍTULO III.		- 38 -
PRUEBAS DE LABORATORIO PARA MÉTODOS TÉRMICOS.		
3.1	CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO.	- 39 -
3.1.1	Clasificación de Pruebas para Combustión In Situ.	- 40 -
3.2	PRUEBAS DE LABORATORIO PARA COMBUSTIÓN IN-SITU.	- 43 -
3.2.1	Reacciones Químicas Asociadas con la Combustión In-Situ.	- 45 -
3.2.2	Estudios de Análisis Térmico o "Thermal Fingerprinting".	- 47 -
3.2.3	Estudios Cinéticos Cuantitativos.	- 49 -
3.2.4	Estudios del Desempeño de la Combustión.	- 51 -
3.3	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.	- 54 -
CAPÍTULO IV.		
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.		
		- 55 -
4.1	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA COMBUSTIÓN IN SITU.	- 56 -
4.1.1	Clasificación de los Simuladores de Yacimientos.	- 56 -
4.1.2	Estructura de un Simulador.	- 58 -
4.2	ECUACIONES FUNDAMENTALES DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS.	- 59 -
4.3	MODELOS FÍSICOS DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN.	- 62 -
4.3.1	Modelo Estático.	- 62 -
4.3.2	Modelo Dinámico.	- 62 -
4.4	ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN.	- 64 -
4.5	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.	- 65 -
CAPÍTULO V.		
FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.		
		- 66 -
5.1	PRUEBAS ESPECIALES DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO TÉRMICO.	- 67 -
5.1.1	Experimentos en Celdas Cinéticas.	- 70 -
5.1.2	Análisis del Potencial de un Aceite para ser Candidato al Proceso.	- 71 -
5.1.3	Pruebas en Tubos de Combustión.	- 73 -
5.2	SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO TÉRMICO.	- 81 -



CONTENIDO

5.2.1	Selección de los Componentes.	- 81 -
5.2.2	Desarrollo del Modelo Cinético.	- 83 -
5.2.3	Elaboración del Modelo del Fluido.	- 87 -
5.3	<i>SIMULACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN-SITU.</i>	- 88 -
5.3.1	Simulación a Nivel de Laboratorio y Ajuste de Experimentos.	- 88 -
5.3.2	Escalamiento a Nivel de Campo.	- 89 -
5.4	<i>GENERACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE COMBUSTIÓN IN SITU.</i>	- 91 -
5.5	<i>CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.</i>	- 116 -
	<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</i>	- 117 -
	<i>ANEXO.</i>	- 119 -
	<i>REFERENCIAS.</i>	- 121 -



ABSTRACT.

Thermal processes have proved their high recovery potential and suitability for nonconventional resources, i.e. heavy and extra heavy oil reservoirs. Nevertheless, in situ combustion process still remains as a commercial promise despite of the fact that it has high recovery factor at laboratory conditions.

Numerical reservoir simulation can provide a certain degree of confidence for companies, optimize their financial resources, decrease risks and save time. In order to achieve these advantages, a petroleum engineer requires elaborating a good simulation model of combustion process at field scale.

The recent opening of the energy industry brought about by the Energy Reform responds to the actual requirements of the country to face the current challenges of the national oil industry. The present reality of the oil sector shows that oil production is declining and it comes mostly from mature fields.

The goal of this study was to develop a workflow that allows simulating a thermal process, which in this case, combustion in situ was chosen. This work focused on identifies those activities that are essential to build a simulation model so that any petroleum engineer can follow using thermal reservoir simulators.

The first step of the workflow involves the selection of a thermal process using screening tools. Once the combustion in situ was selected, as a result of the screening criteria, the next step consisted in generate information that is required to simulate the thermal method. Based on literature available, concerning laboratory studies, it was recognized that combustion tube test and kinetic cells are the most important laboratory special tests to describe combustion process.

A commercial software was employed to expose the importance of characterize the fluid in terms of its pressure, volume and temperature behavior. However, due to the scope of this work, it was decided that any particular fluid would not be included in the simulation of a hypothetical reservoir study case but general heavy oil was considered.

It was used a commercial reservoir simulator to develop a combustion model that illustrates the main features of the combustion process, in other words, the data that is needed to feed the simulator. It was suppose a hypothetical reservoir with properties that fit with the initial screening. Because of the lack of real data and technical constrains, it was concluded to use data provided either by literature or by default in the software to overcome these issues.

Finally, it was developed the step by step of the workflow and were described its advantages, limitations and technical consideration at each step according the experiences found in pilot tests and investigation reports of combustion in situ projects.



ABSTRACT

This approach does not pretend to make a recipe about a process which it is by itself very complex due to the physics and chemistry phenomena involved. Therefore, any reader must be careful with the use of this workflow and complement it with his own experience. What it does intend is to be a guide and a starting point throughout the development of a simulation study.

KEYWORDS: Enhanced oil recovery, In-situ combustion, Laboratory tests, Nonconventional resources, Screening, Simulator, and Workflow.



RESUMEN.

Los procesos térmicos de recuperación mejorada han demostrado su alto potencial de recuperación y adecuación para la explotación de los recursos no convencionales, es decir, los yacimientos de aceites pesados y extrapesados. Sin embargo, el proceso de combustión in situ aún permanece como una promesa comercial a pesar del hecho de que tiene alto factor de recuperación a condiciones de laboratorio.

La simulación de numérica de yacimientos puede proporcionar un cierto grado de confianza a las empresas, optimizar sus recursos financieros, disminuir riesgos y ahorrar tiempo. Para lograr estas ventajas, un ingeniero petrolero requiere la elaboración de un buen modelo de simulación del proceso de combustión a escala de campo.

La reciente apertura de la industria energética que trajo consigo la Reforma Energética responde a las necesidades actuales del país para hacer frente a los retos de hoy en día de la industria petrolera nacional. La presente realidad de la industria petrolera muestra que la producción de aceite está disminuyendo y proviene en su mayoría de los campos maduros.

El objetivo de este estudio fue desarrollar un flujo de trabajo que permite simular un proceso térmico, en este caso, se eligió la combustión in situ. Este trabajo se centró en identificar aquellas actividades que son esenciales para construir un modelo de simulación, de tal forma que cualquier ingeniero petrolero puede seguirlo utilizando simuladores de yacimientos térmicos.

El primer paso del flujo de trabajo implica elegir un proceso térmico utilizando herramientas de selección técnica o también conocidos con el nombre de screening criteria. Una vez que se ha seleccionado la combustión in situ, como resultado de los criterios de selección, el siguiente paso consistió en generar información que se requiere para simular el método térmico. Con base a la literatura disponible, relativa a los estudios de laboratorio, se reconoció que la prueba de tubo de combustión y las celdas cinéticas son las pruebas especiales de laboratorio más importantes para describir el proceso de combustión.

Un software comercial fue utilizado para mostrar la importancia de caracterizar el fluido en términos de su comportamiento de presión, volumen y temperatura. Sin embargo, debido al alcance de este trabajo, se decidió que ningún fluido en particular sería incluido en la simulación y por el contrario, un aceite pesado en general se consideró para el caso de estudio hipotético.

Se utilizó un simulador de yacimientos comercial para desarrollar un modelo de combustión in situ que ilustra las principales características del proceso de combustión, en otras palabras, los datos que se necesita para alimentar al simulador. Fue supuesto un yacimiento hipotético con propiedades que se ajusten con la selección inicial. Debido a la falta de datos reales y limitaciones técnicas, se concluyó utilizar los datos proporcionados ya sea por la literatura o en su defecto los sugeridos por el software para superar estos inconvenientes.



Por último, se desarrolló paso a paso el flujo de trabajo y se describieron sus ventajas, limitaciones y consideraciones técnicas en cada etapa según las experiencias encontradas en pruebas piloto y los informes de investigación de proyectos de combustión.

Este enfoque no pretende hacer una receta de un proceso que es de por sí muy complejo debido a los fenómenos físicos y químicos involucrados. Por lo tanto, cualquier lector debe tener cuidado con el uso de este flujo de trabajo y complementarlo con su propia experiencia. La intención que sí manifiesta es ser una guía y un punto de partida a lo largo del desarrollo de un estudio de simulación.

PALABRAS CLAVE: Combustión in situ, Flujo de trabajo, Pruebas de laboratorio, Screening, Simulador, Recuperación mejorada, Recursos no convencionales.



INTRODUCCIÓN.

La reciente apertura de la industria petrolera al sector privado que trajo consigo las Reformas en materia de energía responde a los requerimientos actuales de la Nación a enfrentar los retos vigentes de la industria petrolera del país. La presente realidad del sector hidrocarburos muestra que la producción de aceite está disminuyendo y que ésta proviene en su mayoría de yacimientos maduros.

Por esta razón el reto principal es incursionar en la explotación de los recursos denominados como no convencionales, éstos se consideran generalmente como aguas profundas, aceite y gas de lutitas. No obstante, los hidrocarburos que se encuentran en unas condiciones de flujo adversas tales como los crudos pesados, extrapesados y arenas bituminosas también constituyen hidrocarburos no convencionales.

Estos últimos recursos, mencionados en el párrafo anterior, se han visto limitados en su explotación tanto por el precio que los hace poco atractivos, como por el riesgo y dificultad de su extracción mediante la tecnología que se disponía en el pasado. Sin embargo, el desarrollo de las técnicas de recuperación mejorada conocidas como EOR, del inglés Enhanced Oil Recovery, ofrecen la oportunidad de incrementar la producción nacional de los campos maduros del país y en consecuencia representar un gran beneficio económico.

Entre los métodos EOR se encuentra la Combustión In-Situ (CIS), la cual recae dentro de la clasificación de procesos térmicos EOR; este método ha demostrado ser muy prometedor en diferentes pruebas de laboratorio, pruebas piloto e incluso casos exitosos a nivel de campo. Sin embargo, en los campos mexicanos se tiene nula experiencia con este procedimiento aun cuando en el país se cuentan con yacimientos que tengan las características para ser susceptibles a dicho proceso.

Dado que el proceso de selección y posterior implementación de un método EOR para un yacimiento particular requiere de un esfuerzo integral tanto técnico como económico, el presente trabajo se enfoca en una de las etapas de selección que es la simulación numérica. La razón se debe a que la simulación del proceso ofrece la ventaja de reducir costos, riesgos y tiempos antes de una posible prueba piloto, es decir, la simulación provee la certeza y confianza del potencial de recuperación EOR antes de comprometer recursos por parte del operador.

La principal motivación que da origen a este trabajo es la necesidad de identificar aquellas actividades relevantes para la simulación de un proceso de recuperación térmica en yacimientos homogéneos de aceite pesado, en particular la combustión in situ. De tal manera que un ingeniero petrolero pueda enfrentarse al problema de un estudio de simulación de CIS de forma más práctica y sencilla.



INTRODUCCIÓN.

De esta manera, se pretende dar respuestas, aunque no concluyentes ni definitivas, a preguntas típicas tales como: ¿qué tipo de información requiere el modelo de simulación? ¿De dónde se obtiene o proviene dicha información? ¿Cómo se integra el modelo del proceso?, etc. Con lo anterior, el presente trabajo intenta ser de ayuda para la comprensión de algunos de los conceptos más importantes involucrados en el modelado de un proceso de recuperación mejorada mediante combustión in situ.



CAPÍTULO I.

PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR.

Una vez que los yacimientos han sido explotados con la energía natural de los mismos y a través de mecanismos de inyección de fluidos, los hidrocarburos no recuperados son alrededor del 70% del volumen original. Por esta razón se han desarrollado técnicas que permitan extraer estos volúmenes mediante una alteración del sistema roca-fluidos, estos procedimientos se conocen como métodos de recuperación mejorada. Esta etapa de recuperación requiere mucho tiempo y esfuerzo de planeación que abarca tanto los estudios técnicos de ingeniería como los estudios económicos que sustenten la viabilidad del proyecto.

En este capítulo se describe el proceso de selección e implementación de un método EOR con la finalidad de que el lector identifique a la simulación como parte importante del proceso pero no como único ni definitivo puesto que existen otras actividades de igual importancia que se complementan entre sí. Con base en lo antes expuesto, se hace hincapié con este capítulo del alcance de este trabajo de tesis.



PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR

1.1 PLANEACIÓN DE PROYECTOS EOR.

La administración exitosa de proyectos de recuperación mejorada depende de una buena planeación. Prestar cuidadosa atención desde el principio a los factores económicos y de simulación incrementa considerablemente las probabilidades de éxito.

Existen numerosos casos de proyectos EOR en los cuales se ha dedicado mucho tiempo y esfuerzo pero han fallado en demostrar su rentabilidad. Para identificar estos problemas y evitar lidiar con trabajo de ingeniería innecesario, los estudios de screening son una herramienta útil en todo el proceso de planeación y administración de proyectos EOR.

En la figura 1.1 se muestran las actividades necesarias y sus interacciones para conducir un proyecto de recuperación mejorada exitosamente. Para fines de este trabajo, su alcance tiene como límite los estudios económicos, las pruebas piloto e implementación del proyecto; concentrándose así únicamente en el proceso de selección o screening y en la simulación del proceso como parte del eje principal de la investigación.

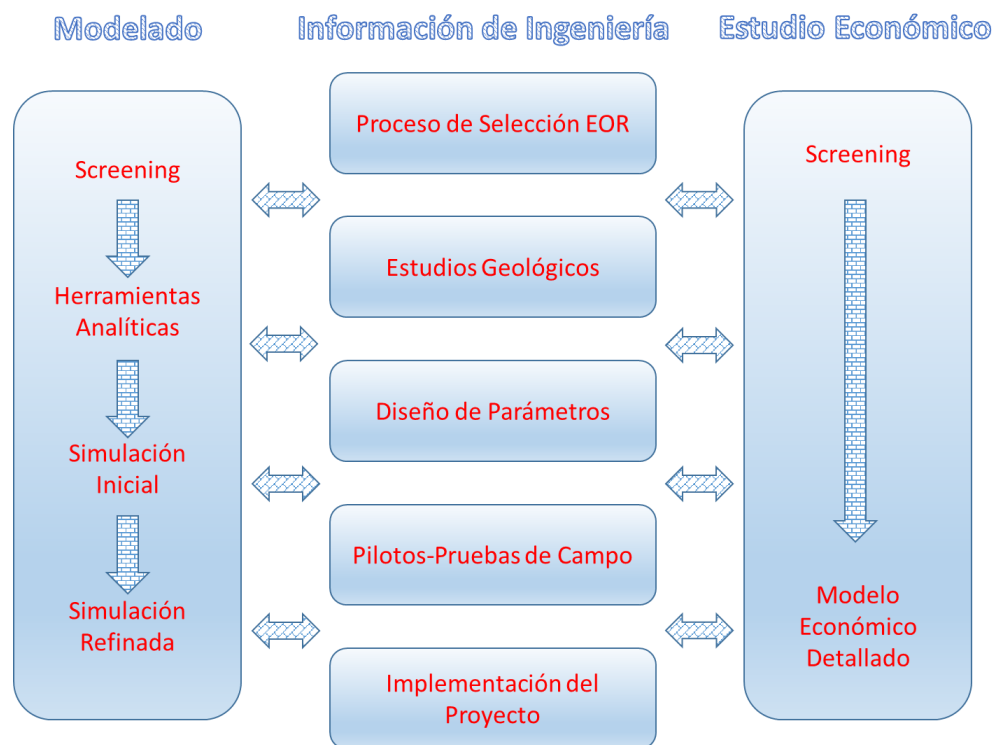


Figura 1.1. Modelado del comportamiento del yacimiento, ingeniería de diseño y estudios económicos, cada uno respaldando al otro y procediendo en paralelo.



1.2 PROCESO DE SELECCIÓN.

Antes de dar inicio al proceso de selección de un método de recuperación mejorada es preciso tener en cuenta a qué clase pertenecen éstos, es decir, reconocer a través de qué mecanismo se puede ayudar a mejorar la recuperación de aceite de los yacimientos. Los procesos de recuperación mejorada recaen dentro de dos categorías generales:

- Aquellos que mejoran la eficiencia de barrido volumétrico:

Una pobre eficiencia de barrido es resultado de las heterogeneidades del yacimiento así como de una pobre movilidad. El uso de métodos EOR que mejoren la relación de movilidad también pueden reducir el impacto de las heterogeneidades del yacimiento. La relación de movilidad puede ser afectada mediante la disminución de la movilidad del fluido inyectado (i.e. inyección de polímeros), o a través del incremento de la movilidad del fluido objetivo, es decir, los hidrocarburos (i.e. métodos térmicos)

- Aquellos que mejoran la eficiencia de desplazamiento:

La eficiencia de desplazamiento es controlada por las fuerzas capilares, las cuales retienen el aceite en la matriz del yacimiento. Los métodos que reducen el impacto de estas fuerzas capilares incluyen:

- Químicos: Surfactantes, Cáusticos, Alcalinos.
- Miscibles: Gas Hidrocarburo, Dióxido de Carbono, Nitrógeno.
- Microbiales: Generación in-situ de surfactantes y polímeros.

El proceso de selección comienza con la identificación de un volumen de hidrocarburos que no es accesible con los medios de recuperación primaria y secundaria. Para identificar este objetivo es necesario responder a las siguientes preguntas:

¿Cuál es el volumen remanente de hidrocarburos después de empleados los métodos convencionales?

¿Dónde está localizado este recurso remanente?

¿Cuál es la razón por la que no ha sido recuperado?

Para poder dar respuesta a las preguntas anteriores es preciso contar con información suficiente sobre las características tanto del yacimiento como de las propiedades de los fluidos. Estudios y análisis geológico-petrofísico y modelado dinámico pueden ayudar a responder; sin embargo, deben estar perfectamente soportados con datos de campo como los siguientes;

- Análisis de núcleos.
- Medidas de las propiedades de los fluidos.
- Histórico de producción detallado.
- Registro geofísico de pozos.
- Registro de las presiones.



PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR

Una vez que el volumen ha sido identificado y la información relevante del yacimiento y sus fluidos contenidos en éste ha sido recolectada, es llevado a cabo el screening para la selección y posterior aplicación de un proceso EOR.

EL proceso de screening, del cual se expondrá a detalle en el siguiente capítulo, dará como resultado algunos procesos candidatos; la selección requerirá que el objetivo específico del yacimiento tenga correspondencia con el proceso EOR específico; no obstante, la decisión final dependerá de la viabilidad económica del proyecto dado que ésta no es una cuestión completamente técnica.

El trabajo detallado para realizar la correspondencia deberá incluir respuestas a los siguientes ejemplos para el caso de los métodos térmicos, en los cuáles se enfoca el presente trabajo:

¿Cuáles son las pérdidas térmicas anticipadas en la roca?

¿Puede ser controlado en el yacimiento el frente de combustión?

¿Puede ser controlada la presión del yacimiento en el rango necesario para un calentamiento eficiente del fluido?

Las respuestas a las preguntas de arriba son críticas para la decisión final de la selección de un proceso de recuperación mejorada térmico y para ello, deben llevarse a cabo en conjunto las investigaciones geológicas de campo y de laboratorio, así como el análisis económico y de diseño del proyecto. Lo anterior implica que el proceso de selección no es propiamente lineal debido a que las actividades necesarias no se llevan a cabo sucesivamente sino que éstas se realizan en conjunto y paralelamente hasta el momento de tomar una decisión que lleve a su diseño y posterior implementación.

1.3 ESTUDIOS GEOLÓGICOS-PETROFÍSICOS.

Una adecuada descripción geológica-petrofísica del yacimiento es crítica para la implementación exitosa de un proceso de recuperación mejorada. De esta manera, se incrementan sustancialmente las probabilidades de que el fluido inyectado al yacimiento llegue a la zona productora de interés o que, por el contrario, dicho fluido sea enviado a zonas de nulo interés o ladronas. De no contar con una buena caracterización estática del yacimiento, se corre el riesgo de fracaso del proyecto EOR, esto es, se podría manifestar pérdida de fluidos fuera de la zona de interés e irrupción prematura de pozos productores, entre otros problemas operacionales.

La caracterización estática es indispensable para la obtención de la información requerida que alimente al simulador, es decir, el modelo geológico-petrofísico servirá de base para la construcción del modelo de simulación. Entre esta información estática se encuentra la siguiente:



- Caracterización estática.
 - Definición estructural del yacimiento.
 - Cimas y bases.
 - Relieve estructural.
 - Fallas.
 - Distribución de propiedades.
 - Porosidad y tipos de porosidad.
 - Permeabilidad.
 - Espesores netos y brutos.
 - Mineralogía y calidad de la roca.
 - Límites físicos y/o estructurales.
 - Definición del volumen original y su distribución.

Con la información anterior es posible construir mediante un software especializado de simulación un modelo geológico-petrofísico del yacimiento bajo estudio, no obstante, es importante hacer notar que este modelo sea congruente con la caracterización estática del mismo yacimiento, esto es, que la información obtenida de ambas caracterizaciones sea complementaria entre sí más no independiente. Lo anterior se debe a que la caracterización dinámica es empleada para corroborar y refinar los datos estáticos. Entre la información relevante para el modelo de simulación provista de la interacción roca-fluidos se tiene:

- Caracterización dinámica.
 - Mecanismos de empuje.
 - Comportamiento termodinámico de los fluidos.
 - Comportamiento petrofísico.
 - Presión capilar.
 - Permeabilidades relativas.
 - Mojabilidad.
 - Compresibilidad de la roca.

Un estudio geológico integral —caracterización estática y dinámica— debe preceder cualquier esfuerzo e intento por realizar un proceso de recuperación mejorada. Este estudio debe por lo menos abarcar la revisión de registros geofísicos de pozos, núcleos y fluidos del yacimiento de tal manera que resulten en un modelo de yacimiento detallado que permita realizar un ajuste adecuado del histórico de producción.

1.4 PRUEBAS DE LABORATORIO.

Los estudios de laboratorio son importantes para determinar las propiedades de la formación productora, sus fluidos contenidos y su distribución dentro del yacimiento. Las mediciones de saturación de los fluidos en el medio poroso son esenciales para determinar el volumen de aceite y su distribución, esto es, la saturación de aceite remanente que puede ser móvil mediante un proceso EOR.



PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR

En general, los experimentos de laboratorio ayudan a entender el potencial y la factibilidad de aplicación de los métodos EOR mediante procesos estandarizados realizados experimentalmente. Adicionalmente, este tipo de experimentos sirven de base para realizar el escalamiento del nivel de laboratorio de las propiedades que son estudiadas en núcleos y que son relevantes para proporcionar información que permita profundizar los estudios geológicos, petrofísicos, y de ingeniería, los cuales sustentarán el diseño de un proyecto EOR a escala de yacimiento.

Las pruebas realizadas para la selección de los procesos EOR están agrupadas en cuatro categorías:

- a) Caracterización de los fluidos del yacimiento.
- b) Estudios de fluidos de inyección.
- c) Caracterización de núcleos del yacimiento.
- d) Estudios de desplazamiento en medios porosos.

1.5 MODELADO NUMÉRICO DEL PROCESO EOR.

El modelado de un proyecto EOR es necesario para la optimización del diseño del proceso y el valor presente neto del mismo; además, con el fin de reducir riesgos financieros en aquellos proyectos de gran magnitud. Para modelar un proyecto de recuperación mejorada se requiere que la descripción del yacimiento usada para realizar estudios de simulación sea consistente con el modelo geológico-petrofísico, y validado con un comportamiento del yacimiento pre-EOR, de igual manera necesita mucha más información y tiempo en comparación de las técnicas de gran escala y los estudios de diseño de proyectos de recuperación secundaria de inyección de agua.

Modelar un proyecto EOR es un procedimiento básicamente de 6 pasos:

1. Definir las condiciones dinámicas de la zona de interés.
2. Seleccionar un simulador de yacimiento apropiado para conducir el diseño del proyecto.
3. Recolectar datos de entrada validados.
4. Realizar el histórico de producción.
5. Predicción de un comportamiento a través del tiempo.
6. Determinar el diseño óptimo mediante estudios de sensibilidad.

El procedimiento para elegir un simulador apropiado para conducir un estudio de recuperación mejorada involucra seleccionar un simulador de aceite negro, composicional o térmico, el cual sea capaz de predecir con precisión el comportamiento del yacimiento bajo el proceso EOR en estudio. Actualmente la mayoría de las compañías petroleras utilizan simuladores comerciales disponibles que son capaces de simular diferentes procesos EOR o incluso enfocarse solamente a un grupo de éstos.



Es importante considerar en la selección qué tan amigable es la interfaz de usuario, la rapidez de procesamiento y finalmente, el soporte técnico ofrecido por el proveedor en cualquier momento que sea requerido para que pueda garantizarse que los estudios de simulación sean completados exitosamente en tiempo y forma.

Para que un modelo de simulación prediga con precisión el comportamiento del proceso EOR, la descripción del yacimiento debe representar las características estáticas y dinámicas reales del mismo. El proceso de realizar un ajuste histórico de presión-producción es adecuado para refinar la descripción del yacimiento, dicho proceso se ilustra en el siguiente diagrama de flujo:

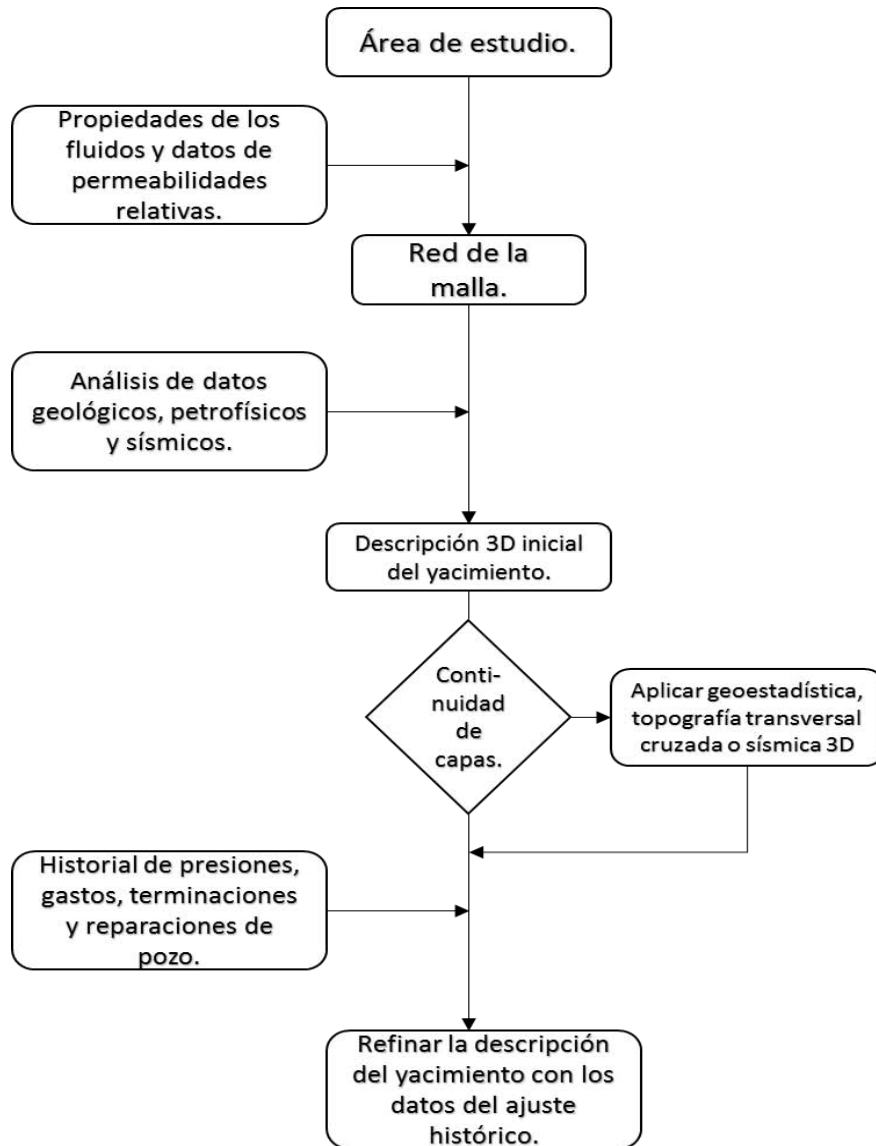


Figura 1.2. Diagrama de flujo que muestra el proceso de ajuste histórico estático y dinámico usado para refinar la descripción del yacimiento.



1.6 ESTUDIOS ECONÓMICOS.

Como en todos los proyectos de inversión, la rentabilidad es el principal impulsor y motivación de ejecución de un proceso de recuperación mejorada. Ésta justifica la aplicación de un proceso EOR y regula cómo debe ser diseñado. La rentabilidad está fuertemente influenciada por los precios del crudo en el mercado, que como todos sabemos son altamente variables e imposibles de predecir.

Es importante comenzar el análisis económico a principios del proceso de selección o screening. También es conveniente formular escenarios simples una vez que ha sido identificado el volumen a recuperar y han sido considerados procesos candidatos como resultado del proceso de screening; como ejemplo podría ser determinar alguna cantidad de fluido de inyección por barril recuperado (con base a experiencias previas de otros procesos EOR existentes); además formular algunas suposiciones que deban ser verificadas posteriormente como lo pueden ser el impacto de la salinidad del yacimiento en la cantidad de polímero necesario para desarrollar una viscosidad dada o la capacidad de reducir la presión del yacimiento que permita formar un frente de vapor.

Comenzar con modelos sencillos de evaluación económica para ayudar en la elección del proceso, y añadir sofisticación progresiva conforme el diseño avanza es recomendable y para ello, prestar atención a variables económicas como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el índice de rendimiento (IR), periodo de recuperación, etc. es de gran utilidad. El análisis económico se puede utilizar para guiar el diseño de ingeniería, ayudar a diseñar cualquier prueba piloto, y ayudar a manejar la vigilancia permanente en la implementación.

El análisis económico es decisivo para el éxito de un proceso EOR, a través de la identificación de los parámetros técnicos críticos que gobiernan la rentabilidad del proyecto y proporcionando la justificación para llevar a cabo el trabajo necesario para confirmar supuestos, modificaciones al proceso, optimización de resultados. Por esta razón se considera que un análisis económico requiere una profunda revisión y amerita un trabajo a posteriori al presente cuyo objetivo final es la simulación de un proceso térmico de recuperación mejorada.

1.6 INGENIERÍA DE DISEÑO.

Los parámetros de diseño incluyen aquellos en micro-escala que permitan determinar la eficiencia de desplazamiento (por ejemplo, presiones de miscibilidad y movilidades); parámetros en la macro-escala que permitan el óptimo barrido del yacimiento (por ejemplo, la presión y la temperatura del yacimiento, el volumen de fluido inyectado, heterogeneidad de la roca y la distribución de pozos). Particular atención debe prestarse a la interacción del yacimiento, es decir, del sistema roca-fluidos y el proceso de recuperación seleccionado. Los estudios de sensibilidad pueden utilizarse para ayudar a definir qué parámetros son importantes conocer y cuán precisos necesitan ser. En consecuencia estos estudios también mostrarán que algunos parámetros no influyen mucho en los resultados económicos. A éstos se les puede prestar menos atención pero nunca deben ser ignorados. Otros tendrán



una fuerte influencia en la rentabilidad y, por lo tanto, se garantiza una mejor comprensión del proceso. Por último, se hace hincapié en el valor de la información suficiente y correcta que se necesita saber para tomar las mejores decisiones y las opciones correctas; más allá de esto, los datos y la información tienen un valor poco significativo.

1.7 PRUEBAS PILOTO.

Existe una controversia sobre la necesidad de llevar a cabo una prueba piloto de cualquier proceso EOR por razones técnicas; sin embargo, esto no sería completamente necesario cuando se tiene suficiente experiencia de procesos análogos y se comprende adecuadamente la caracterización geológica del yacimiento de tal manera que los métodos de simulación modernos pueden ser lo suficientemente confiables, por lo cual una prueba piloto podría ser innecesaria. Otra creencia es que una prueba piloto de aceite en el tanque es suficiente para ser capaces de predecir el comportamiento a escala de campo; tales pruebas no son suficientes para hacer confiable una extrapolación a escala completa del yacimiento

La cuestión radica en establecer cuándo se justifica realizar una prueba piloto y para esto conviene preguntarnos y determinar cuáles son las incógnitas que pudieran causar una diferencia importante en la respuesta del proyecto; si estos parámetros críticos presentan una alta incertidumbre entonces se consideran críticos en la viabilidad del proyecto EOR; en consecuencia, no es suficiente para resolver estas incógnitas a través del laboratorio o la simulación por lo que una prueba debe ser considerada para solucionar este problema. La prueba piloto debe ser diseñada para obtener la información clave necesaria de tal manera que se reduzca considerablemente el riesgo del proyecto a niveles aceptables.

Las pruebas piloto varían en un rango desde una prueba de inyección hasta una prueba completa de inyección y producción multipozo a escala de yacimiento. Para una prueba piloto pueden ser necesarios análisis de núcleos previos y posteriores a la prueba, registros de pozo y observación de muestras de roca y fluidos. Una buena comprensión geológica, así como pozos destinados a la inyección y producción son críticos para el éxito de la prueba.

1.8 IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.

Un proyecto exitoso de EOR no termina cuando las válvulas son abiertas al flujo de hidrocarburos a través del pozo hacia la superficie. El monitoreo continuo es muy importante y debe ser parte del diseño del proyecto. Monitorear debe ser considerado como una asociación entre las operaciones y la ingeniería cotidianas. Si este es un nuevo proceso, el personal de operaciones necesitará una formación adecuada de lo que puede esperar, lo que puede observar, y qué puede medir. La importancia de un buen par de ojos y oídos en el campo, los datos fiables, y el control de calidad cuidadoso deben ser imprescindibles. El monitoreo activo desempeña un papel importante en el logro de los objetivos; pozos de observación para monitorear el desempeño, revisiones frecuentes de las condiciones del



PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR

pozo, las bases de datos con información relevante de las operaciones diarias del campo, y el trabajo en equipo son la clave del éxito.

Los proyectos EOR son una forma de negocio compleja y riesgosa, en la cual se ha dicho ya, los tiempos de producción y recuperación de la inversión son críticos; debido a esto, se puede hacer uso de los modelos de simulación y de los estudios económicos desarrollados durante la fase de planificación para monitorear, hacer mejoras e ir haciendo ajustes necesarios para los próximos años de vida del proyecto. Al igual que con todas las implementaciones tecnológicas, los cambios en la administración pueden ser importantes, alineando a la gente con una nueva forma de hacer las cosas. Este significa nuevos procesos de trabajo, una mejor formación, tal vez una nueva organización, y una cultura de trabajo que fomente el éxito.

1.9 DETERMINACIÓN DEL PROCESO ÓPTIMO EOR.

Para determinar el diseño óptimo del proceso de recuperación mejorada deben ser llevados a cabo numerosos estudios de sensibilidad. Así pues, son corridos los simuladores variando los valores de los parámetros de interés y comparando los resultados. De esta manera es posible determinar la mejor opción relacionada por ejemplo con:

- El esquema de inyección.
- Condiciones y limitaciones operativas de pozo.
- Modificación de patrones de flujo.
- Uso de pozos horizontales o multilaterales.
- Número de pozos inyectoros y productores.
- Arreglo y configuración de pozos.
- Dimensionar la infraestructura requerida.

Finalmente, la siguiente figura 1.3 presenta el procedimiento general de todas las etapas anteriores que culminan con la selección de un proceso de recuperación mejorada; se puede observar que conforme las actividades avanzan el riesgo e incertidumbre decrecen, aunque por otra parte el esfuerzo e inversión necesarios para la siguiente etapa se incrementan.



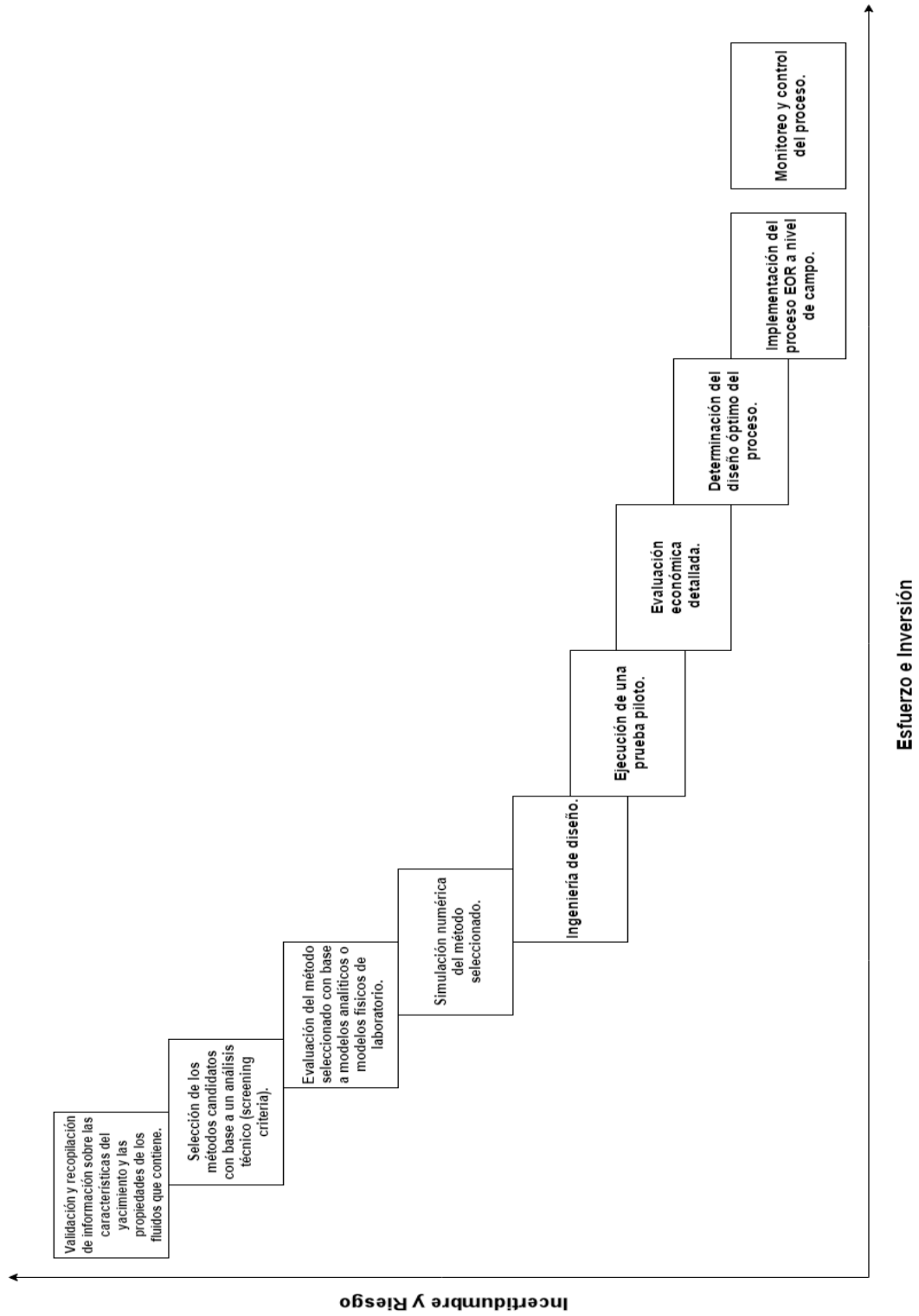


Figura 1.3. Proceso de selección e implementación de un método de recuperación mejorada.



Hasta este punto se ha presentado el flujo de trabajo propio para un proyecto de recuperación mejorada; no obstante, las actividades exclusivas al correspondiente flujo de trabajo que ocupa esta tesis serán descritas en los capítulos subsecuentes y finalmente en el último capítulo se describirá el flujo de trabajo como tal. Sin embargo, antes de concluir el presente capítulo es menester hacer una descripción del proceso de recuperación térmica en la cual se enfoca este estudio.

1.10 COMBUSTIÓN IN-SITU.

Los métodos de recuperación térmica buscan reducir la viscosidad de los fluidos a través de la transferencia de energía calorífica hacia el yacimiento, de tal manera que éstos presenten menor resistencia al flujo, es decir, mejoren su movilidad y en consecuencia, las fuerzas de los mecanismos de desplazamiento en el yacimiento incrementen la producción de aceite. Estos procesos son especialmente útiles para los crudos pesados (5-15 °API) puesto que además de disminuir la viscosidad, al mismo tiempo se aprovechan los efectos de destilación y de alteración de las fuerzas capilares restrictivas en el frente de desplazamiento. La viscosidad de los crudos pesados puede reducirse si son calentados en un rango de temperatura de 177 °C a 232 °C⁵⁰. La figura 1.14 esquematiza el proceso de combustión in situ.

La transferencia de calor hacia el yacimiento puede efectuarse a través de un fluido portador desde la superficie, o bien, ser generado dentro del mismo yacimiento. Este último caso es el principio de la combustión in situ, el cual tiene sus orígenes desde 1923 cuando apareció su primera patente en los Estados Unidos; no obstante, no fue hasta la década de los 50's cuando comenzaron a realizarse diversos experimentos, tanto en laboratorio como en campo, en territorios canadienses, norteamericanos y de América del Sur.

El proceso consiste básicamente en la inyección de aire, aire enriquecido con oxígeno o simplemente O₂, con el objetivo de producir una combustión al entrar en contacto con el aceite del yacimiento; una vez que esto sucede, ocurren una serie de reacciones químicas de oxidación y craqueo, las cuales liberan la suficiente energía para la formación, natural o artificialmente, de un frente de combustión. En las reacciones de oxidación, el aire inyectado reacciona con el aceite in situ, desencadenando primeramente reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO) y en seguida conforme la temperatura aumenta, se producen oxidaciones a alta temperatura (HTO). Las primeras reacciones tienen la característica principal de producir el combustible necesario para mantener la combustión, es decir, el coque; éste se forma a partir de las fracciones pesadas del aceite, y son éstas finalmente las que se consumen en el frente de combustión durante las segundas reacciones de oxidación. Temperaturas muy altas, en el rango de 450-600 °C, son generadas en una zona de apenas unos centímetros de espesor; logrando una gran reducción en la viscosidad del aceite cerca de la zona de combustión. El proceso tiene una gran ventaja en comparación a los otros métodos térmicos, debido a su alta eficiencia térmica como consecuencia de sus relativamente pequeñas pérdidas de calor en las capas adyacentes, mientras que estas pérdidas son prácticamente nulas en la superficie y el pozo.



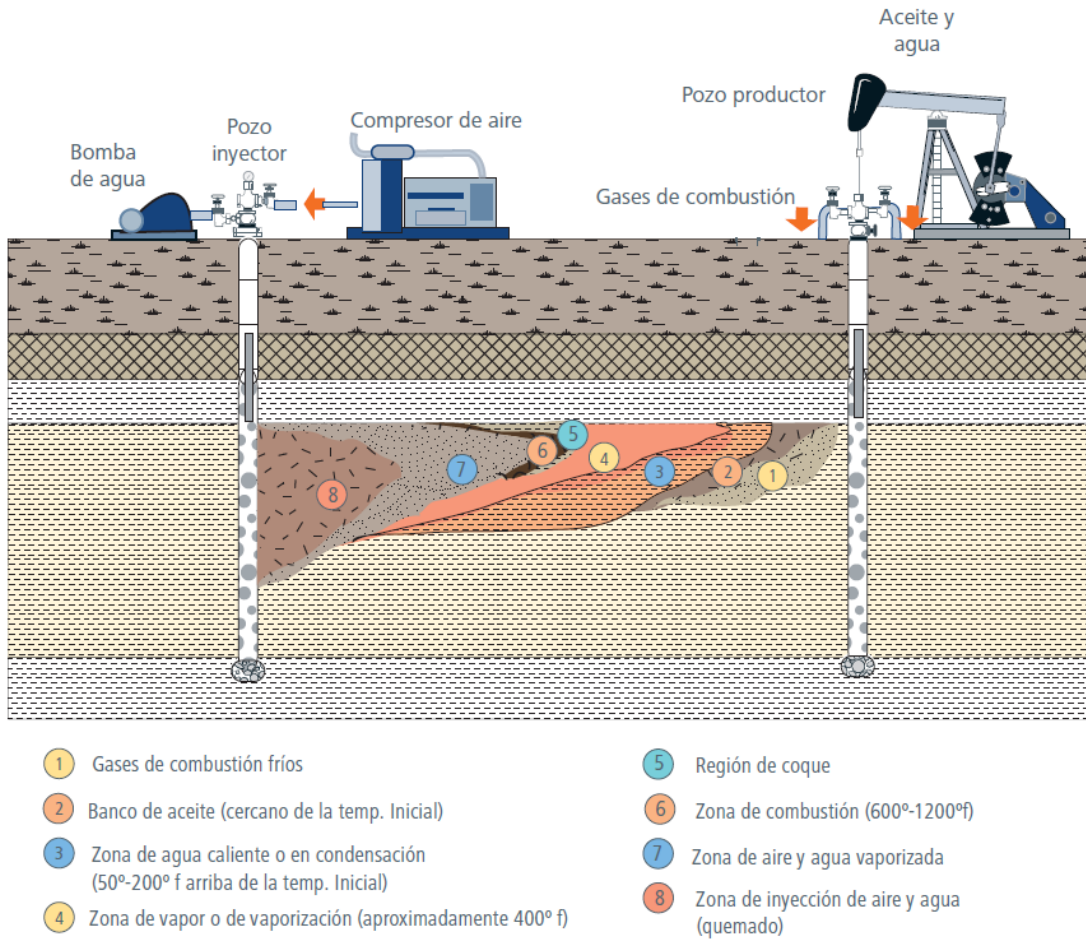


Figura 1.4. Esquema del proceso de combustión in-situ (Fuente CNH, 2012).

En la figura 1.5 se muestra que el proceso de combustión in situ tiene tres variantes principales y tres variantes más relacionadas a la combustión tradicional o frontal; a pesar de esto, se hace notar que todos los procesos comparten características básicas como, por ejemplo, las reacciones químicas presentes en el medio poroso entre los fluidos del yacimiento y el fluido inyectado. A continuación se describen las variantes de la combustión, sin dejar de mencionar las diferencias importantes entre cada una.



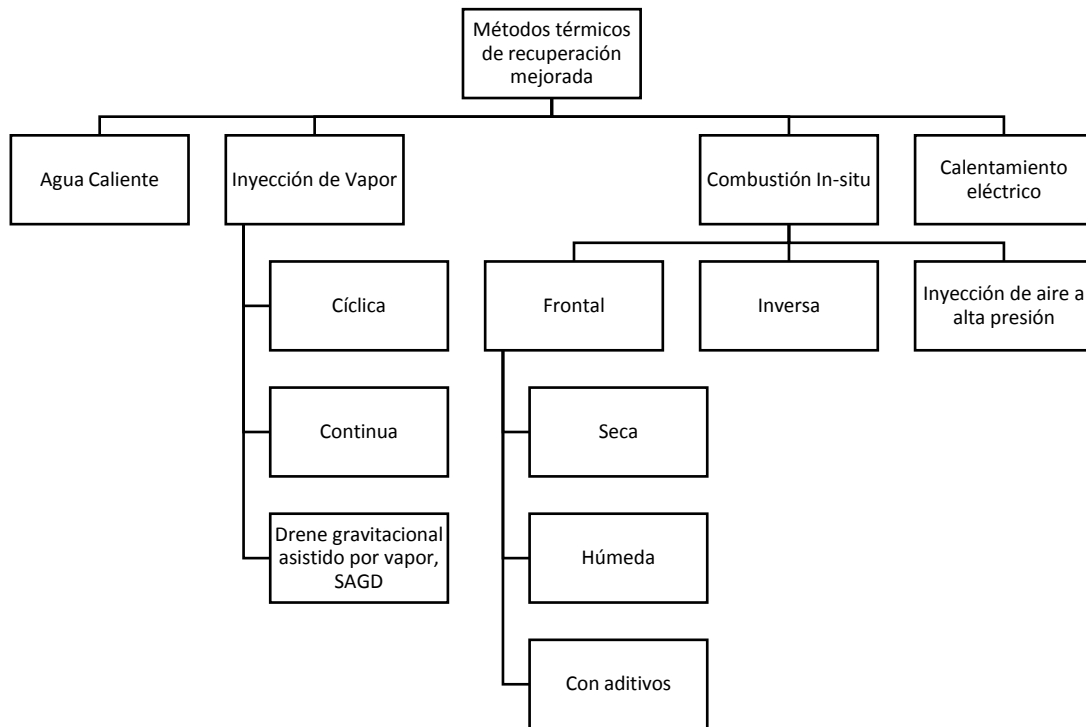


Figura 1.5. Clasificación de los métodos térmicos de recuperación mejorada.

1.10.1 Combustión In-Situ Frontal.

Este tipo de combustión fue la que originalmente se desarrolló y a partir de la cual se le han ido ajustando los nombres de acuerdo a las variantes desarrolladas con el paso del tiempo. La combustión in situ frontal, directa o convencional consiste en la inyección de aire u oxígeno a la formación; el aceite es quemado en el pozo inyector y el frente de combustión se mueve en la misma dirección del flujo del fluido oxidante hacia el pozo productor. La ventaja de este tipo de proceso es que la fracción menos valiosa del crudo es quemada en forma de coque, dejando arenas limpias en la zona detrás del frente de combustión. A pesar de esto, dos limitantes se pueden observar de este proceso. La primera, el aceite producido debe pasar a través de una región fría del yacimiento; si el aceite es altamente viscoso, puede ocurrir un bloqueo del líquido, el cual puede terminar con el proceso. La segunda limitante concierne con el almacenamiento del calor en la zona quemada detrás del frente; puesto que este calor no es utilizado eficientemente por el aire inyectado, esto es, este calor solamente precalienta el aire inyectado pero éste no es capaz de llevarlo hacia el frente. Cabe señalar que este tipo de combustión no hace uso de algún otro fluido o aditivo (especialmente agua) por lo que en realidad es el tipo de combustión directa convencional seca.



En la figura 1.6 se esquematiza este proceso y es posible distinguir cuatro zonas:

1. Zona quemada.- La combustión ha comenzado y no queda nada de aceite, ni siquiera carbón. El aire proveniente de la superficie es precalentado al pasar por esta roca a alta temperatura dejada atrás por el frente.
2. Zona de combustión.- Área en la cual se está quemando actualmente el combustible, el cual puede ser coque o carbón depositado por la zona justo de enfrente de craqueo de aceite. En esta zona el frente tiene unos cuantos centímetros de longitud y alcanza temperaturas de entre 300-650 °C, sin alcanzar la temperatura de fusión de la roca.
3. Zona de destilación. La acción de los gases de combustión de la zona anterior inducen las reacciones de craqueo, destilación y condensación.
4. Zona de desplazamiento por agua y gas.- Esta área se encuentra cerca de la temperatura del yacimiento, en la cual los fluidos son empujados hacia adelante por los gases no-condensables.

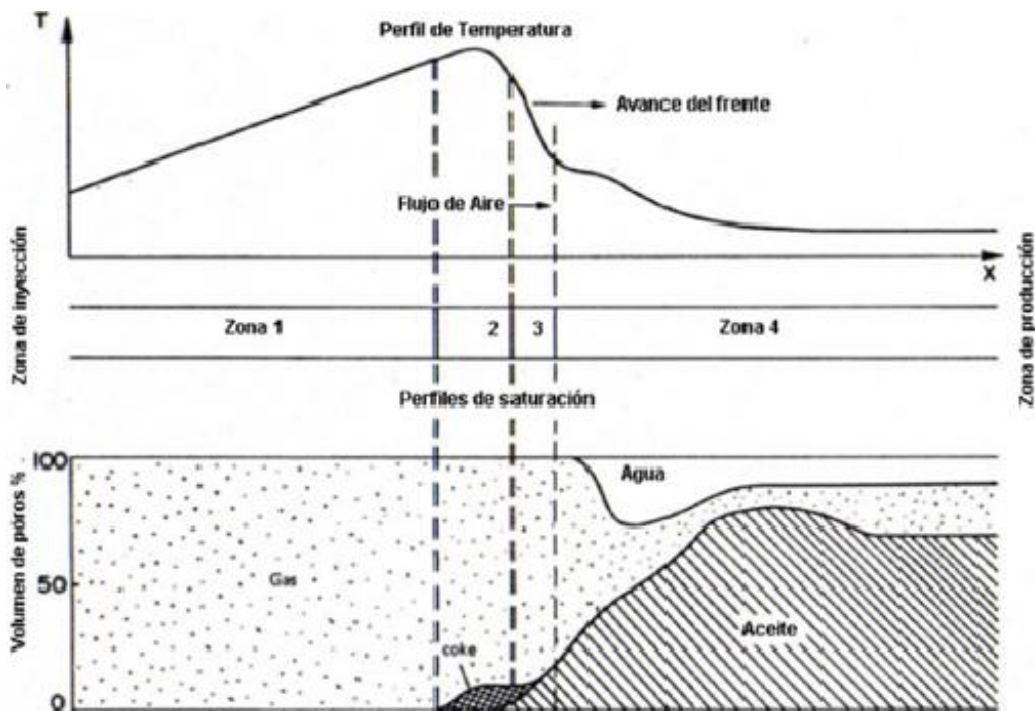


Figura 1.6. Esquema del proceso de combustión in-situ frontal.

1.10.2 Combustión In-Situ Inversa.

La combustión inversa es una variante del proceso de combustión discutido en el punto anterior. Se le denomina de esta manera dado que el frente de combustión avanza en sentido opuesto al flujo de aire inyectado, esto quiere decir que la ignición es activada en la vecindad del pozo productor y el frente avanza con dirección hacia el pozo inyector. El proceso de igual manera excluye el uso de agua. Este tipo de combustión permite remediar



PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR

el primer limitante de la combustión convencional, es decir, la posibilidad de un bloqueo por líquido. Sin embargo, la combustión inversa no es tan eficiente como la directa porque, a diferencia de ésta donde una fracción no deseable (residuos pesados de poco valor económico) del crudo funciona como combustible, en este proceso inverso es quemada una fracción de crudo deseable para ser recuperada, mientras que la fracción indeseable es dejada atrás del frente de combustión. Es preciso hacer notar que, además, la combustión inversa requiere alrededor del doble de aire.

Otra desventaja que presenta este tipo de proceso, es la fuerte tendencia a producir una combustión espontánea. Dependiendo de la naturaleza del aceite, cuando es expuesto al aire que se encuentra a temperatura ambiente por un periodo de entre 10 y 100 días, el aceite experimentará oxidación. Si ninguna pérdida de calor se produce, la temperatura gradualmente irá incrementándose y una ignición espontánea será muy probable, aun para crudos muy poco reactivos. Se sabe que un aceite expuesto a una temperatura promedio de 65 °C aproximadamente entre 5 a 40 días, puede incendiarse espontáneamente. A una temperatura alrededor de 90 grados centígrados, puede ocurrir posiblemente una combustión espontánea en menos de diez días (Dietz & Weijdema¹⁴). Si una combustión espontánea se produce cerca del pozo inyector, se habrá iniciado una combustión frontal que habrá consumido todo el oxígeno necesario para el proceso inverso, por lo que la combustión inversa habrá cesado.

De manera análoga, el proceso inverso puede ser descrito en cuatro zonas como se muestra en la siguiente figura 1.7:

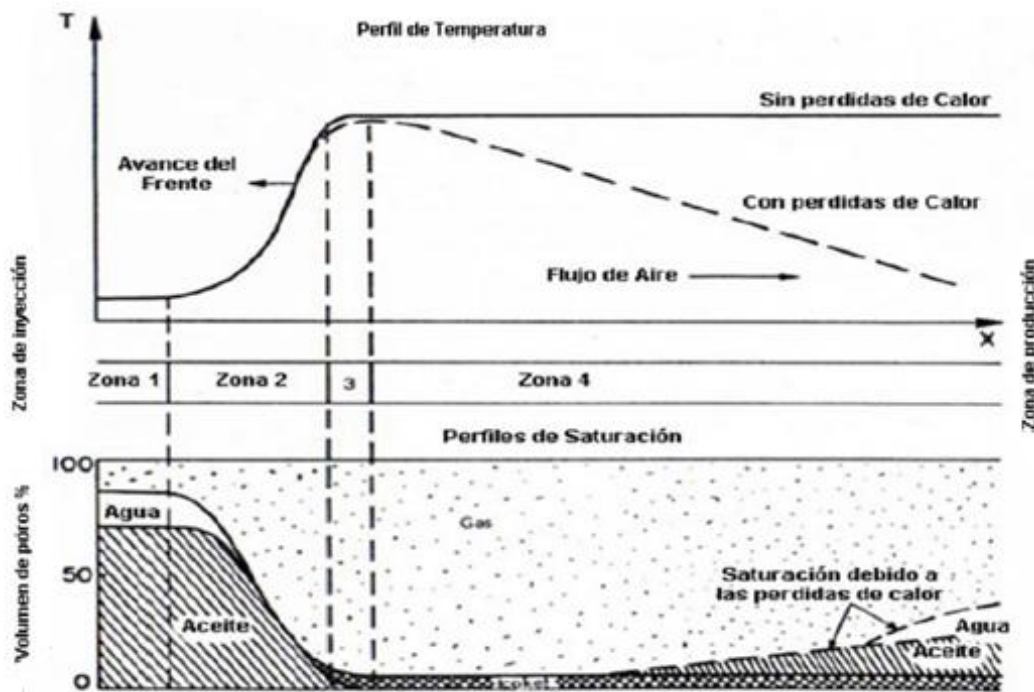


Figura 1.7. Esquema del proceso de combustión in-situ inversa.



1. Zona fría.- Esta parte de la formación se encuentra a condiciones originales del yacimiento y ha comenzado a ser barrida por el aire inyectado. Si las condiciones de temperatura y oxidación son altas es posible que ocurran reacciones y es justamente aquí donde puede producirse una combustión espontánea que derivaría en un cese del proceso inverso y convirtiéndose en uno convencional como se ha dicho antes.
2. Zona de reacción.- Debido al aumento de temperatura por conducción, en esta área de la formación ocurren reacciones (HTO) de vaporización del agua de formación, destilación de las fracciones ligeras del aceite y el craqueo de ciertos hidrocarburos en presencia de oxígeno. Las fracciones menos pesadas del aceite junto con el vapor son desplazados hacia el pozo productor, mientras que otros componentes como los asfáltenos, forman depósitos de coque.
3. Zona de combustión.- En esta zona se alcanza la temperatura máxima del proceso. Aquí es consumido todo el oxígeno que no fue utilizado en la zona de reacciones anteriores.
4. Zona caliente.- En esta área queda depositado el coque residual que no ha sido quemado en la matriz de la roca.

1.10.3 Combustión In-Situ Húmeda.

La combustión in situ húmeda, también conocida por sus siglas en inglés como COFCAW (Combination of Forward Combustion and Waterflooding), es un proceso que busca remediar la segunda limitante de la combustión convencional, esto es, el uso ineficiente del calor almacenado detrás del frente de combustión. En la combustión in situ seca, más de la mitad del calor generado dentro del yacimiento queda entre las zonas comprendidas por el pozo inyector y el frente de combustión. Debido a su alta capacidad calorífica y su calor latente de vaporización, el agua ha sido el fluido escogido para transferir este calor hacia adelante del frente.

Cuando el agua es inyectada dentro de un pozo inyector en una combustión seca, ya sea alternadamente o junto con el aire, una parte o toda el agua se evaporizará, cruzará el frente de combustión y por lo tanto transferirá el calor por delante del frente. Resultados favorables se obtienen de este transporte de calor; el proceso reduce la viscosidad del aceite frío al extender el alcance de la zona de vapor o zona caliente a mucha mayor distancia del frente. Esto permite movilizar aceite viscoso, operar a menores presiones, y además operar con menor consumo de energía (combustible); esta combinación de factores puede reducir en algunos casos la relación aire-aceite.



PROCESO DE SELECCIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EOR

Como se observa de la figura 1.8, el proceso puede ser descrito en cinco zonas:

- Zona de inyección.- Es la zona por la cual pasan los fluidos inyectados (aire y agua) y que al ser barrida por el frene, contiene una cantidad mínima o nula de hidrocarburo. Como la temperatura es más baja que la de ebullición del agua, los poros presentan saturación de agua y lo que queda de su volumen es ocupado por aire.
- Zona de aire y agua vaporizada.- El agua se presenta en forma de vapor y los poros están saturados con éste y aire inyectado. El frente de vaporización de agua inyectada está en el límite entre esta zona y la anterior.
- Zona de combustión.- En esta zona ocurre el proceso de oxidación del coque depositado detrás del frente.
- Zona de vaporización y condensación.- Esta área se encuentra cerca de la temperatura de vaporización del agua; la progresiva condensación del vapor y evaporización del agua se presentan en esta zona. Además algunas fracciones ligeras e intermedias del aceite son vaporizadas y llevadas hacia el pozo productor.
- Zona de alta presión.- En esta zona se manifiesta una zona de contrapresión debido al banco de agua formado.

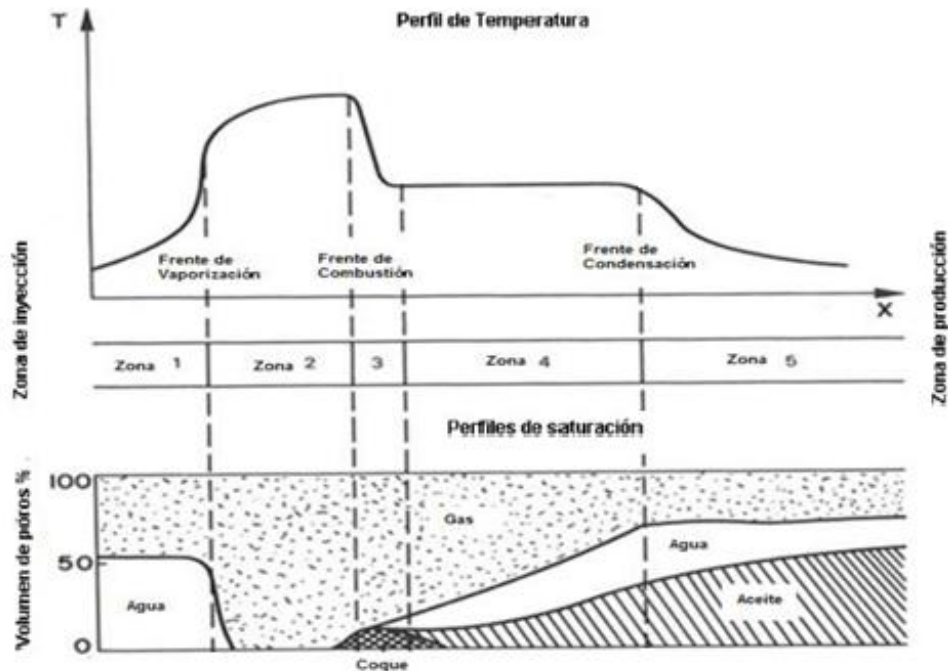


Figura 1.8. Esquema del proceso de combustión in-situ húmeda.



1.10.4 Inyección de Aire a Alta Presión (HPAI).

Los procesos de combustión discutidos anteriormente generalmente emplean aire para generar las reacciones de combustión; a pesar de esto, es posible utilizar oxígeno solamente o aire enriquecido con oxígeno. El proceso HPAI consiste en la inyección de aire comprimido con el objetivo de que el oxígeno presente produzca gases de combustión altamente movibles. Los gases de combustión compuestos principalmente por N_2 , CO y CO_2 , se mueven por delante del frente de reacción y alcanza un desplazamiento eficiente del aceite in situ. Los estudios de laboratorio han mostrado que la alta eficiencia de desplazamiento de la inyección de aire a alta presión se debe a una combinación de procesos que incluyen el desplazamiento inmisible del gas, la mejora de la miscibilidad ocasionada por la presencia de CO_2 en el gas de combustión, reducción de la tensión interfacial, y la re presurización del yacimiento. El proceso se utiliza normalmente para yacimientos profundos y de aceite relativamente ligero cuando la inyectividad del agua es baja. Con respecto a esto último, generalmente se hace la distinción entre el proceso de recuperación de aceite a través de la inyección de aire para aceites pesados y ligeros mediante los conceptos de ISC (In Situ Combustion) y HPAI (High Pressure Air Injection) respectivamente.

1.11 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

- La administración exitosa de proyectos de recuperación mejorada depende de una buena planeación.
- En el proceso de selección e implementación de un método de recuperación mejorada debe considerarse tanto la parte técnica como la económica del proyecto.
- Cada una de las etapas requiere de mayor esfuerzo e inversión, lo cual a su vez se traduce en menor riesgo e incertidumbre del proyecto.
- La comprensión del yacimiento es fundamental para cualquier proceso de recuperación mejorada que sea susceptible de ser aplicado.
- La combustión in situ es un proceso térmico prometedor para la recuperación de aceites pesados y altamente viscosos capaz de mejorar su movilidad al reducir la viscosidad.



CAPÍTULO II.

CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

Una vez que un yacimiento se encuentra en su etapa de maduración es deseable incrementar su producción y los métodos de recuperación mejorada se postulan como la mejor solución. La primera incógnita que evidentemente surge es saber cuál método de entre todos los disponibles es el idóneo para aplicarse a un yacimiento en concreto. Diferentes especialistas e instituciones académicas especializadas en recuperación mejorada se han dedicado a dar respuesta con el paso del tiempo a este inconveniente a través de la evolución de la propia industria petrolera.

Se presentan en este capítulo las herramientas conocidas como “screening criteria”, las cuales son un conjunto de parámetros técnicos del yacimiento que permiten la identificación de los métodos de recuperación mejorada potenciales a ser aplicados a un yacimiento en particular. El interés de este capítulo es comprender la importancia del screening como punto de partida del flujo de trabajo propuesto en este estudio.



CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.1 DEFINICIÓN DE SCREENING CRITERIA.

La herramienta más común, rápida y fácil empleada para determinar si un campo o yacimiento es un buen candidato para implementarle un proceso de recuperación mejorada es lo que se conoce como screening criteria.

Cabe mencionar que a esta herramienta de criterios de escrutinio o selección de procesos EOR también se le conoce con el nombre de “screening guidelines”, “preferred criteria” y “screening selection”, los cuales generalmente se presentan de forma gráfica o tabular. En este trabajo se le nombrará indistintamente como criterios de selección o simplemente screening.

A través de diferentes autores, organizaciones y compañías se han elaborado conjuntos de criterios de selección (screening criteria) basados en diferentes metodologías como lo son: análisis numérico, estudios de laboratorio, base de datos de proyectos EOR alrededor del mundo, estadísticas de casos exitosos, etc., e incluso una combinación de éstos. Un resumen de los principales autores e instituciones, así como de las técnicas empleadas para la elaboración de los criterios de selección es mostrado en la tabla 2.1.

Autor	Metodología	Instituciones
<ul style="list-style-type: none">• Chu• Dusseult• E.C. Donaldson• Farouq Ali• Ganesh Thakur• Geffen• lyoho• Leonard• Lewin• Martin• McRee• Poettmann• Seright• Singhal• Taber• William Cobb	<ul style="list-style-type: none">• Análisis numérico• Estudios de laboratorio• Base de datos de proyectos EOR• Estadísticas de casos exitosos• Pruebas piloto• Experiencia de la industria• Conocimiento de expertos en aplicaciones EOR• Modelos multicriterio	<ul style="list-style-type: none">• Alberta Research Council• Research Institute of Petroleum Exploration & Development• Nacional Petroleum Council

Tabla 2.1. Autores y metodologías empleadas en la elaboración de un screening criteria.

Es preciso resaltar que los screening han sido propuestos por los diferentes autores en diferentes etapas de maduración de los procesos de recuperación y, por lo tanto, debe tenerse un especial cuidado con este aspecto ya que la aplicabilidad de un método no puede ser descartado si no se cumplen algunos de los criterios de selección propuestos por diferentes expertos o incorporados en herramientas comerciales como lo son los software especializados en esta tarea; bajo esta condición, las analogías y la evaluación comparativa juegan un papel importante. Adicionalmente, el conocimiento, criterio y experiencia del ingeniero de yacimientos son los aspectos más importantes en la toma de decisiones.



2.2 TÉCNICAS PARA LA UTILIZACIÓN DEL SCREENING CRITERIA.

El empleo de esta herramienta de screening se puede realizar principalmente de 3 maneras:

- Técnica de comparación binaria.
- Modelos análogos.
- Evaluación comparativa.

Cada una de estas formas de aplicación de los criterios de selección depende del nivel de profundización y detalle con el que se requiera filtrar los diferentes métodos de recuperación mejorada de acuerdo a la información con la que se disponga tanto del yacimiento como de sus fluidos. A continuación se describen cada una de las tres formas de emplear los screening criteria.

2.2.1 Técnica de Comparación Binaria.

Esta técnica se basa en la comparación de ciertas propiedades del yacimiento y sus fluidos de un determinado campo en estudio con algún criterio propuesto por algún autor y con el objetivo de determinar cuáles métodos de recuperación mejorada son viables técnicamente de ser aplicados al campo en cuestión.

Las propiedades comparadas con los criterios de selección usualmente son las mostradas en la siguiente tabla; sin embargo otras propiedades son comparadas dependiendo del método de recuperación evaluado. La tabla 2.2 muestra que la comparación binaria requiere de poca información, lo cual convierte al screening en una herramienta fácil de aplicar debido a que en muchas ocasiones los campos no cuentan con suficiente información del yacimiento para llevar a cabo estudios más detallados.

<p>Propiedades del Fluido</p> <ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad [cp] • Gravedad API [°API]
<p>Propiedades del Yacimiento</p> <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad [ft] • Litología • Espesor [ft] • Presión [psi] • Temperatura [°F] • Porosidad [%] • Permeabilidad [mD] • Saturación de aceite [%]

Tabla 2.2. Propiedades del fluido y el yacimiento usadas para realizar la comparación binaria.



CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

El screening binario implica que el cotejo de las propiedades es uno a uno, esto es, que cada propiedad del yacimiento y fluidos se compara con su correspondiente del screening para al final determinar si el método de recuperación del criterio de selección es candidato o no. La figura 2.1 es un ejemplo que ilustra el procedimiento de comparación binario, en éste se observa que el campo “X” está siendo evaluado y comparado con el screening del autor “Y” del año 1997. Se aprecia claramente que el campo cumple con las especificaciones del screening del autor aunque no esté especificado (NE) un valor de porosidad y una litología; sin embargo, es posible determinar que dicho método puede ser candidato a ser aplicado al campo en cuestión. Es importante considerar que el año de elaboración de un screening toma relevancia, ya que como se nota en el ejemplo, puede indicarnos las condiciones en el cuál se desarrolló, es decir, quizás el autor “Y” en 1997 no haya considerado crítica (NC) la presión o haya estudiado los efectos de la porosidad pero esto no implica que otros autores o incluso el mismo autor modifiquen o actualicen el criterio de selección en años posteriores de acuerdo las condiciones actuales que imperen en cuanto a tecnología e información disponible.

Propiedades del yacimiento y fluido. Campo “X”		Screening Criteria. Autor “Y” 1997	
Viscosidad, cp	600	Viscosidad, cp	<100 000
Grados API	12	Grados API	8-25
Profundidad, ft	2900-3200	Profundidad, ft	<5000
Litología	Arenisca	Litología	NE
Espesor, ft	100	Espesor, ft	>20
Presión, psi	500	Presión, psi	NC
Porosidad, %	0.28-0.32	Porosidad, %	NE
Permeabilidad, mD	150-300	Permeabilidad, mD	>200
Saturación de aceite, %	0.55	Saturación de aceite, %	>0.4

VS

Figura 2.1. Procedimiento de comparación binario mediante un campo "X" con el screening de un autor "Y".

Después de seleccionar el método o los métodos de recuperación que técnicamente son candidatos a ser aplicables al campo o yacimiento mediante este tipo de sección comparativa, es posible complementar el proceso de screening con las analogías y la evaluación comparativa, esto quiere decir que el screening como herramienta de comparación es la forma básica e incluso de partida para realizar el proceso de selección de un método de recuperación mejorada.



2.2.2 Modelos Análogos.

Las analogías están basadas en un modelo análogo que permite identificar de una base de datos de proyectos de recuperación mejorada si alguna tecnología EOR ha sido implementada bajo propiedades del fluido y el yacimiento similares a aquellas propias del campo en estudio. El método consiste básicamente de las siguientes etapas de filtrado:

- 1.- Identificar modelos análogos de una base de datos de proyectos EOR bajo características similares del campo en estudio.
- 2.- Seleccionar aquellos con las mejores prácticas asociadas con la aplicación del EOR.
- 3.- Identificar los problemas así como las lecciones aprendidas de la implementación de dicha tecnología de recuperación mejorada.

En muchos casos los parámetros de un screening criteria no proveen por si solos las herramientas suficientes para seleccionar de entre un conjunto de procesos la mejor tecnología la cual sea idónea de ser implementada en campo. Es por esta razón que es recomendado contar con los estudios de proyectos en campos que a pesar de no ser iguales al campo en estudio, presenten ciertas similitudes o analogías. La evaluación mediante campos análogos permite por medio del razonamiento basado en la existencia de ciertos atributos similares entre dos campos diferentes, definir el potencial de aplicación de un determinado proceso de recuperación.

El procedimiento para determinar los campos con aquellos atributos que más se asemejen al campo en estudio se realiza mediante una expresión matemática que asigna una puntuación (score) a cada uno de los campos de la base de datos de proyectos EOR. Aquellos con mayor puntuación son los que más similitud tienen, así como se muestra en el ejemplo de la figura 2.2.

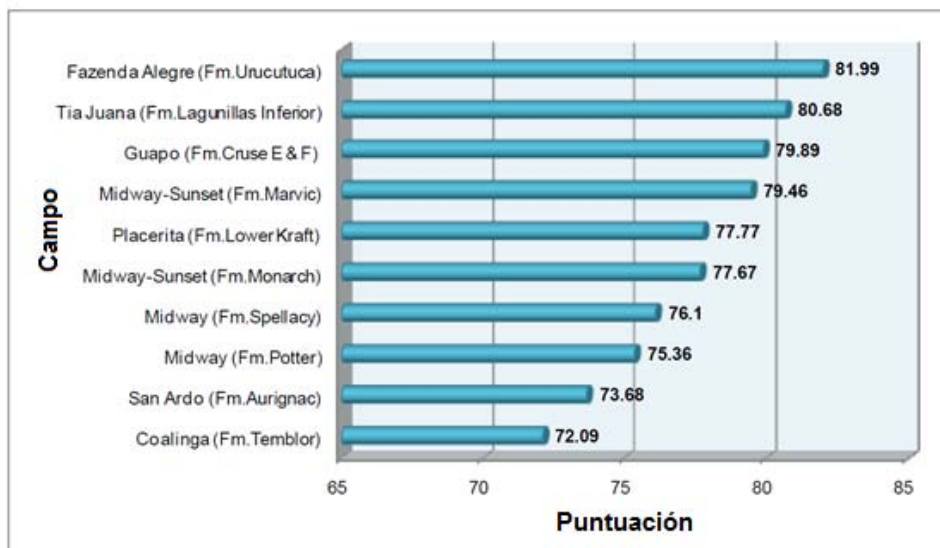


Figura 2.2. Identificación y jerarquización de los campos análogos.



CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

La expresión matemática cuantifica la diferencia entre algunas propiedades clave de los campos en la base de datos con las del campo en estudio de tal forma que permita clasificarlos de forma jerárquica. La expresión empleada se describe como sigue:

$$S_x = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} \times 100 \quad (2.2.1)$$

Donde:

S_x : Score obtenido por un campo de la base de datos con respecto al campo en estudio. El mayor de estos valores indica al campo más análogo con el de estudio.

n : Número de propiedades tomadas en cuenta para hacer la analogía.

F_i : Factor de similitud entre el valor de una cierta propiedad del campo bajo estudio con respecto al valor de la misma propiedad perteneciente a cada uno de los campos en la base de datos.

Este factor indica qué tan similares son los valores comparados y su rango va de 0 a 1. Un valor cercano a uno indica mayor similitud mientras que uno cercano a cero indica que existe un mayor grado de diferencia. Este factor es calculado como se muestra en la ecuación 2.2.2:

$$F_i = 1 - \frac{|P_i - P_{ie}|}{\max(|P_i - P_{ie}|)} \quad (2.2.2)$$

Donde:

P_i : Valor de la propiedad a comparar y perteneciente a un campo de la base de datos.

P_{ie} : Valor de la propiedad a comparar y perteneciente al campo bajo estudio.

$\max(|P_i - P_{ie}|)$: El máximo de las diferencias encontrado en una propiedad al comparar todos los valores de esta propiedad de los campos en la base de datos con el campo bajo estudio. Esto se hace con el objetivo de que los valores del factor estén siempre entre 0 y 1.

2.2.3 Evaluación Comparativa.

Esta metodología fue desarrollada por Pérez³⁵ et al, quienes se basaron en las características de proyectos de inyección de vapor exitosos para desarrollar un modelo que permita jerarquizar yacimientos potenciales. Este modelo consiste en establecer la importancia de las variables dentro del proceso mediante la dispersión de las mismas con respecto al valor promedio a través del coeficiente de variación (CV). Pérez³⁵ et al utilizaron proyectos exitosos de inyección de vapor en aceite ligero y mediano para crear una base de datos a partir de la cual ellos seleccionaron ciertas variables claves del proceso para desarrollar su estudio. Debido a que algunas variables pueden ser más importantes que otras, ellos desarrollaron un modelo que pondera cada variable. La distribución de las variables fue



realizada a través del coeficiente de variación (CV), el cual es un número adimensional que permite determinar qué tan dispersos se encuentran los valores de su media. Cuanto más grande es el CV más dispersas se encuentran las variables de su promedio, esto quiere decir que una cierta propiedad es por lo tanto de menor importancia relativamente. Por otra parte, valores pequeños de este coeficiente para una propiedad indican mayor peso o importancia dentro del modelo.

Una vez que la importancia de las variables ha sido establecida, ellos elaboraron un programa para determinar si el éxito de un proceso de inyección de vapor puede ser predicho a partir de las experiencias previas basadas en su base de datos. De igual manera el programa calcula un valor “score” que varía entre 0 y 100. Valores próximos a cien indican que los procesos de vapor tienen mayor probabilidad de ser exitosos; valores cercanos a 50 muestran una posible falla, y finalmente un score inferior a 50 o cercano a cero manifiestan fracaso, o al menos, un alto riesgo al ser implementados.

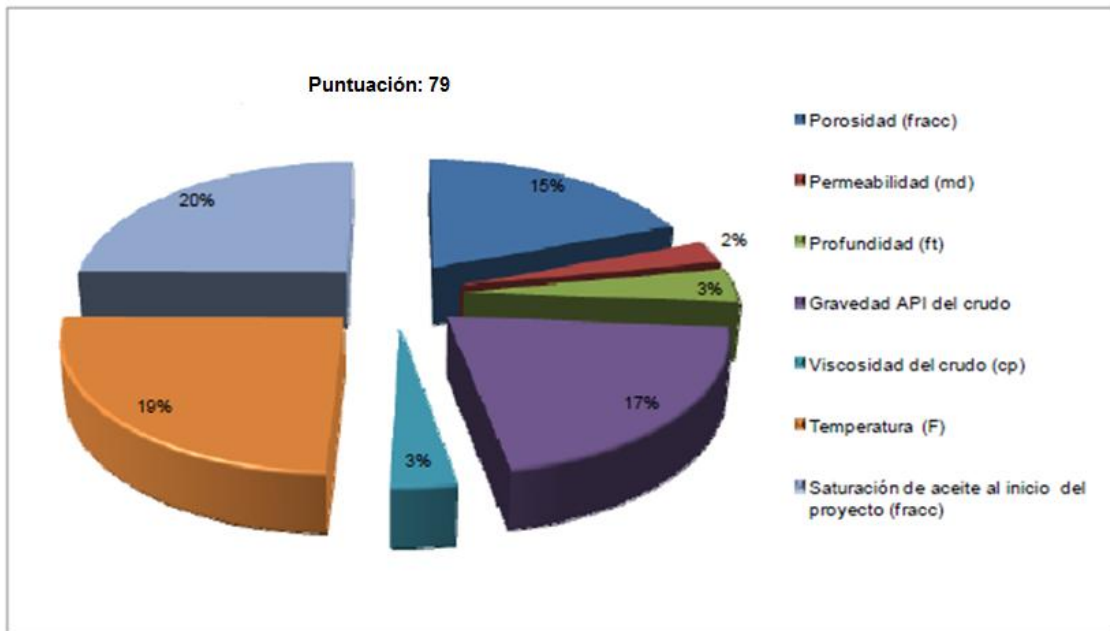


Figura 2.3. Probabilidad de éxito de un proyecto de inyección de vapor, modelo de Pérez³⁵ et al.

2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN GRÁFICOS.

Como ya se mencionó anteriormente los criterios para los métodos más comunes de recuperación mejorada de aceite pueden ser presentados de forma gráfica o tabular. Existen criterios gráficos para ciertas propiedades de los fluidos como viscosidad, permeabilidad y profundidad. Éstos tienen la principal función de una rápida aplicación de un criterio de selección; sin embargo, no es posible reemplazarlo debido a que este último comprende mayor grado de detalle. Aun cuando estas gráficas presentan un rango de valores cuantitativo de predilección para un proceso EOR, es preciso hacer notar que son más bien de tipo cualitativo porque se describen con notaciones del tipo “bueno”, “posible” o



CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

“difícil”, con lo cual nos dan más bien una idea general de preferencia para cierta propiedad del aceite pero no implican ninguna certeza para que los métodos de recuperación mejorada sean aplicados. A continuación se presentan estas gráficas únicamente para los métodos de recuperación térmica más ampliamente empleados en la actualidad.

2.3.1 Viscosidad.

La influencia de la viscosidad sobre la factibilidad técnica de aplicación de un proceso de recuperación térmica es más que evidente debido a que esta propiedad está en función de las variaciones de temperatura. A pesar de lo anterior, no todos los yacimientos son susceptibles de implementar un proceso térmico por el simple hecho de tener una elevada viscosidad del aceite; también es pertinente considerar evaluar otros parámetros como ya se ha establecido. La gráfica siguiente (figura 2.4) nos muestra el rango de preferencia en el cuál es mejor la aplicación de un proceso de inyección de vapor o combustión in situ; además es posible inferir la necesidad de un mínimo de viscosidad para que esté justificado un incremento de temperatura con el cual se obtenga una reducción significativa de esta propiedad.

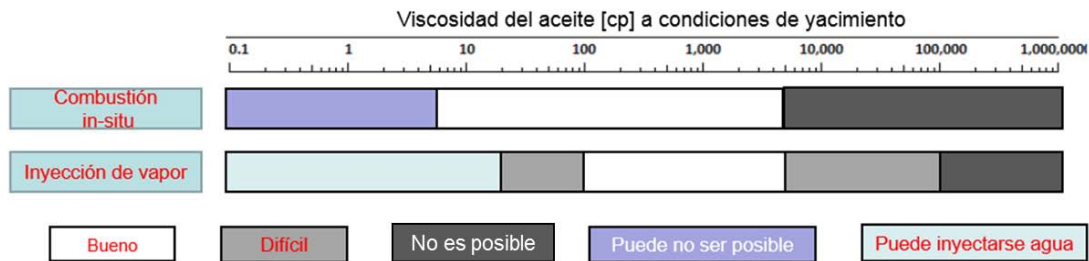


Figura 2.4. Guía gráfica de viscosidad para métodos térmicos.

2.3.2 Permeabilidad.

El criterio de selección gráfico para la permeabilidad sugiere que para ambos casos son requeridas altas permeabilidades que beneficien la adecuada inyección de fluidos como el vapor. Lo anterior se observa en la siguiente figura 2.5.

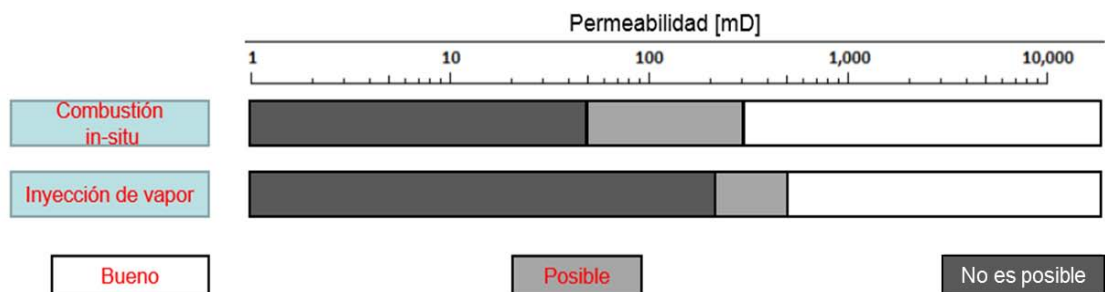


Figura 2.5. Guía gráfica de permeabilidad para métodos térmicos.



2.3.3 Profundidad.

Los procesos de recuperación mejorada que trabajan bien con aceites ligeros tienen más requerimientos específicos de profundidad. Contrariamente, los procesos de recuperación térmica cuyos principales objetivos son los aceites pesados y extrapesados, están sujetos únicamente a un mínimo y máximo de profundidad en el caso del uso de vapor. En el diseño de proyectos de inyección de vapor, la profundidad del yacimiento es un parámetro relevante; yacimientos poco profundos son preferidos porque las pérdidas de calor en el pozo son mínimas, mientras que a cierta profundidad las pérdidas se vuelven excesivas y no es conveniente considerar inyectar vapor. En la figura 2.6 se observa que la combustión in situ necesita un mínimo de profundidad para satisfacer los requerimientos de presión, aunque esta observación también es válida para la inyección de vapor, es decir, para ambos casos profundidades menores pudieran no permitir buena inyección de aire o vapor y como consecuencia pudieran exceder los gradientes de fractura de la formación.

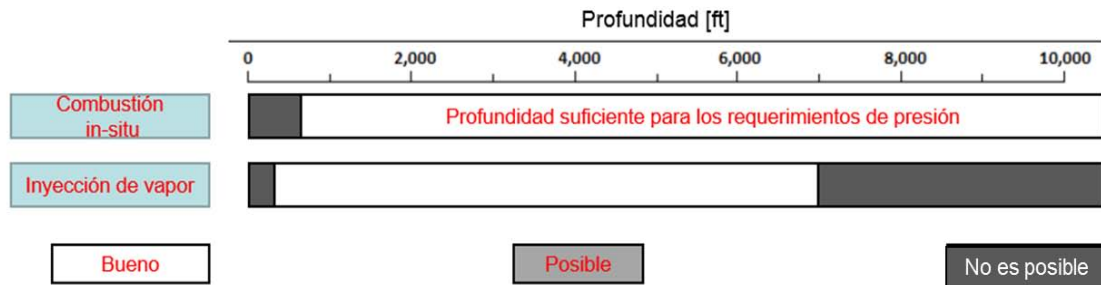


Figura 2.6. Guía gráfica de profundidad para métodos térmicos.

2.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN GEOLÓGICOS.

La selección de un proceso de recuperación mejorada para ser implementado en un yacimiento en particular depende no solamente de las propiedades de los fluidos sino también de las condiciones del yacimiento y sus heterogeneidades. Se han estudiado los efectos de la heterogeneidad en los procesos EOR de forma detallada en escala micro y meso, a causa de que muchos procesos han sido diseñados para realizarse a dichas escalas; aunque se han ignorado las heterogeneidades a una escala macroscópica como las variaciones de facies. Éstas pueden presentar un gran efecto en los proyectos de recuperación mejorada; controlando la magnitud y naturaleza de la conectividad entre pozos, dividiendo en compartimientos al yacimiento e influenciando el balance capilar, viscoso y fuerzas gravitacionales.



2.4.1 Heterogeneidad del Yacimiento.

La heterogeneidad en el yacimiento se presenta en todos los niveles de escalamiento, desde la escala micro hasta la mega como se ilustra en la figura 2.7.

- La heterogeneidad a escala mega es un producto de la yuxtaposición de elementos de deposición mayores, diferentes ambientes de depósito o grandes fallas a grande escala en la formación de compartimientos, creando trampas y yacimientos. (> 1000 metros).
- La heterogeneidad en escala macroscópica es creada a partir del acomodo de arenas individuales y cuerpos de lutitas dentro el yacimiento. Esta arquitectura define la dirección del flujo entre los pozos, determina cómo será el drene de un yacimiento, así como los zonas donde los hidrocarburos no podrán ser recuperados (1–100's de metros).
- La heterogeneidad en una meso-escala se encuentra en función de las estructuras sedimentarias, pliegues, y la estratificación cruzada (cm a m).
- La heterogeneidad en micro-escala se manifiesta en propiedades petrofísicas tales como la permeabilidad, la porosidad y la presión capilar; de ésta depende el potencial de almacenamiento del aceite, los gastos de flujo y el aceite residual (μm).
-

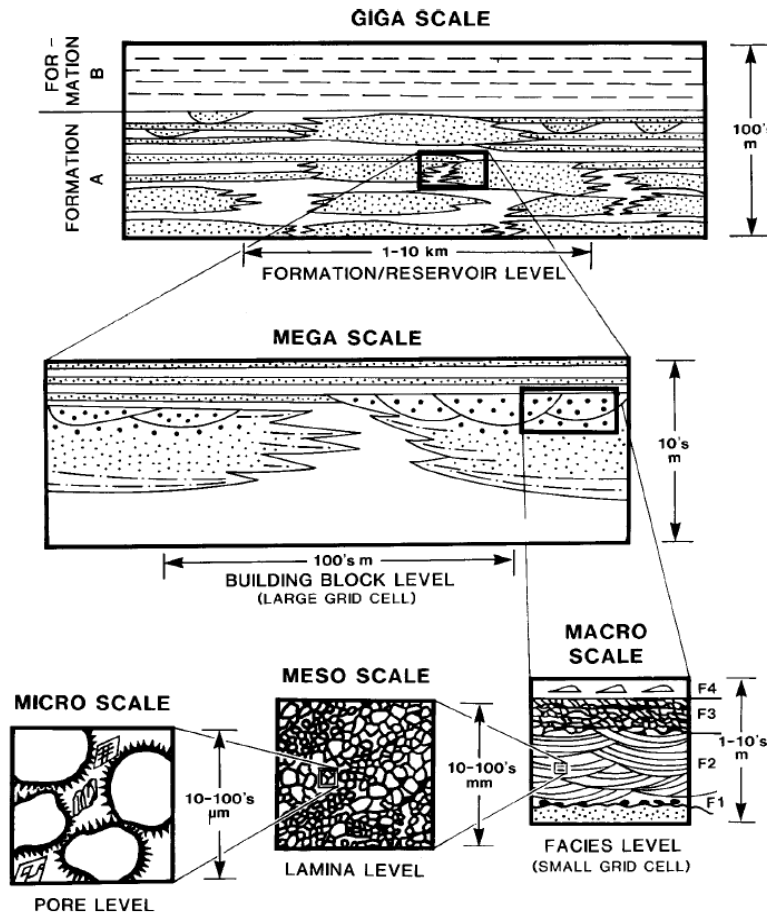


Figura 2.7. Niveles de escalamiento de la heterogeneidad del yacimiento.



Tyler & Finley⁴² llevaron a cabo una revisión de la heterogeneidad de yacimientos asociados a la recuperación de 450 yacimientos de areniscas en el Estado de Texas, EEUU. Ellos mostraron que existe una relación bien definida entre la arquitectura del yacimiento y las eficiencias convencionales de recuperación; mientras la complejidad de la arquitectura aumenta, la recuperación final de un yacimiento decrece. Encontraron también que la heterogeneidad en escala macro para yacimientos de areniscas, es con frecuencia producto del ambiente de depósito, por lo cual ésta es predecible y puede ser caracterizada en términos de heterogeneidad alta, baja y moderada tanto vertical como lateralmente.

Tyler y Finley⁴² establecen que los proyectos de recuperación exitosos estarán restringidos para su matriz en la zona de baja heterogeneidad vertical y lateral, además de hacer sugerencias para poder incrementar la recuperación de aceite en las otras áreas (figura 2.8), sin embargo, estas sugerencias se enfocan hacia la perforación de más pozos, la utilización de geles y el disparar nuevos intervalos en los pozos.

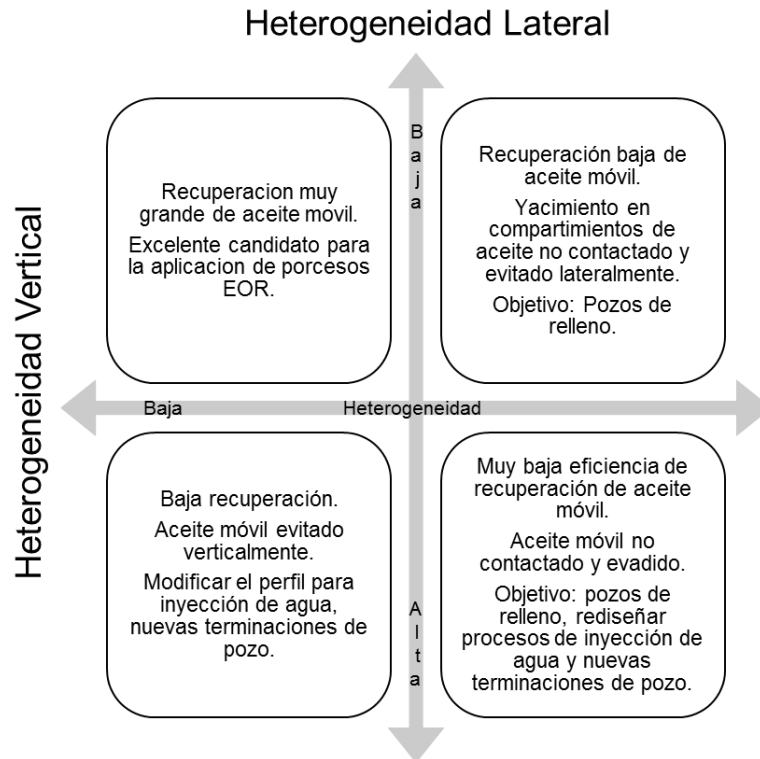


Figura 2.8. Matriz de heterogeneidades mostrando predicciones para procesos EOR exitosos.



2.4.2 Heterogeneidad lateral y vertical.

El grado de heterogeneidad lateral entre dos pozos se observa en las correlaciones de los cuerpos de arena entre los pozos. Por otro lado la heterogeneidad vertical es controlada mediante la superposición de los cuerpos de arena en el espacio que existe entre los pozos. Se observa en la figura 2.9 que los proyectos térmicos parecen ser casi universalmente los más exitosos, pudiendo ser aplicados en la mayoría de los niveles de heterogeneidad, excepto para una heterogeneidad lateral de media a alta combinada con una alta heterogeneidad vertical.

Heterogeneidad Lateral

		Baja	Moderada	Alta
Heterogeneidad Vertical	Baja			
	Moderada			
	Alta			
		Métodos térmicos		

Figura 2.9. Matriz de heterogeneidades mostrando áreas de éxito.

2.4.3 Criterio de Selección Derivado para Vapor.

La clasificación de heterogeneidades sugerida por la matriz de Tyler and Finley⁴² basándose en los ambientes de depósito es un tanto subjetiva, por esta razón un método que permita una evaluación más objetiva del nivel de heterogeneidad presente en un yacimiento tiene diversas ventajas, entre ellas:

- Permite una simple comparación entre yacimientos dispersos.
- Yacimientos que consisten de varios intervalos con diferentes niveles de heterogeneidad pueden ser graficados en un diagrama utilizando la heterogeneidad promedio a través la zona productiva de interés, o bien, cada intervalo puede ser caracterizado individualmente.
- La variación de heterogeneidad dentro del mismo ambiente de depósito puede ser identificada.



De esta manera se cuantificó la heterogeneidad mediante el uso de un par de índices de heterogeneidad, tanto vertical como horizontal, que permitan determinar el grado de heterogeneidad entre pozos.

El índice de heterogeneidad lateral LHI, por sus siglas en inglés, establece que el grado de heterogeneidad lateral entre dos pozos depende de la correlación de cuerpos de arena, y por tanto entre más cuerpos sean correlacionados, menor será la heterogeneidad. En consecuencia, el factor determinante es la relación entre la longitud media del cuerpo de arena y el espaciamiento entre pozos. Esto es expresado mediante la ecuación 2.4.1, con la adición de una función logarítmica para obtener resultados que sean fácilmente representados; el signo negativo es incluido para generar índices positivos que incrementen con el aumento de la heterogeneidad.

$$LHI = -\log \frac{\textit{Longitud media de una unidad genética}}{\textit{Espaciamiento entre pozos}} \quad (2.4.1)$$

Por otra parte, el índice de heterogeneidad vertical (VHI), establece que la cantidad de este tipo de heterogeneidad depende de la superposición de cuerpos de arenas en el espacio entre pozos. Entre mayor sea el espesor del cuerpo de arena a ser comparado con el espesor bruto del yacimiento, mayor será la probabilidad de presentarse estas interceptaciones. Cuerpos de arena con espesor promedio de 10 metros conducirá a una mayor heterogeneidad dentro de yacimientos con gran espesor que en aquellos de muy poco espesor. Lo anterior queda expresado en la siguiente ecuación.

$$VHI = -\log \frac{\textit{Espesor promedio de una unidad genética}}{\textit{Espesor bruto}} \quad (2.4.2)$$

Donde una unidad genética está definida como un cuerpo que puede estar relacionado con un evento individual o una serie de eventos de depósito y puede estar limitado tanto espacial como geoméricamente. Para propósitos del modelado geológico, las unidades genéticas pueden ser definidas solamente con algunos parámetros como forma, longitud, amplitud, espesor, orientación y distribuciones de la porosidad y permeabilidad.

Las ecuaciones anteriores generan un índice adimensional que permite la comparación de yacimientos con una gran diferencia de tamaños de cuerpos de arena, distribuciones y estrategias de desarrollo. Más aun, las ecuaciones también demuestran que la heterogeneidad presente en un yacimiento no es fija sino relativa y que ésta puede ser incrementada o disminuida mediante la variación del espaciamiento de pozos en el yacimiento.

Para crear el criterio de selección mostrado en la figura 2.10 se llevaron a cabo un total de 349 corridas de simulación de procesos de recuperación mejorada —entre ellos la inyección de vapor— bajo una variedad de condiciones y supuestos que consideran los índices de heterogeneidad discutidos previamente (Henson²⁴ et al). Los resultados fueron usados para



CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

identificar los procesos que mejor funcionan bajo ciertos niveles de heterogeneidad, inclinación y relación de espesores neto a bruto. Estos mismos resultados de la simulación fueron resumidos para crear un objetivo screening criteria geológico que pueda ser utilizado para identificar potenciales yacimientos candidatos idóneos para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada a través de la inyección de vapor.

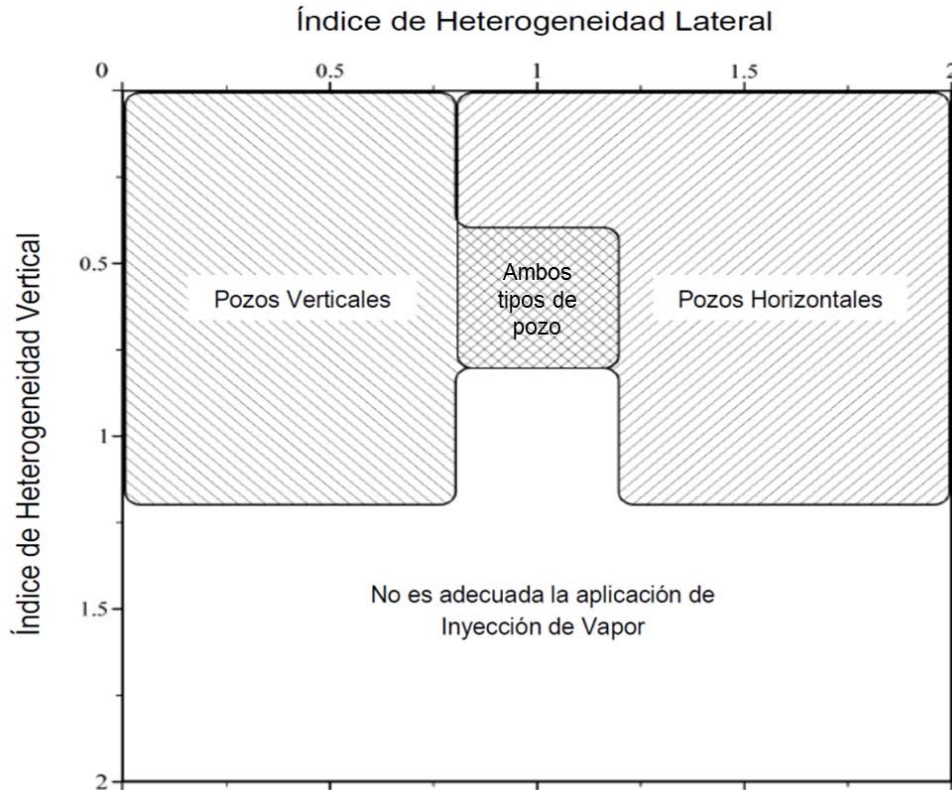


Figura 2.10. Índices de heterogeneidad mostrando las zonas de aplicación para un proceso de inyección de vapor.

2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE USO COMÚN.

Los procesos térmicos son usados para yacimientos de aceite pesado que no pueden ser explotados de otra manera debido a que el aceite que estos contienen es demasiado viscoso para fluir sin la aplicación de algún proceso de recuperación que mejore su movilidad. Para que en este tipo de métodos se obtenga recuperación de aceite de carácter rentable, la formación debe tener una alta permeabilidad y la saturación de aceite remanente debe ser alta desde el comienzo del proceso.

El proceso de recuperación de aceite mediante el uso de vapor ha sido la forma más antigua de hacerlo comercialmente, de esta forma resulta más que claro saber que sus mecanismos de desplazamiento han sido bien estudiados y comprendidos. Con respecto a los criterios de selección, se hace especial énfasis en que los proyectos exitosos requieren de yacimientos con alta saturación de aceite remanente y buenas permeabilidades; además de ser de poca profundidad y gran espesor.



Ambos procesos térmicos presentan limitaciones en su aplicación, así como algunos problemas derivados de ésta. La tabla 2.3 muestra un resumen de estas consideraciones junto con los principales mecanismos de recuperación para cada uno de los métodos de recuperación a través de vapor y combustión.

	Combustión In-situ	Inyección de Vapor
Mecanismos de recuperación	<ul style="list-style-type: none"> •Transferencia de calor por conducción y convección. •Quema de coque. •Presión suministrada mediante la inyección de aire. 	<ul style="list-style-type: none"> •Transferencia de calor y reducción de viscosidad. •Suministro de presión. •Destilación por vapor.
Limitaciones	<ul style="list-style-type: none"> •Saturación de aceite y porosidad altas para evitar pérdidas de calor. •Demasiado coque depositado retrasa la zona de avance de combustión y la demanda de aire aumentará. •Insuficiente coque depositado impedirá mantener el tiempo requerido para el proceso de combustión. 	<ul style="list-style-type: none"> •Se requiere muy alta saturación de aceite mayor al 50 %. •Apropiado para areniscas o arenas no consolidadas con altas permeabilidades de 250 hasta 1000 mD. •Yacimientos someros. •No es usado normalmente en carbonatos. •Costos altos por barril incrementado.
Problemas	<ul style="list-style-type: none"> •Puede presentarse una relación desfavorable de movilidades. •Grandes inversiones. •Producción de gases de combustión. •Corrosión, emulsiones, parafinas, producción de arenas. 	<ul style="list-style-type: none"> •Puede presentarse una relación desfavorable de movilidades. •Canalización del vapor.

Tabla 2.3. Características principales de los procesos de combustión in situ e inyección de vapor.

En general, la combustión debe ser la opción cuando las pérdidas de calor en el proceso de inyección de vapor pueden llegar a ser muy grandes, es decir, la combustión in-situ debe ser llevada a cabo en yacimientos de mayor profundidad y en aquellas arenas donde las pérdidas de calor sean excesivas con la inyección de vapor.



CRITERIOS TÉCNICOS DE SELECCIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Se han elaborado criterios de uso común a partir de la literatura de los procesos de recuperación térmica más ampliamente aplicados en la industria petrolera -la inyección de vapor y la combustión in-situ- y que por ende son los métodos más desarrollados y de los cuales se posee mayor cantidad de información de campo; éstos screening se presentan en la siguiente tabla 2.4.

	Combustión in-situ	Inyección de vapor
Aceite		
Densidad [°API]	<40, normalmente 10-27	< 25, normalmente 8-25
Viscosidad [cp]	<5000	> 20
Composición	Contenido de asfáltenos que ayuden a la deposición de coque	No es crítico , algunos componentes ligeros son destilados
Yacimiento		
Profundidad [m]	>3 500	< 1 371
Tipo de formación	Arenas y areniscas con alta porosidad	Areniscas con alta porosidad y permeabilidad
Espesor neto [m]	>3	>6
Temperatura [°C]	> 38 preferentemente	No es crítica
Permeabilidad [mD]	>50	>200
Saturación de aceite [%]	> 40-50 del volumen poroso	> 40-50 del volumen poroso

Tabla 2.4. Criterio de Selección de uso común para vapor y combustión.

Finalmente, la siguiente tabla 2.5 es un compilado de criterios de selección que pueden ser encontrados en la literatura y que han sido propuestos por diferentes autores a lo largo de los años. Cabe resaltar que entre los más citados son aquellos realizados en los trabajos de Taber^{39, 40, 41} et al.



2.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

- Las guías de selección de criterios o screening criteria son el punto de partida para las posteriores etapas dentro del flujo de trabajo puesto que con ellos es posible saber si se continúa o no con los demás estudios.
- Cualquier criterio de selección es reflejo de la opinión del autor en un momento particular en el tiempo y usualmente es afectado por la situación económica local.
- La mayoría de estos screening criteria consideran el potencial de los procesos de recuperación mejorada más que el rango de aplicaciones basadas en tecnología que ha sido probada económicamente, o que será probablemente económico, basados en modificaciones racionales o extensiones de las aplicaciones probadas en campo.
- La mayor parte de las guías de selección están sujetas a cambios debidos a nueva información producto de estudios de laboratorio y pruebas de campo.
- Lo screening son una primera aproximación de la información disponible que pueda ser útil o complementada con los estudios de laboratorio



CAPÍTULO III.

PRUEBAS DE LABORATORIO PARA MÉTODOS TÉRMICOS.

Tras haber seleccionado el mejor procedimiento de recuperación mejorada, ahora emerge la dificultad de identificar qué información de campo y de laboratorio está disponible o es necesario generar para poder realizar un modelo de simulación numérica del proceso elegido. Existen pruebas y estudios de laboratorio que son comunes a todos los métodos de recuperación mejorada; sin embargo, los estudios de desplazamiento en medios porosos, serán diseñados de acuerdo a los parámetros influyentes en determinado proceso.

La obtención y generación de información para alimentar al simulador es parte central para la realización del flujo de trabajo y, por lo tanto, se dedica un capítulo que describa las diferentes pruebas expofeso para la combustión in situ; además se incluye un listado de otro tipo de pruebas o posibles estudios que se pudieran realizar para una mejor caracterización de las muestras del yacimiento.



3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO.

Los estudios y pruebas de laboratorio se han sugerido para evaluar el potencial de los proyectos de recuperación mejorada de aceite. Procedimientos estandarizados han sido empleados para estudiar la factibilidad de los métodos EOR (in)miscibles, químicos y térmicos. Los análisis de laboratorio para éstos últimos se presentan a continuación y están enfocados a las tecnologías maduras de inyección de vapor y combustión in-situ más que en aquellas en desarrollo o de nueva generación como es el caso del calentamiento eléctrico.

Las pruebas experimentales son una serie de mediciones de laboratorio empleando fluidos y núcleos de un yacimiento candidato; las cuales están divididas en cuatro categorías, como ya se mencionó previamente, y son presentadas en la figura siguiente:

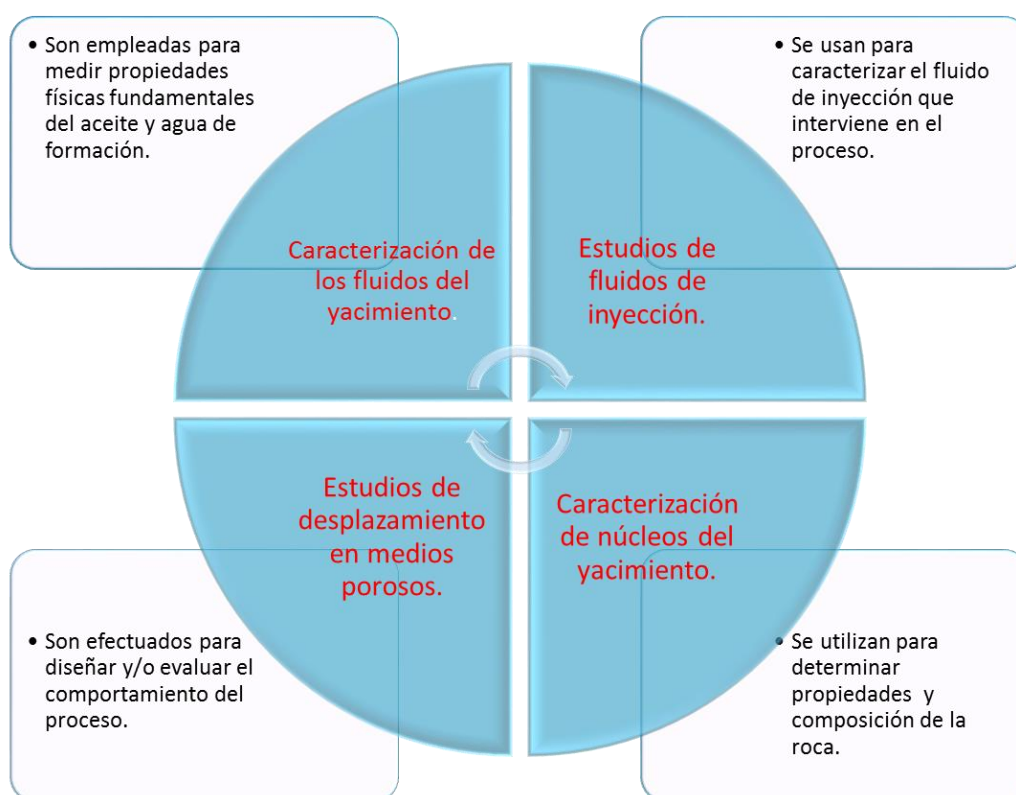


Figura 3.1. Clasificación de las pruebas de laboratorio para métodos EOR.

Es importante señalar que estas categorías sirven para describir y organizar de manera general las pruebas que deben ser consideradas dentro del flujo de trabajo para la generación de información requerida durante todo el proceso de implementación de un proyecto EOR y más específicamente para alimentar un simulador; además es preciso hacer notar que las pruebas para caracterizar los núcleos junto con aquellas para caracterizar los fluidos del yacimiento, pueden ser comunes a cualquier proceso EOR; no obstante, los estudios de inyección de fluidos serán dependientes del tipo de proceso y fluido a utilizar; esto debido a que no es lo mismo inyectar un químico que solamente vapor, por mencionar un ejemplo. De igual manera ocurre con los estudios de desplazamiento en medios porosos, ya que las pruebas serán diseñadas de acuerdo a los parámetros influyentes en determinado



proceso EOR junto con las decisiones concernientes al tipo y tamaño del núcleo, el diseño del aparato experimental que reproduzca las condiciones del yacimiento y considerando las reglas de escalamiento. Por lo tanto, no es posible tener una prueba única capaz de caracterizar todos los procesos de recuperación mejorada considerando que las características de operación y funcionamiento de los mismos son diferentes entre sí. A continuación se proponen una serie de propiedades y características que deberían ser consideradas en cada categoría con el fin de generar información relevante para una mejor realización de un modelo numérico de simulación; recordando que entre mayor información disponible más realista es el modelo.

3.1.1 Clasificación de Pruebas para Combustión In Situ.

3.1.1.1 Caracterización de los Fluidos del Yacimiento.

La caracterización de los fluidos del yacimiento, principalmente el aceite y el agua de formación, se ha realizado mediante pruebas básicas de laboratorio con el objetivo de verificar la calidad de la muestra de aceite. El tipo de aceite es un parámetro muy importante en la combustión in situ. Para una gravedad API dada, los aceites parafinados pueden no quemarse tan rápido como los crudos asfálticos. En la tabla 3.1 se enlistan las pruebas básicas recomendadas junto con otras pruebas que ayudarían a la caracterización del aceite en conjunto con el medio en el que se encuentra, es decir, del sistema roca-fluidos tales como el estudio de la mojabilidad, permeabilidades relativas y presiones capilares.

Pruebas básicas	Contenido de agua y sólidos.
	Análisis Sara.
	Reología a diferentes temperaturas.
	Densidad API.
	Capacidad y conductividad térmica del fluido.
Otras pruebas	Tensión interfacial y mojabilidad en función de la temperatura.
	Permeabilidades relativas y presiones capilares.
	Envoltentes de precipitación de asfaltenos y parafinas.

Tabla 3.1. Caracterización del aceite del yacimiento.



PRUEBAS DE LABORATORIO PARA MÉTODOS TÉRMICOS.

Con respecto al agua del yacimiento, la tabla 3.2 propone tres pruebas básicas no solamente para su análisis individual como lo es su comportamiento de fase sino también en presencia de otros fluidos como lo puede ser agua de inyección o algún otro fluido ajeno al yacimiento.

Análisis del agua de formación	Comportamiento de fase a diferentes condiciones de p y T.
	Análisis Stiff and Davis.
	Comportamiento de compatibilidad entre los fluidos a diferentes condiciones de p y T.

Tabla 3.2. Caracterización del agua del yacimiento.

3.1.1.2 Estudios de Fluidos de Inyección.

Cuando la inyección de agua es combinada con la combustión in situ (COFCAW), los estudios recomendados para garantizar la adecuada calidad del agua se muestran en la siguiente tabla 3.3.

Análisis del agua de inyección	Comportamiento de compatibilidad entre los fluidos a diferentes condiciones de p y T.
	Prueba de calidad del agua (dureza, sólidos disueltos).

Tabla 3.3. Estudios de fluidos de inyección.



3.1.1.3 Caracterización de Núcleos del Yacimiento.

A través de la caracterización del material rocoso del yacimiento se obtienen parámetros importantes que pueden dominar el proceso de combustión. Los estudios geológicos-petrofísicos recomendados consisten, en parte, de la difracción con rayos-x para determinar la cantidad y tipo de arcillas junto con otros minerales dentro del yacimiento. La presencia de metales derivados del níquel, hierro, vanadio, y cobre encontrados tanto en el aceite como en la matriz, han mostrado promover las reacciones de oxidación. Los estudios de laboratorio han revelado que la energía de activación disminuye para un medio poroso con presencia de arcilla. Además de la arcilla, los núcleos contienen otros sedimentos, los cuales tienden a incrementar los residuos carbonosos que es eventualmente quemado como combustible, ver tabla 3.4.

Estudios petrográficos y mineralógicos	Difracción de rayos-x.
	SEM (Scanning electron microscopy).
	Litológicos.
Propiedades térmicas de la roca	Conductividad térmica de la roca.
	Capacidad térmica.
	Dilatación y recompactación del volumen poroso.
	Pérdida de calor de la sobrecarga.
Propiedades petrofísicas	Permeabilidad relativa y absoluta
	Determinación de la unidad de movilidad.

Tabla 3.4. Caracterización de núcleos del yacimiento.

3.1.1.4 Estudios de Desplazamiento en Medios Porosos.

Las pruebas de laboratorio que miden la eficiencia del proceso de combustión son llevadas a cabo principalmente en tubos de combustión. Los porcentajes de aceite utilizado como combustible y requerimientos de aire para quemar el aceite determinan si el proceso es práctico. En el laboratorio, la recuperación de aceite es usualmente en el rango de 60 a 90 por ciento del aceite en el núcleo, es decir, calculado en base a la saturación inicial de aceite sin un proceso de producción previo. El alto factor de recuperación usualmente ocurre cuando se quema más aceite móvil en un empacamiento de arena de alta porosidad que contiene elevada saturación inicial de aceite. La recuperación es usualmente baja cuando se quema aceite pesado asfáltico en arena o bien, aceite de baja movilidad en roca de baja porosidad con poca saturación de aceite. Las recuperaciones de aceite en el campo son mucho menores que éstas observadas en el laboratorio debido a las bajas eficiencias de barrido, ver tabla 3.5.



PRUEBAS DE LABORATORIO PARA MÉTODOS TÉRMICOS.

Pruebas en tubos de combustión	Oxidación a temperatura baja (LTO).
	Oxidación a temperatura alta (HTO).
	Determinar la composición del gas producido mediante cromatografía.
	Criterios de estabilidad, conclusión de la prueba.
	Presión de inyección del aire y velocidad de producción de gases.
	Difusividad térmica y pérdidas de calor.
Termogramas	Espesor y posición del frente de combustión
Otras pruebas	Parámetros de diseño, comportamiento y evaluación de la combustión.

Tabla 3.5. Estudios de desplazamiento en medios porosos.

3.2 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA COMBUSTIÓN IN-SITU.

La combustión in situ es un proceso que depende de las reacciones químicas generadas entre el aceite del yacimiento y el aire inyectado dentro del mismo. La naturaleza de las reacciones, así como también de los efectos térmicos inducidos por éstas dependen de la interacción del sistema roca –fluidos. A pesar de la complejidad de la propagación del frente y la dinámica de las reacciones, las pruebas experimentales a condiciones controladas en un laboratorio tienen el mismo objetivo, el cual es definir la estequiometría de las reacciones y los parámetros cinéticos (factor de frecuencia y energía de activación). En consecuencia, las pruebas de combustión y oxidación son llevadas a cabo principalmente por tres razones:

- 1) Para un mejor entendimiento del comportamiento de oxidación y la exotermicidad del aceite y del sistema roca-aceite.
- 2) Estimar parámetros cinéticos de las reacciones relevantes.
- 3) Alcanzar un mejor entendimiento de la ventaja de recuperación a través del proceso de combustión cuando es aplicado a un yacimiento particular.

Desafortunadamente, la complejidad de los procesos es tal que aún no existe una sola prueba que pueda proporcionar toda la información necesaria para satisfacer los puntos anteriores. Por esta razón, son requeridos diferentes experimentos para conseguir una visión completa del proceso de combustión. Por lo tanto, es posible clasificar las pruebas de laboratorio en tres categorías diferentes de acuerdo a su alcance, tabla 3.6.



Estudios de Análisis Térmico.	Estudios Cinéticos.	Estudios sobre el desempeño de la combustión.
Calorimetría de ritmo acelerado, ARC	Celdas cinéticas RTO	Tubos de combustión
Calorimetría de escaneo diferencial, DSC		
Análisis diferencial térmico, DTA		
Análisis termogravimétrico, TGA		

Tabla 3.6. Estudios de laboratorio específicos para combustión in situ.

Los métodos de análisis térmico proporcionan información valiosa sobre las características termo-oxidantes del aceite, lo que a su vez da una idea del comportamiento del aceite en un proceso de combustión. Por ejemplo, en los trabajos realizados por Alexander⁴ et al, sobre la disponibilidad de coque durante la combustión, la mayoría del comportamiento observado pueden ser interpretado o predicho utilizando los resultados obtenidos mediante DTA o TGA. Incluso los resultados de experimentos controlados como los realizados en tubos de combustión no pueden ser predichos cuantitativamente por sí mismos a partir del comportamiento térmico del aceite, tal parece que solamente puede ser obtenida información cualitativa, aunque como ya se dijo, de gran valía y complemento.

El análisis térmico (AT) es un conjunto de técnicas que estudian las propiedades de la materia mientras cambian con la temperatura. En la práctica el AT suministra propiedades como entalpia, capacidad térmica, cambios de masa y coeficiente de expansión térmica. Las técnicas de análisis térmico ARC, DSC, DTA y TGA son de gran utilidad para estudiar la cinética de las reacciones químicas dentro del proceso de combustión. A partir de la información que proporcionan se han generado screening (razón por la cual se clasifican con este nombre) que han permitido mejorar la aplicación del proceso. Estas técnicas se describen más adelante en los apartados dedicados a las tres clasificaciones de los estudios. A continuación se hará una breve revisión sobre las reacciones químicas presentes en el proceso de combustión.



Críticos	Cantidad de aire u oxígeno requerido para la combustión.			
	Presión y velocidad de inyección de aire para mantener la combustión.			
	Eficiencia con la cual se consume el oxígeno.			
	Cantidad de dióxido de carbono producido.			
	Tipo de aceite.			
Otros parámetros	Porcentaje de aceite utilizado como combustible y cantidad de aceite producido.			
	El grado de las siguiente reacciones químicas:			
	<table border="0"> <tbody> <tr> <td>Oxidación</td> <td>Formación de coque</td> </tr> <tr> <td>Craqueo</td> <td>Velocidad óptima de combustión</td> </tr> </tbody> </table>	Oxidación	Formación de coque	Craqueo
Oxidación	Formación de coque			
Craqueo	Velocidad óptima de combustión			

Tabla 3.7. Parámetros críticos involucrados en el proceso de combustión in situ.

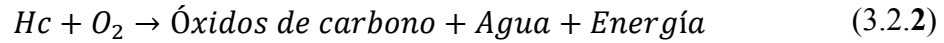
3.2.1 Reacciones Químicas Asociadas con la Combustión In-Situ.

Las reacciones químicas de oxidación que se producen durante un proceso de combustión in situ son numerosas y se producen en diferentes rangos de temperatura; sin embargo, son dos las principales reacciones entre el aceite y el oxígeno que son relevantes para el proceso, siendo éstas:

- Reacciones de adición de oxígeno (LTO). Estas reacciones son heterogéneas (gas o líquido) y en general la reacción resulta en oxígeno enlazado con las moléculas de hidrocarburos para producir compuestos parcialmente oxigenados como alcoholes, cetonas, aldehídos e hidroperóxidos. Estos compuestos tienden a reaccionar más y polimerizar unos con otros formando compuestos más pesados y con ello menos deseables tales como los asfáltenos y, eventualmente, el coque. Estas reacciones siguen la forma general siguiente:



- Reacciones de rompimiento de enlaces (HTO). Estas reacciones son heterogéneas y exotérmicas, involucran la oxidación destructiva del hidrocarburo para producir óxidos de carbono (monóxido y dióxido de carbono) y agua. Su forma general es la siguiente:



La figura 3.2 muestra esquemáticamente la velocidad de consumo (reacción) del oxígeno con función de la temperatura. Se observa el rango de temperatura sobre el cual cada reacción anterior impera, esto es, ambas reacciones ocurren simultáneamente pero una domina sobre la otra. Para el caso de aceites pesados, las reacciones LTO prevalecen a temperaturas por debajo de los 300 °C, y las reacciones HTO se convierten en las dominantes a temperaturas superiores a los 350 °C. La zona comprendida entre estos dos rangos se le conoce como región de gradiente de temperatura negativo, donde la velocidad de reacción en realidad disminuye con el aumento de la temperatura. Con respecto a los aceites ligeros, las reacciones HTO son normalmente las que predominan en la mayoría de los niveles de temperatura, y las reacciones de adición solamente parecen dominar a temperaturas inferiores a 150 °C.

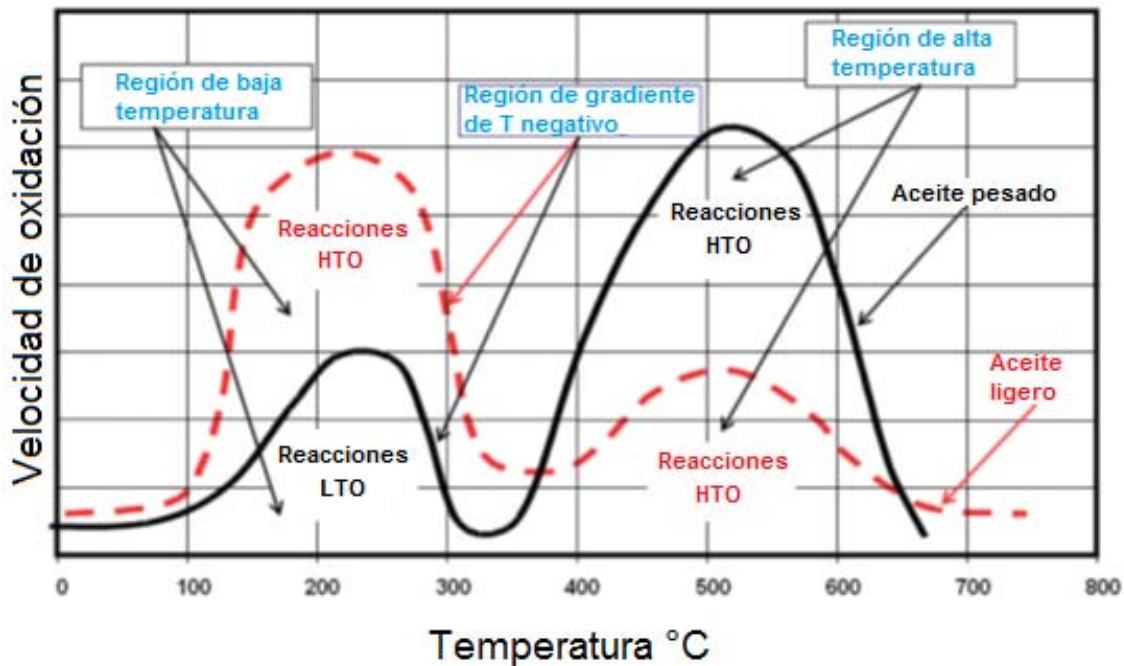


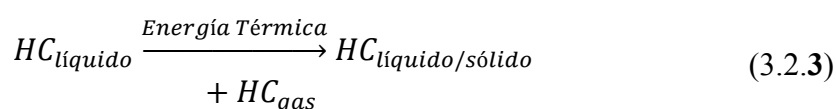
Figura 3.2. Intervalos de temperatura de oxidación para aceites pesados y ligeros.

La importancia de estas reacciones es la información que puede ser inferida cuando se trata de movilizar aceite aunque por sí misma ninguna de ellas puede medirse en términos de movilidad. Las reacciones de adición de oxígeno son ineficaces en la movilización de aceite porque estas reacciones conducen a la producción de hidrocarburos más pesados (es decir, los asfáltenos y eventualmente de coque) e hidrocarburos oxidados que son generalmente ácidos y promueven la formación de emulsiones estables con agua. Por otra parte, las reacciones de rompimiento de enlaces son extremadamente eficaces en la movilización de



aceite ya que generan la combustión que incrementa la temperatura y reduce la viscosidad del aceite, son el estado deseado de la operación del proceso de combustión de aceite pesado. En consecuencia, la clave más importante para el éxito de un proyecto de esta naturaleza es la necesidad de iniciar y mantener el proceso en el régimen HTO para un crudo pesado más que para un aceite ligero para el cual puede no ser necesario; lograr esto implica procedimientos adecuados de ignición. Una vez que se crea una zona de combustión a alta temperatura, se requiere un suministro suficiente de oxígeno para mantener las reacciones de oxidación en el rango de temperatura donde las reacciones de HTO son dominantes.

Otro mecanismo de reacción que vale la pena mencionar es la reacción de pirólisis, que tradicionalmente se ha conocido como la reacción de formación de combustible durante el proceso de combustión in situ. La reacción de pirólisis de un hidrocarburo (HC) es de la forma general:



Como ha sido señalado por Abu-Khamsin¹ et al, la pirólisis del aceite a través del medio poroso se desarrolla mediante 3 etapas superpuestas: destilación, craqueo y depósito de coque. Durante la destilación, el aceite pierde la mayor parte de sus fracciones ligeras y parte de sus fracciones medias. En el craqueo, el aceite levemente se “craquea” en un producto ligeramente diferente y a altas temperaturas, el aceite restante en el medio poroso se craquea en un residuo semisólido que es rico en carbono. Ambas reacciones de craqueo producen gas. Además, la mayoría de las reacciones de pirólisis son endotérmicas, lo que hace que la temperatura sea el parámetro más influyente que dicta la severidad de craqueo. La pirólisis juega un papel importante durante la inyección de aire en los aceites pesados en la medida en que el coque es una importante fuente de combustible para las reacciones de combustión HTO. Dada la tendencia de los aceites ligeros de sufrir reacciones HTO a temperaturas mucho más bajas, la reacción de pirólisis no es tan importante y el coque se ve raramente durante el análisis de la post-prueba (quemado) de muestras.

3.2.2 Estudios de Análisis Térmico o “Thermal Fingerprinting”.

Los estudios de análisis térmico o fingerprinting, como se conocen en inglés, permiten la estimación de parámetros cinéticos de las reacciones de oxidación, por ejemplo, la energía de activación, orden de reacción y factor de frecuencia, las cuales permiten evaluar la reactividad del aceite con el oxígeno.

El analizador termogravimétrico (Thermogravimetric Analysis, TGA), el analizador térmico diferencial (Differential Thermal Analysis, DTA), el analizador termogravimétrico de alta presión (High Pressure Thermogravimetric Analysis, HPTGA), el calorímetro diferencial de barrido (Differential Scanning Calorimetry, DSC), el calorímetro diferencial de barrido a presión (Pressure Differential Scanning Calorimetry, PDSC) y el calorímetro de ritmo acelerado (Accelerated Rate Calorimetry, ARC) caen en esta categoría.



Este tipo de pruebas permiten la rápida determinación de los parámetros cinéticos de oxidación y han demostrado ser herramientas eficaces para entender la exotermicidad de aceites crudos y para evaluar el potencial del proceso de inyección de aire para un yacimiento de una manera relativamente rápida y barata.

3.2.2.1 Calorímetro de Ritmo Acelerado (ARC).

El calorímetro de ritmo acelerado estudia las reacciones exotérmicas a presiones elevadas hasta de 10 000 psi (a diferencia de las otras herramientas limitadas a bajas y medianas presiones de operación) en el rango de temperaturas alcanzadas en la combustión, entre 60 y 900 grados Fahrenheit. En estas pruebas es posible determinar un parámetro fundamental en la cinética de las reacciones para la muestra estudiada, es decir, la energía de activación de Arrhenius, la cual es una barrera de energía que deben superar los reactivos para transformarse en productos. Aunque tanto ARC como DSC son capaces de estudiar las reacciones LTO y HTO, la primera está más capacitada para estudiar el intervalo entre ambas reacciones.

3.2.2.2 Calorímetro de Escaneo Diferencial (DSC).

Esta técnica emplea ritmos de calentamiento lineal; permite obtener información sobre las reacciones de oxidación y combustión. Es útil para medir la cantidad de calor liberado a partir de las reacciones exotérmicas, es decir, del proceso de craqueo del aceite. Además el DSC permite obtener la entalpía y ayudar a establecer los requerimientos de energía para mantener una muestra isotérmica con referencia a otra.

3.2.2.3 Análisis Diferencial Térmico (DTA).

Esta técnica denominada en inglés como Differential Thermal Analysis, a diferencia de la anterior, mide la diferencia de temperatura con lo cual permite analizar la variación de la misma en una muestra con respecto a un material de referencia. Es de gran utilidad para determinar los diferentes regímenes de reacción, a partir del valor de la entalpía. La temperatura diferencial es graficada contra el tiempo o bien contra la temperatura generando así lo que se conoce como termograma.

3.2.2.4 Análisis Termogravimétrico (TGA).

El análisis termogravimétrico es una técnica que mide los cambios en el peso con relación a los cambios de temperatura. Las curvas de pérdida de peso registradas dan información sobre los cambios en la composición de la muestra, estabilidad térmica y parámetros cinéticos de las reacciones químicas en la muestra. Cuando una muestra pequeña de aceite y arena se calientan en presencia de un flujo de aire y el cambio de masa de la muestra se registra como función de temperatura o tiempo, se pueden establecer las variaciones en el peso de la muestra con respecto al tiempo, dando una ideal del consumo de combustible en las distintas zonas de la combustión, así como a diferentes ritmos de inyección.



3.2.3 Estudios Cinéticos Cuantitativos.

Estos son estudios cinéticos que reproducen las condiciones de flujo dentro del yacimiento y permiten la determinación cuantitativa de parámetros cinéticos de las reacciones de oxidación. Estas técnicas térmicas también pueden proporcionar información sobre la naturaleza del aceite, la temperatura mínima de ignición del aceite para sostener la combustión, el contenido de combustible del núcleo, la descomposición de la materia mineral presente en el núcleo y el residuo que queda después del calentamiento.

El propósito de esta prueba es estudiar el comportamiento global de oxidación y cinética de la reacción bajo condiciones controladas, con el objetivo final de proporcionar datos de reacción realistas que podrían ser utilizados en simuladores de yacimientos térmicos para predecir el comportamiento presión y producción de fluidos del campo.

3.2.3.1 Celdas Cinéticas (RTO).

El experimento más representativo en esta categoría es la prueba RTO (Ramped Temperature Oxidation). Un aparato RTO consta de dos reactores tubulares (conocidas también como celdas de combustión) idénticos montados en un bloque de calentamiento común. El reactor activo contiene un núcleo saturado con aceite y agua, mientras que el reactor de referencia contiene sólo un núcleo seco o limpio. El gas inerte se hizo fluir a través de la celda de referencia y un gas que contiene oxígeno se hizo fluir a través de la celda activa, mientras tanto se calentaron de forma simultánea a una tasa fija. Las temperaturas medidas de las celdas, y el análisis de la composición del gas producido junto con el análisis posterior de los núcleos de la celda activa, permiten la determinación del régimen de la oxidación y comportamiento de la transición durante el rango del gradiente de temperatura negativo. Normalmente están diseñados para funcionar a la presión del yacimiento en estudio. La siguiente tabla 3.8 describe las principales características de una prueba RTO.

Atributos	Parámetros Obtenidos
Análisis diferencial hasta temperaturas de 150 °C.	Tasa de consumo de oxígeno.
Destaca región de gradiente de temperatura negativo (ITO).	Tasa de generación de óxidos de carbono.
Operación con nitrógeno para observar los efectos de destilación.	Relación aparente hidrógeno-carbono.
Ajustable en simuladores comerciales.	Tasa de reacción en función de la temperatura.

Tabla 3.8. Ventajas y desventajas de la prueba cinética RTO.



En la figura 3.3 observamos la composición típica del gas producido en una prueba RTO. Los dos picos en el consumo de oxígeno corresponden a dos aumentos en los perfiles de temperatura al desviarse del perfil lineal. A partir de la temperatura de aproximadamente 300 °C, tienen lugar inicialmente la pirólisis / reacción de craqueo que crea compuesto sólido y algunos componentes de hidrocarburos ligeros. El coque, que tiene muy alto peso molecular, sirve como la principal fuente de combustible para las reacciones de combustión posteriores. El primer pico de la temperatura indica la oxidación a baja temperatura (LTO), en el que el coque es parcialmente oxidado, la generación de pequeñas cantidades de calor. Esto es seguido por una región de gradiente de temperatura negativa, donde la velocidad de reacción disminuye a medida que aumenta la temperatura. Eventualmente, el coque se quema totalmente a temperaturas más altas, un proceso que se conoce la oxidación a alta temperatura (HTO) y está representado por el segundo pico en el perfil de temperatura. En la región de HTO, la cantidad de consumo de oxígeno es comparable a la producción de óxidos de carbono. Esto implica una reacción de combustión completa que genera CO₂, CO, agua, y una gran cantidad de calor.

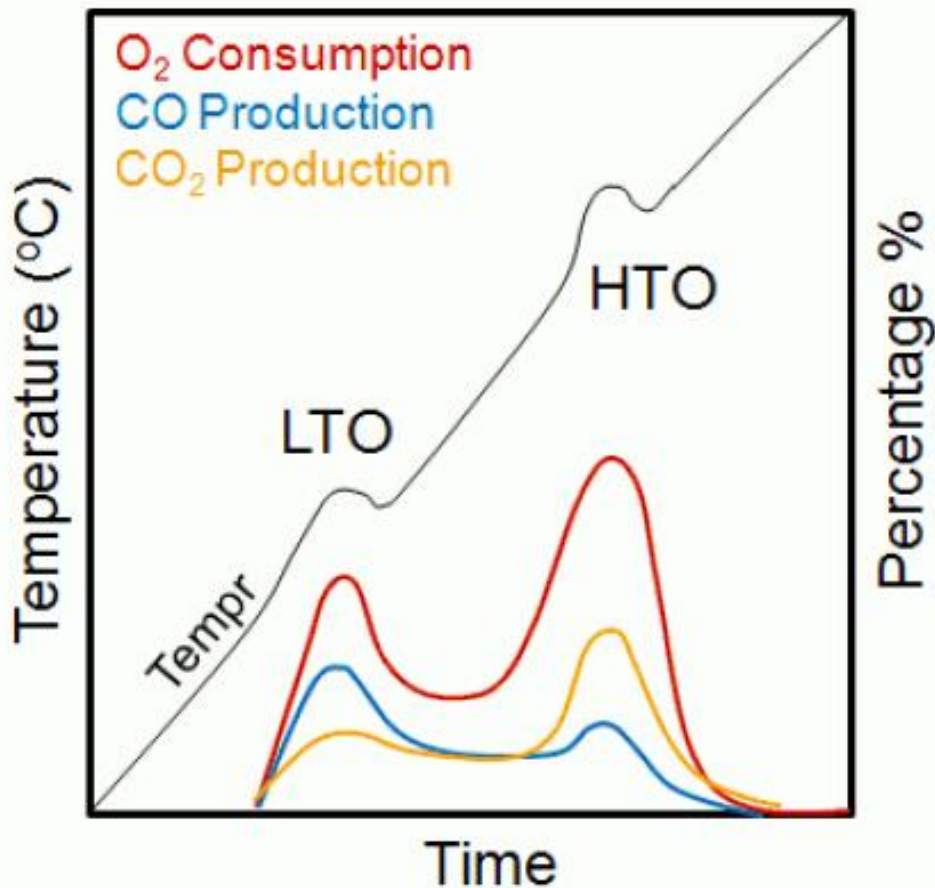


Figura 3.3. Composición típica del gas producido en un experimento RTO.



3.2.4 Estudios del Desempeño de la Combustión.

Este tipo de prueba proporciona información cuantitativa sobre el rendimiento de la combustión que se puede esperar en el campo. El experimento tradicional en esta categoría es la prueba de tubo de combustión. Estos tubos son simuladores físicos elementales que permiten la observación directa de la propagación del frente de combustión en condiciones que se aproximen a las del yacimiento. Debido a que la naturaleza de la propagación del frente de combustión es controlada por la estequiometría de las reacciones químicas, la velocidad de inyección del gas, la cantidad de oxígeno no consumido, temperatura del medio y las características del medio, los experimentos de tubo de combustión proporcionan una herramienta para estimar el efecto neto de las interrelaciones entre los diversos mecanismos que afectan a la combustión.

3.2.4.1 Tubos de Combustión.

Los tubos de combustión han sido el método convencional para evaluar la factibilidad técnica y diseñar los parámetros de un proyecto de combustión *In situ*. A pesar de que los estudios cinéticos pueden proveer información acerca de las reacciones en un proceso de combustión *in situ*, las pruebas en tubos de combustión son preferidas y obligadas en la determinación de parámetros y evaluación de aplicación a nivel de campo. Esta es la razón por la cual los estudios deben centrarse en las técnicas cuantitativas, especialmente los tubos de combustión.

El tubo de combustión es un cilindro de acero inoxidable de pared delgada (o algún otro material resistente a la corrosión) alojado en el interior de una camisa de presión el cual contiene material rocoso, agua y aceite del campo en estudio. Las saturaciones de fluido en el medio poroso se adaptan a condiciones de yacimiento aproximados. El crudo se enciende mediante la inyección de aire, y el frente de combustión se propaga a través del tubo mediante inyección de aire continua. La temperatura, presión, velocidad de inyección de aire, aceite, la producción de agua y el gas, y datos de composición de gas efluente se recogen y analizan. De los datos se calculan las variables del proceso de análisis de la combustión.



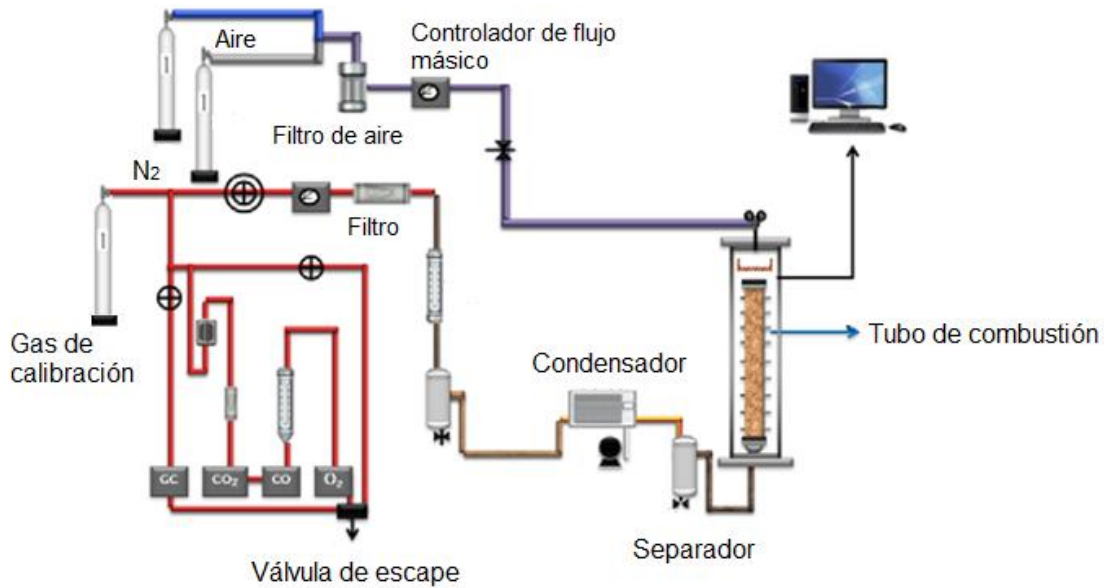


Figura 3.4. Esquema del experimento con tubo de combustión.

El principal inconveniente de las pruebas de tubo de combustión es que son experimentos a escala de laboratorio y la correlación directa de los resultados de la prueba del tubo de combustión al yacimiento correspondiente no es sencilla.

Parámetros calculados a partir del análisis del gas de combustión	
Diseño	Evaluación de la combustión mediante análisis de los gases producidos.
Oxígeno / Combustible	Relación atómica H / C del combustible quemado
Aire / Combustible	Relación (CO ₂ + CO) / CO
Combustible requerido (So)	Relación (CO ₂ + CO) / N ₂
Aire requerido	Oxígeno consumido
Aire / Aceite	Fracción de CO ₂ generada por óxidos de carbono
Agua producida por la combustión.	
Radio de extinción	

Tabla 3.9. Parámetros de diseño y evaluación a partir del análisis cromatográfico de los gases producidos durante la combustión.



3.2.4.2 Física del Proceso en Pruebas con Tubos de Combustión.

Para las pruebas de tubo de combustión donde las reacciones HTO son dominantes, la velocidad de propagación del llamado 'frente de combustión' está controlada por la velocidad de suministro de oxígeno a la ubicación donde las reacciones de combustión se producen y por la cantidad de saturación residual de aceite que está disponible justamente para la reacción en ese lugar. En una combustión in situ, el llamado combustible disponible para la reacción de combustión es muy dependiente del grado de la oxidación del aceite dentro de la región del banco de vapor que existe aguas abajo de la zona de combustión. Esto, a su vez, depende de la disponibilidad de oxígeno, la presión absoluta, el área de superficie de la matriz de arena, la composición del aceite, la composición de la roca y, por supuesto, el tiempo que el aceite en el banco de vapor está expuesta al oxígeno a temperaturas inferiores a aproximadamente 300 °C. El tiempo de exposición depende de la velocidad del frente de combustión, que es controlada por el flujo de oxígeno, la disponibilidad de combustible y de la eficiencia de reacción del oxígeno dentro de la zona de combustión. Las reacciones de oxidación se producirán esencialmente sobre toda porción del núcleo que ha experimentado un aumento de la temperatura. Por lo tanto, hay un acoplamiento entre las reacciones HTO (combustión) y reacciones de adición de oxígeno (LTO) a través de una porción significativa de la región calentada.

La importancia de este acoplamiento entre las reacciones HTO y LTO es dependiente de la concentración de aceite residual que se tiene en el borde de la región del banco de vapor. La cantidad de aceite residual es dependiente de las características de permeabilidad relativa y la saturación final del aceite en la porción no calentada del núcleo, así como por la re saturación del llamado banco de aceite, debido al desplazamiento del aceite residual. Este hidrocarburo residual es expuesto a los fluidos calientes del banco de vapor y a las reacciones de craqueo, las cuales existen justo aguas abajo de la ubicación donde dominan las reacciones HTO.

Saturaciones de fluido dentro de la región del banco de aceite re-saturadas son críticas en el sentido de que se reducirá la permeabilidad relativa de la fase de gas en la zona altamente saturada que, a su vez, reducirá la velocidad de entrega de oxígeno a la zona de combustión. Debido a la naturaleza de la cinética de oxidación, reducción o interrupción de la velocidad de suministro de oxígeno a la zona de combustión se reducirá la temperatura de reacción. Un proceso de combustión in situ será ineficaz si se permite que persista una condición de bajo flujo de aire.

El análisis anterior no se presenta para dar a entender que las reacciones de oxidación en la región del banco de vapor son totalmente dominantes en la combustión in situ y de los procesos de inyección de aire a alta presión. Para muchos aceites, los efectos del acoplamiento de las reacciones de oxidación y de combustión son superados por una ignición adecuada y mediante el reconocimiento de la importancia de la movilidad de aceite aguas abajo de la región a alta temperatura. Esta es la razón por la cual el flujo de aire en la zona de reacción es un parámetro tan importante para el control de la naturaleza de los procesos de inyección de aire.



3.3 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

- Los estudios y pruebas de laboratorio son los medios de obtener y generar la información requerida para crear un modelo de simulación
- Las pruebas consisten en una serie de mediciones de laboratorio empleando fluidos y núcleos de un yacimiento candidato.
- No existe una prueba única capaz de caracterizar todos los procesos de recuperación mejorada considerando que los mecanismos de operación y funcionamiento son diferentes entre sí.



CAPÍTULO IV.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.

La simulación numérica de yacimientos se ha convertido en una herramienta clave en la toma de decisiones en la administración integral de yacimientos. Los avances que ha tenido en los recientes años han permitido realizar estudios más rápidos y con resultados más precisos. Aun cuando las primeras dificultades de los capítulos anteriores han sido superadas, el ingeniero encontrará los mayores retos en esta etapa del flujo de trabajo, debido a que con base a su criterio tiene que decidir cuáles datos de entrada serán útiles para el modelo, concebir las suposiciones y consideraciones necesarias para evaluar los resultados.

Este capítulo se orienta a sentar las bases de la simulación matemática de yacimientos de forma breve y descriptiva, así como los tipos de simulador y su estructura. Se presentan también algunos tópicos relevantes de la simulación de combustión in situ.



4.1 *SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA COMBUSTIÓN IN SITU.*

4.1.1 Clasificación de los Simuladores de Yacimientos.

La figura 4.1 siguiente presenta la clasificación general de los tipos de simuladores de yacimientos; además, puede considerarse una guía a seguir para seleccionar el modelo de simulación que mejor se adapte al problema en cuestión. No obstante, hay que tener presente que la paquetería ofrecida por diferentes desarrolladores de software de simulación ofrecen la posibilidad de simular diferentes procesos, lo cual facilita la selección del simulador.

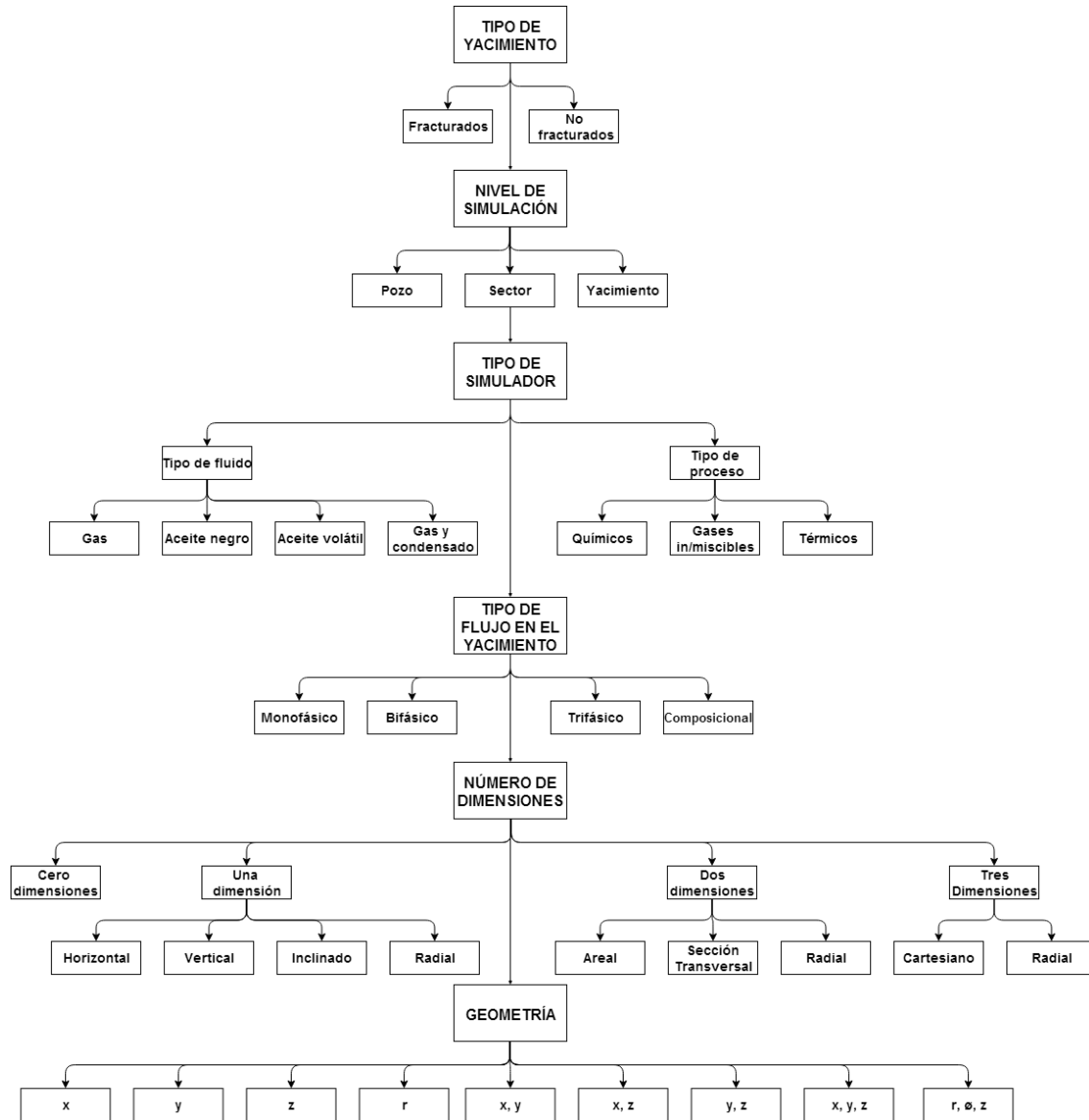


Figura 4.1. Clasificación general de los simuladores de yacimientos.



A continuación se describe brevemente la clasificación aunque se recomienda consultar las referencias para mayor detalle de las características de cada simulador.

De manera general, la primera división de los simuladores depende de las características físicas de las rocas de los yacimientos, teniendo así dos grandes grupos: fracturados y no fracturados. Los primeros son considerados homogéneos al ser de simple porosidad y permeabilidad, es decir, formados por un solo medio poroso; mientras que los segundos son aquellos de doble porosidad, esto es, dos medios con propiedades petrofísicas diferentes, la matriz y la fractura.

El nivel de simulación establece la magnitud del estudio que se desee realizar, en consecuencia, está estrechamente relacionado con la complejidad, tiempo, rapidez de ejecución y aproximación de la solución al problema. No obstante, no implica necesariamente que un estudio a nivel de pozo no pueda presentar un grado de dificultad considerablemente alto.

Determinar lo que se desea modelar comienza propiamente a partir de este punto. Los modelos de simulación se pueden agrupar en dos grandes conjuntos de simuladores de acuerdo al tipo de fluidos en el yacimiento y a los procesos de recuperación a simular.

Dentro del yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo de acuerdo al número de fluidos en movimiento simultáneamente:

- Monofásico (aceite o gas)
- Bifásico (aceite y gas, aceite y agua, gas y agua)
- Trifásico (aceite, gas y agua)

Los simuladores composicionales surgieron de la necesidad de simular los procesos de recuperación para los cuales no son válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite negro.

Una vez que se ha definido el nivel de simulación, el tipo de proceso y el tipo de flujo de fluidos, se puede determinar el número de dimensiones del modelo, tomando en cuenta las características físicas del yacimiento.



4.1.2 Estructura de un Simulador.

Cualquier simulador comercial tiene una estructura generalizada con el fin de organizar los datos de entrada al mismo. Tal estructura puede dividirse en los siguientes cuatro apartados:

- Generación del Modelo Discretizado del Yacimiento.

Se requiere ingresar la información de las caracterizaciones estática y dinámica del yacimiento; es decir, las características sísmicas, geológicas y petrofísicas así como los fenómenos de flujo que describen el medio poroso donde se aloja el hidrocarburo. Se esperan valores tales como la porosidad, permeabilidad absoluta, espesores de la formación, profundidad, saturaciones iniciales de cada fase, presión inicial, compresibilidad de la roca. Es en esta etapa donde se discretiza el yacimiento y se genera la malla de cálculo con la que va a modelarse numéricamente el yacimiento.

- Propiedades de los Fluidos.

En este apartado se genera la información PVT de la mezcla de hidrocarburos contenidos en el yacimiento, se incluye información referente a los factores volumétricos (aceite, gas, agua), viscosidades de los fluidos presentes, solubilidad del gas en aceite, densidades, compresibilidades y sobre todo el comportamiento composicional de la mezcla a diferentes presiones y temperaturas.

- Descripción del sistema roca-fluidos.

En esta sección se debe ingresar las relaciones de interacción de fuerzas entre la roca del yacimiento y sus fluidos contenidos en ella como capilaridad, tensión interfacial, mojabilidad:

- Curvas de permeabilidad relativa para aceite, gas y agua.
- Curvas de presión capilar agua-aceite.
- Curvas de presión capilar gas-aceite.

- Datos del pozo.

Por último, los datos necesarios para cualquier simulador con respecto al pozo son:

- Localización.
- Historia de terminación que contenga intervalos de producción, capacidad de flujo, daño de formación, método de producción, etc.
- Histórico de producción (aceite, gas y agua).



4.2 ECUACIONES FUNDAMENTALES DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS.

El propósito de la simulación es describir el comportamiento de los fenómenos físicos que ocurren en los yacimientos de tal manera que puedan efectuarse pronósticos en el tiempo y con ello ayudar en la toma de decisiones para un mejor desarrollo y explotación de los campos. La tarea de comprender lo que sucede en el interior de los yacimientos es una labor fundamental, por lo tanto, se han desarrollado modelos matemáticos que representen los procesos del flujo de fluidos en el medio poroso. Entre los principios físicos que predominan se encuentran:

- Ley de conservación de masa.
- Ley de conservación de momento.
- Ley de conservación de energía.
- Ley de Darcy (ecuación de flujo).
- Ecuaciones de estado.

La ecuación de continuidad establece que la cantidad de masa dentro de un sistema permanece constante en el tiempo, es decir, la rapidez de aumento de masa dentro de un volumen de control es exactamente igual al flujo neto de masa hacia el mismo elemento. El principio de conservación de masa enuncia que la masa final menos la masa inicial es igual a la acumulación; en consecuencia se deriva la forma general de la ecuación de continuidad en el medio poroso:

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial y} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi \frac{\partial\rho}{\partial t} \quad (4.2.1)$$

Donde:

ρ : Densidad del fluido.

v : Velocidad del fluido en dirección x, y, z respectivamente.

ϕ : Porosidad de la roca.

t : Tiempo.



SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

El francés Henry Darcy realizó estudios experimentales del flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, en los cuales descubrió que el gasto que pasaba por la arena era proporcional al gradiente de presión aplicado al área transversal al flujo e inversamente proporcional a la longitud del empacamiento, dando como resultado la ecuación que lleva su nombre y se expresa de forma general como:

$$q = -\frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial x} \quad (4.2.2)$$

Donde:

q : Gasto de fluido.

k : Permeabilidad absoluta.

μ : Viscosidad del fluido.

x : Longitud del empacamiento de arena.

P : Presión.

A : Área transversal.

Una última ecuación fundamental que describa el comportamiento de fase de los fluidos con respecto a los cambios de presión y temperatura registrados en el yacimiento se conoce como ecuación de estado (EOS, por sus siglas en inglés) y es una función que relaciona justamente las variables de presión, volumen y temperatura. Existen diferentes ecuaciones de estado dependiendo del tipo de fluido considerado, esto es, de acuerdo a su compresibilidad. Para el desarrollo de la ecuación de difusividad se requiere la EOS de un fluido ligeramente compresible que represente la relación entre la densidad del fluido y la presión en cualquier punto del sistema:

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \quad (4.2.3)$$

Donde:

ρ : Valor de la densidad a la presión P .

ρ_o : Valor de la densidad a la presión P_o .

c : Factor de compresibilidad isotérmico.



La ecuación fundamental que se obtiene por la combinación de las ecuaciones anteriores se le conoce como de difusividad y representa el flujo de fluidos en un sistema lineal a través de medios porosos:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.2.4)$$

Donde:

P: Presión.

k: Permeabilidad absoluta.

μ : Viscosidad del fluido.

ϕ : Porosidad de la roca.

c: Compresibilidad total.

x: Longitud del empacamiento de arena.

t: Tiempo.

Cabe mencionar que la ecuación tiene sus variantes según el sistema coordenado y es aplicable bajo las siguientes consideraciones:

- Flujo laminar.
- Efectos capilares despreciables.
- Medio isótropo.
- Fluidos ligeramente compresibles.
- Flujo monofásico.
- No hay efectos gravitacionales o térmicos.

Toda vez que se ha desarrollado el modelo matemático que describa los fenómenos físicos que ocurren en el yacimiento se necesita dar solución a este conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales. Puesto que estas ecuaciones que describen el flujo de los fluidos en el medio poroso no son lineales, resulta difícil encontrar una solución analítica. Por esta razón se debe contar con un modelo numérico capaz de dar soluciones que sean aplicables a los problemas reales.

Antes de resolver las ecuaciones con el modelo numérico es necesario discretizar las ecuaciones del modelo matemático. El proceso de discretización consiste en hacer discretas las ecuaciones diferenciales continuas al dividir el yacimiento en n bloques y puede realizarse mediante tres formas: el elemento finito, método de líneas de corriente y método de diferencias finitas. Éste último es el de mayor uso a pesar de estar limitado a la geometría de un paralelepípedo.



SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Para dar solución a las ecuaciones se han propuesto diversos métodos de solución, entre los cuales podemos mencionar los siguientes para el caso de aceite negro:

- Totalmente implícito.- consiste en resolver las ecuaciones de forma simultánea para todos los valores de las incógnitas (presión y saturación).
- Mixto (implícito-explicito IMPES).- las ecuaciones son resueltas secuencialmente, es decir, primero resuelven implícitamente para la presión y posteriormente resuelven de forma explícita para la saturación.

4.3 MODELOS FÍSICOS DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN.

En los dos apartados anteriores se han mencionado los modelos matemáticos y los modelos numéricos que forman parte de la simulación matemática de yacimientos. En esta sección se comentan los modelos físicos que complementan a los dos anteriores para a la postre formar un modelo de simulación de yacimientos.

4.3.1 Modelo Estático.

Este modelo tiene como objetivo representar las propiedades físicas del yacimiento. Para conseguir una descripción física del yacimiento es necesario llevar a cabo estudios geológicos a detalle que provean información estratigráfica, estructural y petrofísica. Este estudio geológico es complementado con métodos geofísicos de índole cuantitativa (laboratorio) y métodos geoestadísticos. Entre la información de interés para la simulación se encuentra:

- Límites del yacimiento.
- Características de la formación productora.
- Características del acuífero.
- Fallas.
- Discontinuidad en las capas.
- Localización y estado mecánico de los pozos.
- Volumen original de hidrocarburos.

4.3.2 Modelo Dinámico.

El modelo dinámico consiste en definir las interacciones dinámicas del sistema roca-fluidos del yacimiento, dicho de otro modo, comprender la forma en que se desplazan los fluidos a través del medio poroso de la roca. La información característica de este modelo se puede dividir como sigue:



- Comportamiento presión-producción en el yacimiento.

Las diferentes pruebas de presión proporcionan información tal como efecto de daño (skin), presencia de límites o heterogeneidades, comunicación entre pozos, etc., de acuerdo al tipo de prueba realizada; en el caso de la simulación será de importancia conocer el tipo de fluidos presentes junto con sus posibles contactos, evaluar la comunicación entre pozos, daño a la formación, etc. Además es de interés particular identificar los mecanismos de empuje que operan en el yacimiento para la recuperación de los hidrocarburos:

- Expansión del sistema roca-fluidos.
- Empuje por casquete de gas.
- Empuje del gas disuelto liberado.
- Empuje hidráulico.
- Segregación gravitacional.
- Combinación de empujes.
-
- Propiedades petrofísicas de las capas de interés.

La información petrofísica que se obtiene de laboratorio puede ser complementada mediante los registros geofísicos de pozo y los análisis de las pruebas de presión. Para la simulación son importantes datos como los siguientes:

- Porosidades.
- Permeabilidades.
- Saturaciones de aceite, agua y gas.
- Presión capilar entre diferentes interfases.
- Permeabilidades relativas al aceite, agua y gas.
- Compresibilidad de la formación.
- Propiedades de los fluidos.

Las propiedades del aceite, agua y gas son determinadas en el laboratorio a través de muestras obtenidas de los pozos. Los experimentos PVT conocidos como liberación diferencial (DL) y expansión a volumen constante (CCE) son los que comúnmente se llevan a cabo, tratando en ambos que las mediciones se acerquen lo máximo posible a las condiciones prevalecientes en el yacimiento. Entre las propiedades obtenidas para la simulación se encuentran:

- Factores de volumen del aceite, gas y agua.
- Relación de solubilidad en el aceite.
- Viscosidades del aceite, agua y gas.
- Densidad relativa del aceite.
- Compresibilidades.
- Comportamiento de fases.
- Presión de saturación.



4.4 ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE COMBUSTIÓN.

Al comienzo de este capítulo se hizo énfasis en la variedad de simuladores de yacimientos disponibles y la utilidad de éstos estando sujeta a los objetivos de algún proyecto o proceso en particular. También se mencionó en numeral 4.2 que las ecuaciones fundamentales del modelo matemático y los modelos físicos (estático y dinámico) a priori a un estudio de simulación, son características comunes a todos los tipos de simuladores de yacimientos.

Con respecto a los simuladores de procesos térmicos, es necesario hacer consideraciones adicionales principalmente al modelo matemático, esto se debe a que los fenómenos físicos que describen la interacción del sistema roca-fluidos no son suficientes puesto que también están presentes los fenómenos químicos derivados de la energía calorífica dentro del yacimiento. Con lo anterior es posible darse cuenta que la ecuación fundamental de difusividad (4.2.4) es insuficiente para describir el comportamiento del flujo de fluidos en yacimientos mediante la simulación de procesos térmicos composicionales.

Mientras que los simuladores de aceite negro y composicionales simulan el flujo isotérmico de fluidos en el medio poroso y no requieren una ecuación de energía, los simuladores térmicos sí requieren una ecuación de difusión para la conservación de energía además de las ecuaciones que expresen la conservación de masa de cada componente (n_c). En el caso concreto del modelo matemático de la combustión in situ, son requeridos términos de fuente-drenea que representen los efectos de las reacciones químicas y finalmente, las relaciones de equilibrio termodinámico mediante las constantes de equilibrio k que expresen el comportamiento de fase de los n componentes involucrados.

A continuación se presentan las ecuaciones que comprenden el modelo matemático para el proceso de combustión in situ.

La ecuación de balance de masa está dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{j=1}^{n_p} \phi Y_{i,j} \rho_j S_j + \nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} Y_{i,j} \rho_j u_j = \bar{q}_i \quad (4.4.1)$$

Donde:

n_p : Número total de fases.

$Y_{i,j}$: Fracción molar del componente i en la fase j .

ρ_j : Densidad de la fase j .

S_j : Saturación de la fase j .

u_j : Velocidad de la fase j .

\bar{q}_i : Término fuente o drenea de masa del componente i .

ϕ : Porosidad de la roca.



La ecuación de balance de energía está dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left((1 - \phi)U_r + \sum_{j=1}^{n_p} \phi \rho_j S_j U_j \right) + \nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} h_j \rho_j u_j + \nabla \cdot (-\alpha \nabla T) = \bar{q}_h \quad (4.4.2)$$

Donde:

n_p : Número total de fases.

U_j : Energía interna de la fase j.

U_j : Energía interna de la fase j.

h_j : Entalpía de la fase j.

ϕ : Porosidad de la roca.

α : Conductividad térmica de la roca.

\bar{q}_i : Término fuente o drene de calor.

T: Temperatura

4.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.

- La simulación numérica de yacimientos tiene sus bases en los principios de conservación de masa, conservación de momento, conservación de energía, flujo de fluidos y comportamiento de fases.
- A diferencia de los simuladores de aceite negro, los simuladores térmicos consideran una ecuación de conservación de energía.
- La simulación se ha vuelto una herramienta clave para la evaluación de la factibilidad técnica y económica de un proceso EOR y, en general, en la administración integral de yacimientos
- Es posible reconocer a la simulación de yacimientos como el punto de convergencia y divergencia de todo el conocimiento de ingeniería petrolera puesto que ésta se alimenta de información de perforación, yacimientos, productividad y a su vez genera resultados para estas mismas que sirven en la toma de decisiones.



CAPÍTULO V.

FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO.

En los capítulos precedentes se ha discutido a gran escala las etapas pertenecientes al flujo de trabajo que es objeto de este estudio. No obstante, para que este complementado se requiere de actividades referentes al diseño y evaluación de un proceso de combustión in situ. Finalmente, se integran todas éstas en una serie de etapas que conforman al flujo de trabajo, el cual comienza con el screening, transita por la generación de información y culmina con un modelo de simulación de combustión in situ.

El último capítulo está dedicado a la presentación de un flujo de trabajo para simular un proceso de combustión in situ. Se detallan las actividades concernientes al flujo de trabajo como tal junto con una simulación del proceso partiendo de la suposición de que el screening técnico dio como resultado la aplicación de la combustión in situ como el método idóneo para nuestro yacimiento hipotético de estudio.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

5.1 PRUEBAS ESPECIALES DEL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO TÉRMICO.

En los capítulos precedentes se han sentado las bases que conforman al flujo de trabajo propuesto en la figura 5.1, las cuales conciernen a las técnicas de screening, las pruebas de laboratorio y la simulación numérica de yacimientos. Resta abordar con mayor detalle las etapas siguientes a partir de las pruebas de laboratorio particulares para generar información útil para el modelo de simulación, éste será descrito con detenimiento en el apartado 5.4.



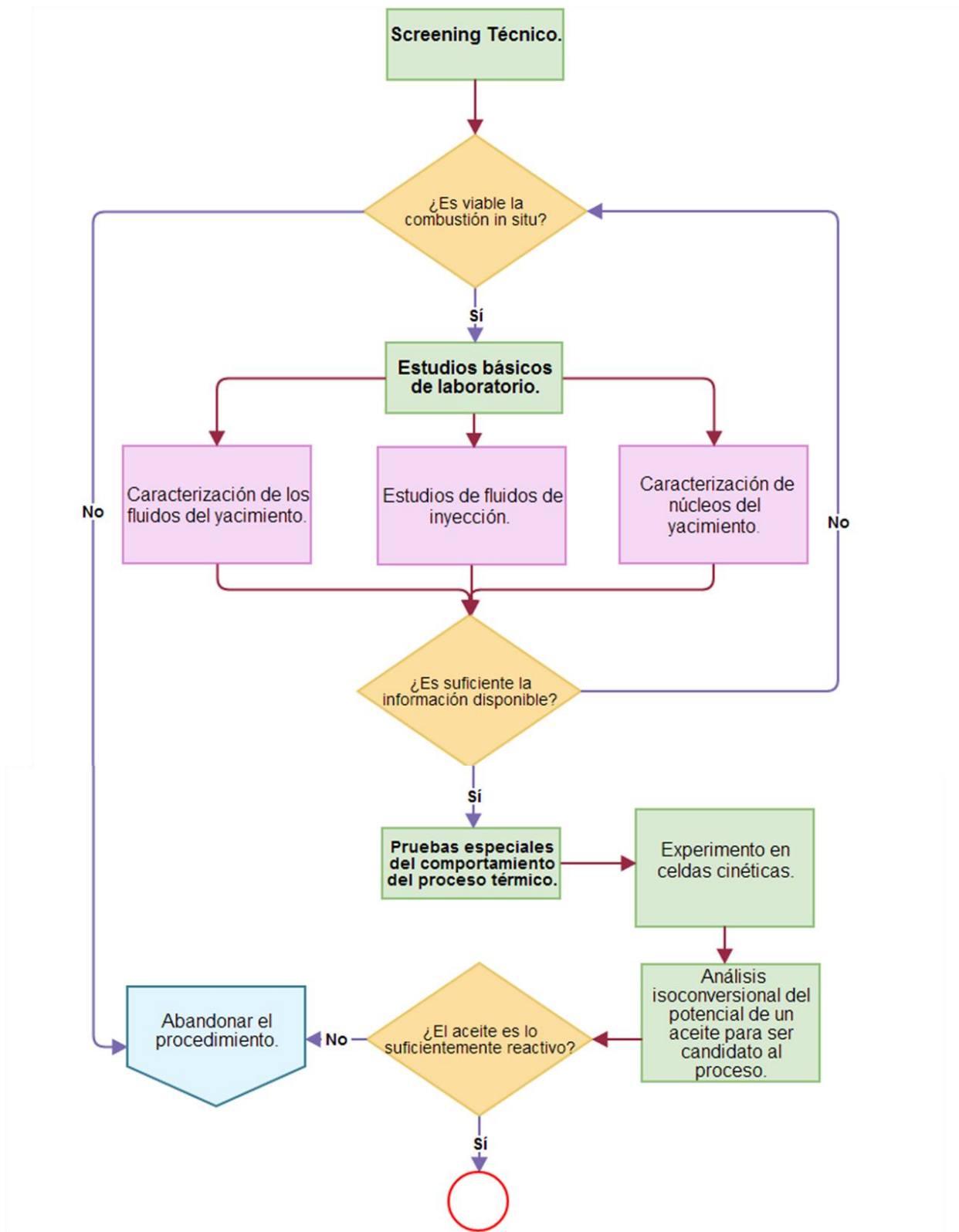


Figura 5.1 Flujo de trabajo para generar un modelo de simulación numérica del proceso de combustión in situ.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

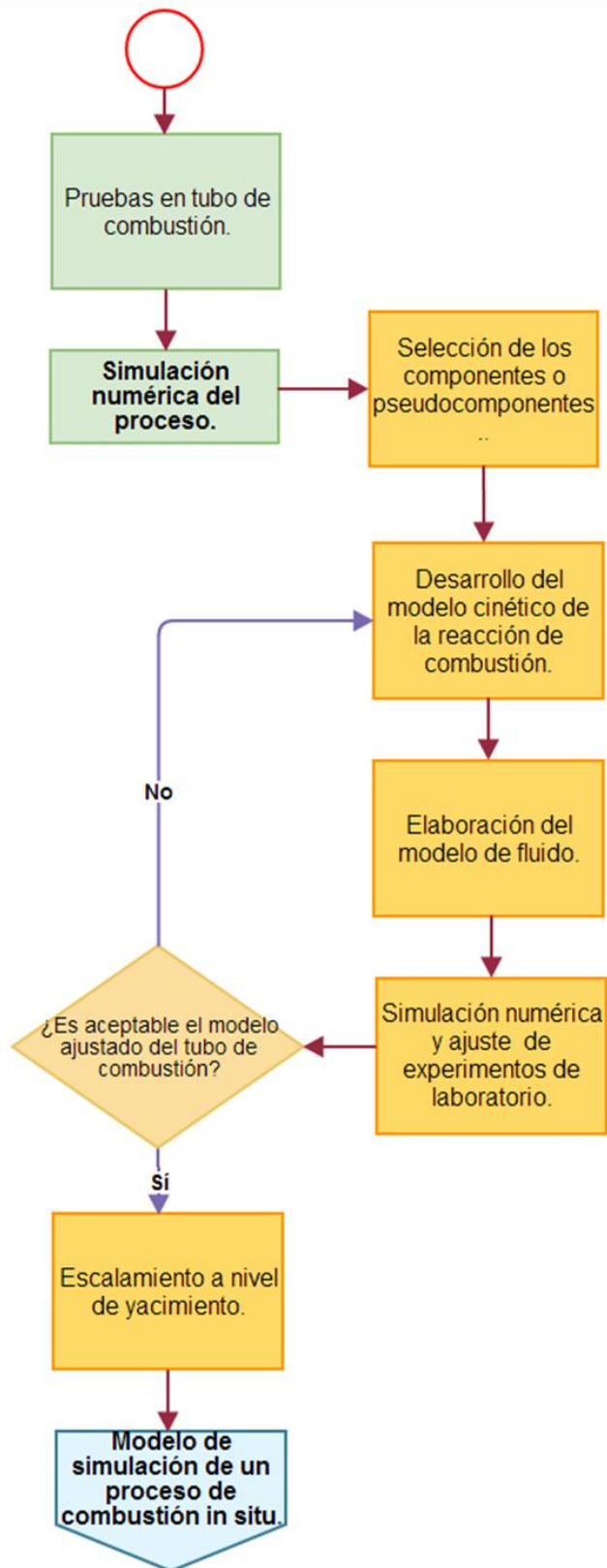


Figura 5.1 Flujo de trabajo para generar un modelo de simulación numérica del proceso de combustión in situ (continuación).



5.1.1 Experimentos en Celdas Cinéticas.

Como ya se ha mencionado en el capítulo IV del presente trabajo, existen diferentes experimentos de los cuales se puede obtener información para describir las reacciones químicas de oxidación del aceite. Aquellas que adquieren mayor relevancia son las pruebas RTO dado que proporcionan datos cuantitativos de la cinética de reacción de combustión. La cinética de combustión puede ser definida como la velocidad a la cual ocurre la reacción, esto es, qué tan rápido y cuánta cantidad de aceite es afectado por el aire u oxígeno inyectado. Su estudio es importante por las siguientes razones:

- Caracterización de la reactividad del aceite.
- Determinación de las condiciones de ignición.
- Uso de parámetros cinéticos como datos de entrada para posibles estudios de simulación numérica del proceso.
-

Esta última razón es la que más nos interesa y por lo tanto es preciso hacer algunas observaciones al respecto. Como se sabe, los aceites contienen una gran cantidad de compuestos diferentes, de tal forma que es imposible representar con precisión todas las reacciones que ocurren durante el proceso de combustión in situ. Aun cuando fuese posible describir con detalle todas las reacciones, el uso de tal información en modelos de simulación numérica sería imposible debido a las limitaciones computacionales. En consecuencia, en la mayoría de los estudios, diferentes autores (incluyendo software comerciales) han utilizado las ecuaciones de reacción de Arrhenius, estas expresiones reciben su nombre en honor a su creador y se definen como sigue:

$$R_c = \frac{dC_f}{dt} = K p_{O_2}^a C_f^b \quad (5.1.1)$$

Donde:

R_c : Velocidad de reacción del aceite.

C_f : Concentración de combustible.

P_{O_2} : Presión parcial del oxígeno.

K : Constante de reacción.

El anterior modelo asume una dependencia de la cinética o velocidad de reacción a la concentración de combustible y presión parcial del oxígeno. Las constantes exponenciales, a y b , son los órdenes de las reacciones con respecto a la presión parcial del oxígeno (a) y la concentración de combustible (b). Los datos muestran que el rango para a está entre 0.5 y 1, mientras que para b va de 0.5 a casi 1. La constante de reacción K , está basada en la constante de Arrhenius (también conocido como factor de frecuencia o factor pre-exponencial), expresado como función de la temperatura:



$$K = Ae^{(-E/RT)} \quad (5.1.2)$$

Donde:

A: Constante de Arrhenius.

E: Energía de activación.

T: Temperatura absoluta.

R: Constante universal de los gases.

Es importante señalar que cuando se tomen valores de la literatura se tenga cuidado con las unidades de los parámetros anteriores para ambas ecuaciones de acuerdo al sistema de unidades utilizado.

5.1.2 Análisis del Potencial de un Aceite para ser Candidato al Proceso.

Esta etapa del flujo de trabajo es una actividad cuyo objetivo es determinar desde un enfoque experimental y analítico si un aceite es lo suficientemente reactivo como para continuar con el proceso, en otras palabras, si el aceite es potencialmente buen candidato para la combustión in situ, por lo tanto, es conveniente este análisis denominado isoconversional para ahorrar esfuerzos tanto técnicos como materiales en posteriores estudios.

La técnica de interpretación isoconversional requiere que una serie de experimentos RTO sean llevados a cabo a diferentes tasas de calentamiento; mientras que todos los demás parámetros tales como la presión, flujo de aire, temperatura inicial, etc. sean mantenidos fijos para todas las pruebas. En consecuencia, cada experimento es conducido con gran cuidado para lograr resultados satisfactorios y consistentes con la técnica de análisis propuesta. Por lo menos cinco experimentos consistentes son necesarios para el análisis isoconversional para producir resultados confiables (Cinar¹⁴ et al). Una vez concluido el conjunto de pruebas experimentales, el análisis es aplicado y se describe a continuación.

Como se ha mencionado, las velocidades de reacción de la combustión son descritas asumiendo el modelo de Arrhenius descrito anteriormente, en función de la concentración de combustible y de la presión parcial del oxígeno. A pesar de su amplio uso, es el modelo más simple de la velocidad de reacción de la combustión; en realidad la oxidación de los hidrocarburos involucra cadenas de reacción paralelas que probablemente conduzcan a un esquema de reacción más complejo mediante una expresión de reacción conjunta que puede ser no expresada completamente por el modelo de Arrhenius.

El modelo isoconversional provee una forma de sobrepasar tales complejidades de reacción. Este modelo es expresado de una forma más general en la cual la tasa de reacción es representada como producto de una tasa constante que es función de la temperatura, y un modelo de reacción que es función de la concentración o conversión. Representando el modelo de reacción como $f(c)$, se tiene:



$$-\frac{C_f}{dt} = K(T)f(C) \quad (5.1.3)$$

El principio isoconversional establece que a un grado constante de conversión, el proceso es dependiente solamente de la temperatura. La idea básica del método es aplicada asumiendo el comportamiento tradicional de Arrhenius y arreglando la ecuación anterior en términos de Cf.

$$-\frac{C_f}{dt} = Ae^{(-E/RT)}f(C) \quad (5.1.4)$$

Tomando el logaritmo de la expresión anterior se obtiene:

$$\ln\left(\frac{C_f}{dt}\right) = \ln(A) + \ln[f(C)] - \frac{E}{RT} \quad (5.1.5)$$

A constantes valores de concentración, f(c) se asume constante, lo que es análogo a asumir que la química del proceso es independiente de la temperatura y depende solamente del nivel de conversión. Como resultado, para diferentes temperaturas al mismo nivel de conversión, f(C) es idéntico, definiendo m como la suma de los logaritmos de a y f(C), entonces:

$$\ln\left(\frac{C_f}{dt}\right) = m - \frac{E_x}{RT_x} \quad (5.1.6)$$

Donde, T_x , t_x y E_x son respectivamente la temperatura, el tiempo y la energía de activación para cualquier experimento a conversión C constante.

Utilizando el método isoconversional es posible obtener también un primer screening de los candidatos a la combustión in situ. En la gráfica a) de la Fig. 5.2 se observa un aceite típico a ser buen candidato al presentar claramente los diferentes regímenes de oxidación, además de exhibir una transición suave entre éstos. Por otro lado, la misma figura b) muestra la huella isoconversional de un pobre candidato de combustión debido a exhibe barreras energéticas significativas en el régimen LTO, transiciones abruptas y en general energías de activación mucho menores en la región LTO.



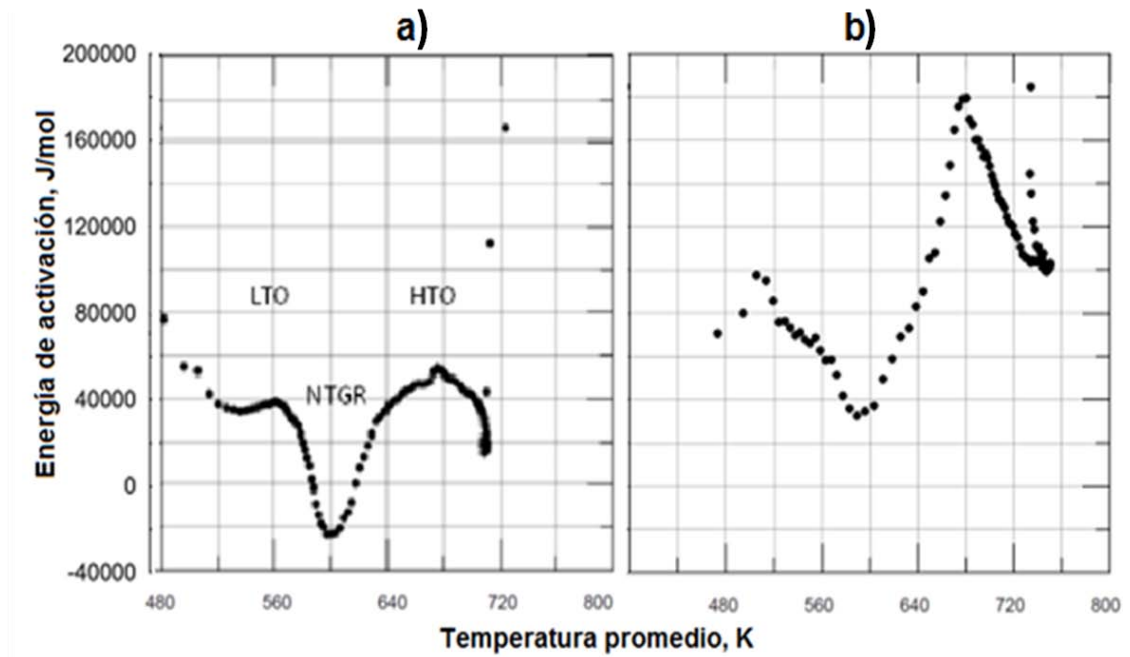
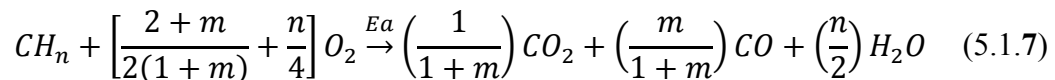


Figura 5.2 a) Aceite candidato y b) aceite no candidato.

5.1.3 Pruebas en Tubos de Combustión.

Se ha mencionado en el capítulo IV que los tubos de combustión son la herramienta tradicional para diseñar ciertos parámetros del proceso de combustión a través del análisis cromatográfico de los gases de combustión producidos junto con los termogramas obtenidos. El siguiente es un análisis simple que asume la combustión ocurriendo en el régimen HTO (el régimen idóneo para desplazar el aceite), donde el combustible exclusivamente se combina con el oxígeno para producir agua y óxidos de carbono. En consecuencia, es solo una aproximación del proceso pues no toma en cuenta las reacciones LTO, las reacciones del oxígeno con los minerales ni las reacciones del agua con el combustible orgánico. La ecuación estequiometría es la siguiente:



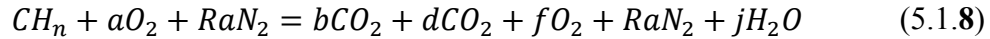
Donde:

n: Relación molar hidrógeno a carbono (H/C),

m: Relación de óxidos de carbono producidos (CO₂/CO),



Otra forma comúnmente utilizada de expresar la combustión del coque es introduciendo el balance del nitrógeno, resultando en la siguiente ecuación estequiométrica:



Donde:

R: Relación molar del nitrógeno al oxígeno $\left(\frac{Y_{N_2}}{Y_{O_2}}\right)$ y a, b, d, f y j son coeficientes estequiométricos a balancear.

A continuación se describen algunos de los parámetros que pueden ser obtenidos de las pruebas en tubo de combustión:

5.1.3.1 Combustible Requerido.

La cantidad de combustible requerido (contenido de combustible) es la masa de coque que resulta del craqueo térmico (reacciones HTO) del aceite por delante del frente de combustión. Depende tanto de factores relacionados a las propiedades de los fluidos como a las de la roca además del gasto de inyección de aire, la concentración de oxígeno en contacto con el aceite, la temperatura y presión.

De la ecuación x haciendo un balance de moles totales producidos se obtiene que la fracción de oxígeno consumido es:

$$Y_{O_2} = \frac{\left(\frac{N_2}{R} - O_2\right)}{\frac{N_2}{R}} \quad (5.1.9)$$

El porcentaje de CO₂ respecto a los moles de gas producido está dado por:

$$\%CO_2 = \frac{\frac{m}{m+1}}{1 + \left(\frac{4.761 - Y_{O_2}}{Y_{O_2}}\right)\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)} \quad (5.1.10)$$

Sustituyendo a m y Y_{O₂} en la ecuación anterior se puede obtener una expresión para calcular la relación H/C:

$$n = \frac{106.3 + 2(\%CO) - (\%O_2 + \%CO + \%CO_2)}{\%CO + \%CO_2} \quad (5.1.11)$$



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Una vez conocidas las variables m , n y Y_{O_2} es posible determinar una expresión para el contenido de combustible:

Sean W_c las libras de carbono por pie cúbico de gas producido y W_H las correspondientes de hidrógeno por pie cúbico respectivamente, entonces:

$$W_c = \frac{12}{37\,900} (\%CO_2 + \%CO) \quad (5.1.12)$$

$$W_H = \frac{4}{37\,900} \left(\frac{21}{79} \%N_2 - \%O_2 - \%CO_2 - 0.5\%CO \right) \quad (5.1.13)$$

Luego el peso total del combustible en libras por pie cúbico de gas producido es:

$$W = W_c + W_H \quad (5.1.14)$$

Puesto que el volumen total de gas producido V_g es conocido durante el experimento, se puede calcular el peso del combustible quemado mediante la expresión:

$$W_f = (W_c + W_H)V_g \quad (5.1.15)$$

Entonces el contenido de combustible C_m en lb/ft^3 estará dado por:

$$C_m = \frac{W_f}{Vol\ total\ de\ formación\ quemada} \quad (5.1.16)$$

O también:

$$C_m = \frac{4V_g}{37900V_b} \left(\frac{21}{79} \%N_2 - \%O_2 - \%CO_2 - 0.5\%CO \right) \quad (5.1.17)$$

Donde V_b es el volumen de arena empacada dentro del tubo de combustión.



5.1.3.2 Aire Requerido.

Es la cantidad de aire necesario para quemar el combustible depositado en un pie cubico de roca. El requerimiento de aire permite calcular el volumen de aire a ser inyectado con el fin de desplazar un volumen de aceite, es decir, la relación Aire inyectado/Aceite desplazado (AOR). Se obtiene a partir del análisis seco y está dado por:

$$a = \left[\frac{379}{21Y} \right] \left[\frac{C_m}{(12 + n)} \right] R = C_m R_{af} \quad (5.1.18)$$

Donde:

a: Es el requerimiento de aire en PCN/ft³ de roca.

R_{af}: Es la relación de aire inyectado a combustible quemado en PCN/lb.

La relación AOR se expresa mediante:

$$F_{ao} = \frac{5615a}{(S_{oi} - S_r)\phi_R} \quad (5.1.19)$$

Donde:

a: El requerimiento de aire en PCN/ft³ de roca.

R_{af}: Es la relación de aire inyectado a combustible quemado en PCN/lb.

Por último la fracción (saturación) de aceite consumida como combustible S_{of} es:

$$S_{of} = \frac{C_m}{\rho_f \phi} \quad (5.1.20)$$

Siendo ρ_f la densidad del combustible en lb/ ft³.

Cuando se emplea la literatura, los requerimientos de aire normalmente están disponibles como en el trabajo realizado por Showalter W. E.

5.1.3.3 Gasto de Inyección de Aire.

El gasto de inyección de aire i_a es la cantidad de pies cúbicos de aire por día. Al ser una cantidad difícil de calcular debido a que depende de las propiedades del yacimiento, es recomendable hacer una preinyección en el yacimiento antes de la ignición para determinar la existencia de suficiente permeabilidad que permita el mínimo requerimiento de aire para mantener la combustión. Esta preinyección es útil para determinar la presión y gasto de inyección. Cuando no sea posible realizar una preinyección, el gasto de inyección de aire puede ser estimado mediante la siguiente correlación:



$$P_i = P_w^2 + \frac{i_a \mu_a T_R}{0.713 h K_g} \left(\ln \frac{d^2}{r_w V_f t_1} - 1.238 \right) \quad (5.1.21)$$

Donde:

P_i : Presión del pozo inyector en Ipca.

P_w : Presión del pozo productor en Ipca.

h : Espesor de la formación en ft.

i_a : Gasto de inyección máximo de aire en PCN/d.

μ_a : Viscosidad del aire en cp.

T_R : Temperatura del yacimiento en Rankine.

K_g : Permeabilidad efectiva al aire en mD.

r_w : Radio de los pozos en ft.

V_f : Velocidad del frente en ft/d.

d : Distancia entre pozo inyector y productor en ft.

t_1 : Tiempo requerido en días para alcanzar i_a .

5.1.3.4 Velocidad del Frente de Combustión.

Este parámetro es la velocidad con la cual avanza el frente de combustión en un punto determinado del yacimiento. La velocidad de avance es directamente proporcional al flujo (gasto) de inyección del aire, e inversamente proporcional a la cantidad de coque residual a ser quemado. La manera más sencilla de calcularlo es a través de la relación existente entre el flujo del aire inyectado y el requerimiento de aire:

$$U_a = a V_f \quad (5.1.22)$$

$$U_a = \frac{i_a}{2\pi h r_f} \quad (5.1.23)$$



Donde:

V_f : Velocidad del frente en ft/d.

U_a : Flujo de aire en PCN/ft²·d.

h : Espesor de la formación en ft.

i_a : Gasto de inyección de aire en PCN/d.

r_f : Posición radial del frente respecto al pozo inyector en ft.

Los experimentos en tubo de combustión frecuentemente son operados a flujos de aire de 700 PCN/ft²·d, lo cual es una cantidad significativamente mayor a lo que se esperaría en el campo.

5.1.3.5 Entalpía de Reacción.

Es la energía liberada de la reacción de combustión, es decir, la cantidad de calor generado por unidad de mol de coque quemado y normalmente se expresa en KJ/mol o BTU/lb de combustible. Se determina mediante la expresión:

$$\Delta H = \frac{174\,000}{(m+1)(n+12)}m + \frac{52\,500}{(m+1)(n+12)} + \frac{61\,500}{(n+12)}n \quad (5.1.24)$$

En la ecuación anterior el primer término corresponde al calor desprendido de la combustión del CO₂, el segundo término representa el calor de combustión del CO y el último término del lado derecho de la ecuación es el calor de reacción del H a vapor de agua. Al ser la combustión una reacción exotérmica, es decir, que libera calor la entalpía es negativa, $\Delta H < 0$. La ecuación se encuentra en BTU/lb así que para convertir a J/Kg se debe multiplicar por 2 326.

5.1.3.6 Cantidad de Agua Producida por la Combustión.

Durante la reacción de combustión se forma una cantidad de agua como producto de la oxidación del combustible, V_w . Generalmente se expresa en bls/PCN de gases producidos de la reacción y se obtiene en base a los resultados de análisis seco:

$$V_w = \frac{36}{13.265 \times 10^6} \left(\frac{21\%N_2}{79} - \%O_2 - \%CO_2 - \frac{1}{2}\%CO \right) \quad (5.1.25)$$



5.1.3.7 Ignición de la Combustión.

Es la temperatura a la cual comienza la combustión del aceite en presencia del aire. Es posible calentar el pozo inyector para alcanzar la temperatura de ignición mediante calentadores de gas, aire súper calentado y calentadores eléctricos. Calentar el pozo puede tomar desde una hora hasta varios días. Otro medio para alcanzar la ignición es de manera espontánea, esto es, un encendido natural al aumentar la temperatura por efectos de la presión de inyección del aire. Este tipo de ignición espontánea depende de la composición del tipo de crudo.

El tiempo de ignición espontáneo puede ser calculado por medio de la ecuación propuesta por Tadema & Weijdema:

$$t_i = \frac{MT_R^2 \left(1 + \frac{2T_R}{B}\right)}{\phi S_o \rho_o H_R A_o P_x^n B} e^{B/T_R} \quad (5.1.26)$$

Donde:

t_i : Tiempo de ignición en días.

M: Capacidad calorífica de la formación en BTU/ft³-F.

T_R : Temperatura original del yacimiento en R.

Φ : Porosidad de la formación en fracción.

S_o : Saturación de aceite en fracción.

P_o : Densidad del aceite en lb/ft³.

H_R : Calor de oxidación del aceite en ft.

P_x : Presión parcial del oxígeno en Ipcá.

A_o : Constante.

B: Constante en grados R.

n: Exponente de la presión, adimensional.

5.1.3.8 Radio de Extinción.

El radio de extinción r_{ext} es la distancia radial a partir del pozo inyector a la cual ya no es posible conservar la reacción de combustión. Está íntimamente relacionada con el mínimo requerimiento de flujo de aire que mantenga la combustión:



$$U_{amin} = \frac{i_a}{2\pi hr_{ex}} \quad (5.1.27)$$

Donde:

V_f : Velocidad del frente en ft/d.

U_{amin} : Flujo de aire mínimo en PCN/ft²·d.

h : Espesor de la formación en ft.

i_a : Gasto de inyección de aire en PCN/d.

r_{ext} : Posición radial del frente respecto al pozo inyector en ft.

5.1.3.9 Relaciones Atómicas de la Combustión.

Como se expresó al inicio de este apartado, las relaciones hidrogeno a carbón H/C y óxidos de carbono a dióxidos de carbono CO/CO₂ no solamente definen la estequiometría del proceso de combustión sino que además afectan el requerimiento de aire. La relación H/C es calculada ya sea por el análisis del combustible (una muestra de coque por delante del frente) o bien, por balance de materia de la fase gaseosa en la zona de alta temperatura de la combustión.

Desafortunadamente ambos métodos antes mencionados resultan difíciles de llevar a cabo en el yacimiento puesto que el consumo de oxígeno puede ser determinado solamente mediante el análisis de los gases en los pozos de producción. Una porción del volumen barrido por el aire contiene vapor así que por lo tanto el valor para H/C es más alto del real. Es preferible utilizar el valor obtenido mediante las pruebas de laboratorio, de las cuales se han obtenido valores en el rango de 0.6 a 1.8 y menores a 2 para la combustión normal seca y húmeda. Cálculos por encima de éste último indican que las reacciones LTO son predominantes y deben ser tomadas en cuenta.

Con respecto a la producción de dióxido de carbono, este es un parámetro importante puesto que identifica el régimen en el cual se está llevando a cabo la reacción mediante los siguientes porcentajes:

- Régimen LTO, 9-11%
- Régimen HTO, 12-15%



5.2 *SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO TÉRMICO.*

5.2.1 Selección de los Componentes.

Una vez que se han realizados las pruebas especiales para los fluidos y los núcleos que comprenden el sistema roca-fluidos, en las cuales se han identificado tanto el potencial de oxidación del aceite así como los parámetros de diseño del proceso de combustión, es posible realizar la descripción detallada del aceite. Esto con el fin de seleccionar los componentes o pseudocomponentes (componentes agrupados) que servirán y estarán presentes en el modelo cinético para la simulación.

Como en cualquier simulador composicional de procesos EOR, la selección de componentes o pseudocomponentes que representen el aceite y los fluidos involucrados en el proceso es una labor que debe llevarse con cuidado. Es bien sabido que la simulación de un proceso que considere una gran cantidad de componentes implica un gran requerimiento de tiempo de cómputo (CPU), esto es, resolver un gran número de ecuaciones para cada componente. En el caso de la CIS, donde las reacciones químicas son fundamentales en el proceso, los simuladores requieren especificar una reacción por cada fase en la que se encuentre el componente, lo cual hace aún más complicado la simulación.

La tabla 5.1 describe los tipos de componentes comúnmente empleados de acuerdo al sistema de simulación utilizado por un software comercial de simulación. Como se puede observar, en la combustión in situ es posible involucrar hasta 9 tipos diferentes de componentes; sin embargo, para representar un conjunto típico de reacciones de combustión son suficientes seis. Además de especificar el número de componentes, el tipo y fase en la que se encuentran, es necesario definir las propiedades críticas además del peso molecular.

Cuando se trata de modelar la CIS, el aceite pesado ha sido tradicionalmente caracterizado en términos de sus fracciones SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos). Este tipo de caracterización proviene del diferente comportamiento de oxidación y pirólisis que exhiben estas fracciones SARA, ver figura 5.3. Estudios experimentales realizados en bitúmenes de Athabasca (Adegbesan² et al) mostraron que los asfáltenos reaccionan con oxígeno para formar coque, gases no condensables y maltenos en el régimen de baja temperatura LTO (reacciones de oxidación que inducen el craqueo).



Sistema	Componente	Fase		
		Acuosa	Aceitosa	Gaseosa
<i>Aceite Negro</i>	Agua	X		
	Aceite muerto		X	
	Gas en solución		X	X
<i>Térmico de aceite negro (vapor sin aditivos)</i>	Agua	X		X
	Aceite muerto		X	
	Gas en solución		X	X
<i>Combustión</i>	Agua	X		X
	Asfáltenos		X	
	Máltenos		X	X
	Aceite liviano		X	X
	CO2	X	X	X
	N2/CO			X
	Oxígeno			X
	Combustible de Coque	Sólido		

Tabla 5.1 Componentes comúnmente usados de acuerdo al sistema de simulación.

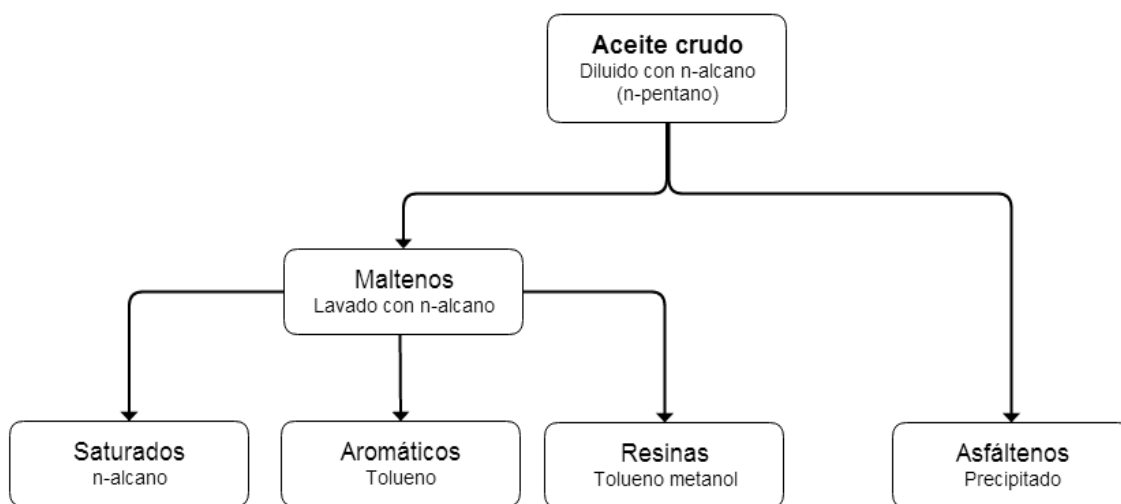


Figura 5.3 Fraccionamiento SARA de un aceite pesado.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Por otra parte, los maltenos se oxidan para formar asfáltenos que posteriormente pueden convertirse en coque y en los demás productos ligeros asociados al craqueo. Lo anterior explica el incremento de la viscosidad del aceite durante las reacciones LTO antes de que sean inducidas por el oxígeno las reacciones de craqueo. La misma observación aplica para la pirólisis de ambas fracciones, es decir, los asfáltenos después de la pirólisis forman coque y otros productos, mientras que los maltenos primero forman asfáltenos después de sufrir pirólisis y a su vez estos asfáltenos producidos pueden volver a someterse a pirólisis para formar coque y otros productos. Con respecto a la oxidación de las fracciones SARA, se ha encontrado que mientras los saturados tienen a quemarse fácilmente en la región LTO, aromáticos, resinas y asfáltenos tienden a quemarse en la región HTO.

La importancia de los resultados expuestos en el párrafo anterior radica en que el comportamiento de oxidación de un aceite en particular depende fuertemente de su composición, esto se puede interpretar en el sentido que si dos aceites que parezcan similares bajo el criterio de propiedades físicas como lo son la gravedad API y la viscosidad, pueden exhibir diferente comportamiento de oxidación debido a su composición. Finalmente, la selección de los componentes no solamente estará ligada al comportamiento de fase de los experimentos como liberación diferencial sino que también a los experimentos de oxidación. Los siguientes dos pasos del flujo de trabajo ayudaran para determinar en conjunto la selección definitiva de los componentes que caractericen al aceite.

5.2.2 Desarrollo del Modelo Cinético.

El modelo cinético puede ser definido como un conjunto representativo de reacciones químicas junto con sus respectivos parámetros cinéticos que modelen el comportamiento de oxidación del aceite. En consecuencia, un buen modelo cinético es el corazón de un buen modelo de simulación de combustión. En otras palabras, el modelo cinético debe ser capaz de representar los cambios químicos del aceite junto con los eventos de generación de calor que a la postre resultarán en cambios físicos del aceite.

Idealmente, el modelo cinético debería incluir al menos las reacciones representativas en cada régimen de temperatura de oxidación, es decir, el craqueo (LTO), la pirólisis (ITO) y quemado o combustión (HTO); más aún, el modelo debe ser capaz de representar la región de gradiente de temperatura negativo. Pero más importante debe ser capaz de modelar la transición de un modelo de oxidación a otro, esto quiere decir que el modelo debe predecir las condiciones a las cuales el proceso de combustión sería inefectivo en movilizar el aceite.

Desafortunadamente no existe un método preciso para determinar cómo se elabora el modelo cinético; no obstante, como ya se ha mencionado antes es necesario elaborar estudios cinéticos los cuales deben ser de preferencia cuantitativos (RTO), debido a que éstos no solamente capturan el comportamiento de oxidación del aceite sino que además acoplan las transferencias de masa y flujo bajo condiciones de presión y temperatura reales del yacimiento.



A través de los años diferentes investigadores han llevado a cabo experimentos y estudios de laboratorio que les han permitido identificar los mecanismos más relevantes presentes en el proceso de combustión junto con sus respectivos modelos de reacción. Estos trabajos han servido para proporcionar un mejor entendimiento del proceso y proveen una primera estimación de los parámetros cinéticos; así mismo han sido base como punto de partida para la determinación de un modelo cinético de otro sistema de interés bajo estudio.

Como ejemplo de la consolidación de trabajos independientes en uno sólo es el elaborado por Belgrave⁸ et al en 1993. En su trabajo desarrolló un modelo cinético integral para la combustión in situ de bitumen de Athabasca basándose en los estudios independientes de los autores: Adegbesan² et al para oxidación a baja temperatura (1987), Hayashitani²⁵ (1978) para craqueo térmico y Thomas⁴² et al (1985) para oxidación a alta temperatura. También su modelo se basó del trabajo publicado por Burger & Sahuquet¹⁰ (1972) para obtener un estimado de las entalpías de la reacción de oxidación.

De la tabla 5.2, si uno quisiera realizar un modelo similar al de Belgrave para obtener un modelo basado en las fracciones SARA, por ejemplo, se debería tratar de integrar los trabajos de Exelby (2006) para reacciones de pirólisis, Ren (2007) para combustión de coque y Sequera (2010) para oxidación a baja temperatura.

Autor	Trabajo	Descripción	Modelo cinético	Parámetros cinéticos	Tipo de aceite
Burger & Sahuquet (1972) ¹⁰	Aspectos químicos de la combustión in situ, calor y cinética de combustión.	Una estimación cuantitativa de los parámetros relacionados a los aspectos químicos del proceso son analizados.	Considera un modelo cinético exclusivo para el régimen HTO.		
Crookston et al (1977) ¹⁵	Modelo de simulación numérica para procesos de recuperación térmica.	Presenta un modelo de simulación numérica enfocado a la CIS considerando el balance de materia, pseudocomponentes, cuatro reacciones, efectos gravitacionales y capilares, y transferencia de calor.	No especifica la estequiometría de las reacciones pero establece cuatro reacciones, entre ellas, la combustión de aceite pesado y ligero; además define las expresiones utilizadas para calcular las velocidades de reacción.	Los valores de los parámetros cinéticos se estimaron en base a la literatura.	Propiedades del aceite fueron tomados de los datos publicados por la API.

Tabla 5.2 Trabajos de laboratorio para caracterizar la oxidación del aceite.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Autor	Trabajo	Descripción	Modelo cinético	Parámetros cinéticos	Tipo de aceite
Hayashitani et al (1978) ²⁵	Modelos de craqueo térmico para aceite de arenas Athabasca.	Su propósito es presentar un modelo de reacción de craqueo mediante diversos mecanismos de pseudoreacción.	El modelo considera las reacciones siguientes: aceite pesado→asfáltenos aceite pesado→destilados asfáltenos→coque	Ea ₁ =48.1 Ea ₂ =67.8 Ea ₃ =64.1 (Kcal/mol) A ₁ =5.04 x10 ¹¹ A ₂ =1.17 x10 ¹⁸ A ₃ =1.91 x10 ¹⁶ (1/s)	Bitumen de Athabasca con 8.4 °API. Viscosidad de 787 cp.
Thomas et al (1985) ⁴⁰	Parámetros cinéticos para la oxidación a alta temperatura de la combustión in situ del coque.	Presenta los parámetros cinéticos encontrados para dos tipos de coques de aceite mediante un método de análisis integral.	Considera la combustión del coque en régimen HTO: CHa+dO2+fN2→bCO2+cCH4+(1-b-c)CO	Ea=34763(K J/mol) A=3.612x10 ⁷ (1/h)	Aceite A 14.2 °API, 181 cp. Aceite B 8.8°API, 970 cp.
Adegbesan et al (1987) ²	Parámetros cinéticos LTO para combustión in situ: simulación numérica.	Propone dos modelos de reacción LTO para simulación numérica valido para aceites pesados y bitumen sin agua y minerales.	aceite→Resinas→Asfáltenos→coque	Ea=238.422 KJ/mol) A=8.066x10 ² (1/h)	Aceite 8.07°API, 455 cp.
Belgrave et al (1993) ⁸	Enfoque integral del modelamiento de combustión in situ.	Describe un modelo de reacción unificado de estudios cinéticos experimentales individuales.	Manltenos3.431+O ₂ →0.4726asfáltenos Asfáltenos+7.513O ₂ →101.539coque	Ea ₁ =8.673 x10 ⁴ Ea ₂ =1.856 x10 ⁵ A ₁ =6.819 x10 ³ A ₂ =2.133 x10 ⁻¹⁰	Aceite Bituminoso de la región Athabasca.
Exelby & Freitag (2006) ¹⁸	Modelo de simulación basado en las fracciones SARA para simular las reacciones de pirolisis que ocurren en los procesos EOR a alta temperatura.	Se provee un modelo simple de reacción basado en pruebas de pirolisis conducidas en la presencia de minerales del yacimiento obtenidos de núcleos.	100Asf→4gas+10sat+4arom+3res+2ligeros+77coque	Ea= 222 (KJ/mol) A= 2.01x10 ¹⁷ (1/h)	Aceite de la región pesada Lloyminster. 15.8 °API. Viscosidad de 1700 cp.

Tabla 5.2 Trabajos de laboratorio para caracterizar la oxidación del aceite (continuación).



Autor	Trabajo	Descripción	Modelo cinético	Parámetros cinéticos	Tipo de aceite
Ren et al (2007) ³⁶	Modelo cinético simple para la combustión de coque durante un proceso de combustión in situ.	El estudio examina el comportamiento de oxidación del aceite de la región de Sakatchewan haciendo un comparativo entre un modelo de oxidación de una y dos etapas.	Coque+O ₂ →productos intermedios +gas (1ª etapa) Productos intermedios+O ₂ →agua+coque gas(2ª etapa)	Ea ₁ =101.49 Ea ₂ =123.33 (KJ/mol) A ₁ =6.08x10 ⁶ A ₂ =1.65x10 ⁸ (1/min)	Campo Neilburg. 15.8 °API. Viscosidad de 1700 cp.
Cinar et al (2009) ¹⁴	Análisis cinético isoconversional de la combustión de hidrocarburos pesados.	El análisis isoconversional se realizó para estimar la energía de activación de las diferentes reacciones de oxidación. Este método también es utilizado para reconocer las características de quemado (oxidación) de diferentes aceites.	Considera cuatro reacciones para su modelo isoconversional: 1. creación de productos intermedios 2. destrucción de productos intermedios 3. creación de productos en régimen LTO 4. Quemado de productos en régimen HTO	Ea ₁ =63 Ea ₂ =184 Ea ₃ =75 Ea ₄ =125 A ₁ =8.7x10 ¹² A ₂ =60 A ₃ =1.76x10 ⁶ A ₄ =600 Ea _n [KJ/mol] A _n [1/min]	Muestra B, aceite de 12° API,
Sequera et al (2010) ³⁷	Simulación numérica de experimentos de combustión in situ operados bajo condiciones de baja temperatura.	Describe un modelo de simulación numérica a partir de un estudio RTO bajo el régimen LTH considerando las fracciones SARA de un aceite pesado de Athabasca.	Aro+4.79O ₂ →0.28Asf Res+6.01O ₂ →0.57Asf Asf+4.79O ₂ →0.78Sat+116.14coq +1.99gas Sat+38.34O ₂ →24.25CO ₂ +30.06H ₂ O	Ea ₁ =76.634 Ea ₂ =40.213 Ea ₃ =94.250 Ea ₄ =102.52 A ₁ =4 084 A ₂ =3.6 A ₃ =768 599 A ₄ =2 218 063 Ea _n [KJ/mol] A _n [1/min]	Aceite pesado de Athabasca.

Tabla 5.2 Trabajos de laboratorio para caracterizar la oxidación del aceite (continuación).



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Como resultado de lo anterior se puede afirmar que es posible obtener un modelo cinético de la literatura publicada; a pesar de ello, se debe recordar que todos los aceites se oxidan diferente y, por lo tanto, el modelo que sea escogido debe ser idealmente uno que haya sido desarrollado para un yacimiento análogo.

Independientemente de la forma en la que se realice el modelo cinético para el modelo de simulación del proceso de combustión, cabe resaltar que éste no debe pasar por alto los efectos catalíticos de la roca puesto que ya se ha demostrado la importancia de la composición mineralógica en la velocidad de oxidación del aceite. Debido a que ciertos componentes en la superficie de la roca pueden actuar como catalizadores, las energías de activación pueden variar de forma dramática.

Al utilizar un simulador es preciso tener especial cuidado con la estequiometría de la reacción dado que debe conservar la masa para que la reacción tenga sentido físicamente. Esto resulta importante, especialmente cuando el peso molecular de un componente o pseudocomponente no está bien definido o es arbitrario. Un conjunto típico de reacciones de combustión para utilizar en un simulador sería el siguiente:

1. Craqueo de aceite pesado para formar aceite liviano y coque sólido,
2. Quemado de coque para formar agua y óxidos de carbono,
3. Quemado de aceite liviano,
4. Quemado de aceite pesado.

Estas cuatro reacciones solamente son una guía puesto que dependiendo del estudio y el criterio del ingeniero pueden reducirse o incrementarse de acuerdo a las necesidades e información disponible.

5.2.3 Elaboración del Modelo del Fluido.

En todo proceso de recuperación de aceite es imperante disponer de un modelo del comportamiento de las fases aceite y gas durante las etapas de depleción de presión e inyección de fluido. En la simulación de procesos térmicos, los simuladores comúnmente están basados en constantes de equilibrio de fases o coeficientes de interacción binaria (K) en lugar de las ecuaciones de estado EOS; sin embargo, estos paquetes cuentan con una aplicación que permite ajustar una ecuación de estado y posteriormente exportar las tablas de las constantes de equilibrio, es decir, a partir de un modelo termodinámico como la ecuación de estado de Peng-Robinson, con la cual trabajan muchos simuladores composicionales.

Los valores K dependen de la presión, temperatura y composición. Se definen como la relación de la fracción molar de un componente dado en la fase gaseosa con respecto a su fracción molar del mismo componente en su fase líquida, a condiciones de equilibrio:

$$K_i^{BA} = \frac{\text{composición del componente } i \text{ en la fase } B}{\text{composición del componente } i \text{ en la fase } A} \quad (5.2.1)$$



Esto implica que un componente particular depende de la presión, temperatura y composición de cada componente presente en la mezcla. En otras palabras, si se cambiase un componente por remoción o adición del mismo, todos los valores K de la mezcla pueden cambiar aun a la misma p y t.

La principal función de un simulador consiste en resolver un conjunto de ecuaciones que describan el flujo y la acumulación de varios componentes o pseudocomponentes en el medio poroso. Un simulador composicional que usa ecuaciones de estado para modelar procesos donde se esperan cambios en la composición de los fluidos, permite simular los mecanismos de un proceso miscible de inyección de gas, vaporización e hinchamiento del aceite y condensación del gas. Por su parte, la amplia gama de procesos fisicoquímicos contemplados en un proceso EOR térmico (CIS) requiere un enfoque de composición más universal, en consecuencia, el modelado mediante equilibrio termodinámico (determinado mediante los valores K) permite modelar tanto las transferencias de masa como las de energía y consisten de N_c ecuaciones en cada bloque, donde N_c es el número de componentes.

5.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN-SITU.

5.3.1 Simulación a Nivel de Laboratorio y Ajuste de Experimentos.

Habiendo desarrollado el modelo cinético y el modelo de fluido, el siguiente paso consiste en su validación mediante un ajuste de simulación de los experimentos, especialmente el tubo de combustión. Con el fin de simular un experimento dado, es conveniente tomar en cuenta algunas consideraciones.

Considerar un modelo cilíndrico 2D con al menos dos anillos, uno interno que represente el núcleo de roca y otro externo que represente el acero de recubrimiento; de esta manera se tiene un modelo que replique tanto el equipo metálico, el material rocoso, el espacio anular y los calentadores. Con respecto a estos últimos, se ha detectado experimentalmente que la transferencia de calor radial inducido puede distorsionar significativamente los niveles de temperatura dentro del empaque de arena, por lo cual es pertinente tomar en cuenta el impacto de dichos calentadores sobre el proceso de combustión.

Realizar la simulación con base a las tres etapas generales por las cuáles pasa el experimento, es decir, inyección de un gas inerte (helio o nitrógeno) a través del núcleo para establecer comunicación entre los puntos de inyección y producción; etapa de ignición mediante los calentadores (sin dejar de inyectar el gas inerte) y finalmente cuando la temperatura de ignición es alcanzada se interrumpe el flujo de gas y se comienza con la inyección del aire para promover el desarrollo del frente de combustión.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Ahora bien, entre las variables a considerar para ajustar el modelo de simulación se encuentran las siguientes:

- Gastos de inyección de aire.
- Presión de inyección.
- Velocidad del frente de combustión.
- Perfil de máxima temperatura.
- Caída de presión a lo largo del tubo.
- Gastos de producción de fluidos (agua, gas y aceite).
- Composición del gas producido.
- Aceite consumido como combustible.
- Pérdidas de calor radiales.

Además de la validación, el ajuste ofrece la ventaja de efectuar estudios de sensibilidad de diferentes parámetros para ganar una mejor comprensión del proceso e identificar las variables relevantes que lo afectan, por lo tanto, una mejor estimación de las propiedades térmicas de la roca y fluidos, así como las características de las permeabilidades relativas del sistema. Al elaborar un modelo de simulación de tubo de combustión, es conveniente utilizar unidades de campo para facilitar el traslado de los resultados a la escala deseada.

5.3.2 Escalamiento a Nivel de Campo.

Finalmente, la última etapa del flujo de trabajo para obtener un modelo de simulación es el escalamiento del nivel de laboratorio al de campo. Básicamente consiste en escalar el modelo cinético puesto que éste ha sido obtenido y validado a través de pruebas de laboratorio, es decir, no puede ser utilizado directamente a escala de campo debido a que el tamaño de los bloques utilizados en la simulación de campo son 100 y hasta 1000 veces más grandes que las empleadas en la simulación a escala de laboratorio. Además, los parámetros cinéticos del modelo de Arrhenius son dependientes de la temperatura y el consumo del combustible a través del tiempo.

Lo anterior implica que resulta apropiado utilizar la temperatura del bloque del enmallado como la temperatura de reacción porque un bloque del enmallado a escala de laboratorio por lo general no es mucho mayor que la región de quemado de la combustión real (4-8 pulgadas); sin embargo para los bloques de la escala de campo se requerirá mayor cantidad de calor para alcanzar los niveles de temperatura máximos presentes en la zona de combustión.

Las reacciones de oxidación ya discutidas atraviesan por un periodo de inducción antes de formar el coque; no obstante, al utilizar simuladores térmicos, las reacciones pueden activarse a la temperatura inicial del yacimiento siempre que los reactivos estén presentes. A escala de laboratorio no representaría un problema la velocidad de reacción puesto que las reacciones se producen en periodos de tiempo que van desde horas hasta días como máximo; en el caso de la escala de campo, donde los modelos son corridos durante años, si



se utilizan bajas velocidades de reacción y por ende de flujo, se observarían mayores pérdidas de calor al estar expuesto el frente a zonas más frías por mayor tiempo; además de presentar zonas con presencia de coque sin que el frente de combustión haya alcanzado dichas áreas.

Actualmente no se encuentra con una metodología precisa para realizar el escalamiento; sin embargo, en la literatura publicada se pueden encontrar tres técnicas de escalamiento, éstas se describen a continuación.

- 1) Celdas dinámicas.- Se considera actualmente el enfoque preferido y consiste del uso de celdas finas alrededor del pozo para representar el frente de combustión, mientras que en las otras zonas más lejanas utiliza celdas más burdas. Esta opción se encuentra disponible en simuladores comerciales.
- 2) Temperatura de activación.- Esta técnica consiste en definir un parámetro artificial denominado como temperatura de activación (T^*) junto con el modelo de Arrhenius, de tal forma que el oxígeno que entra en un bloque donde ocurre la combustión, se consumirá a una velocidad proporcional a $e^{(-E/RT^*)}$ a pesar de que la temperatura del bloque continúe a la del yacimiento.
- 3) Elemento de campo.- Este procedimiento consiste en construir un modelo de campo basado en un elemento de campo, el cual es una simulación de tubo de combustión en 1D, en el que el tamaño de los bloques de la malla en la escala de laboratorio son incrementados al tamaño de aquellas a escala de campo; así mismo algunos de los parámetros durante la prueba como los gastos son escalados de acuerdo a las leyes de escalamiento para reglar los cambios en el volumen del sistema.

En años más recientes se ha propuesto un nuevo proceso para llevar a cabo el escalamiento, Fig. 5.4. Con base a varios análisis previos, los autores determinaron que la causa de los efectos del tamaño de bloque se debe a la inconsistencia en la cantidad de coque generado, y por lo tanto, lo importante para simular la física del proceso de combustión a escala de campo es determinar la cantidad de coque quemado, la cantidad de aceite móvil producido, la cantidad de calor generado, etc. durante cada paso de tiempo bajo diferentes condiciones iniciales y de frontera.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

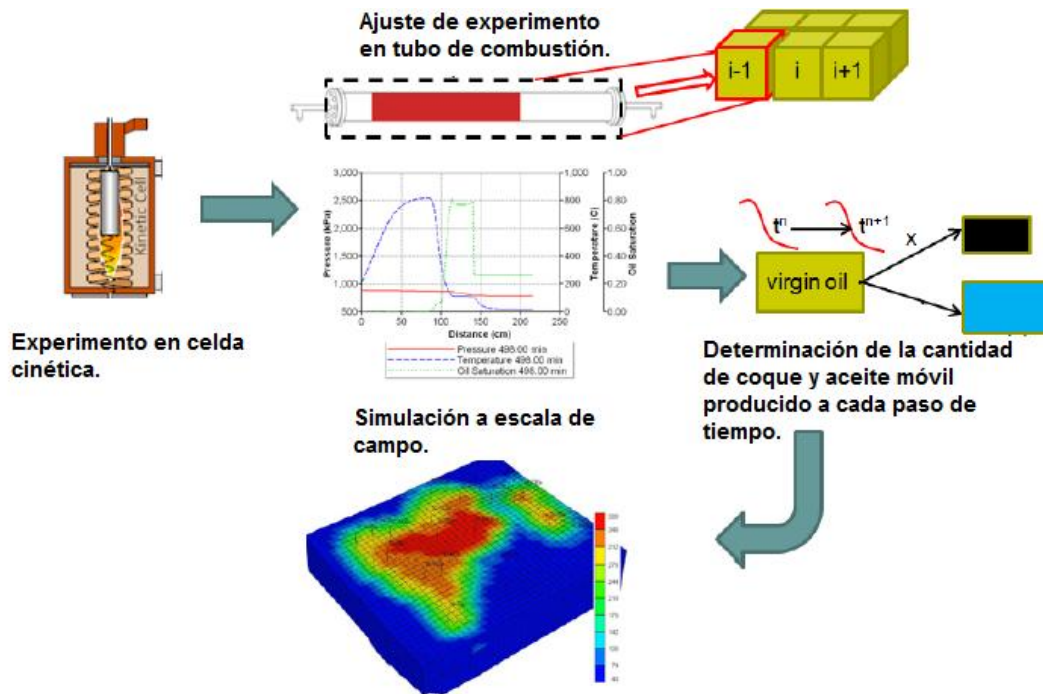


Figura 5.4 Proceso de escalamiento, Zhu⁴⁹ et al (2011).

5.4 GENERACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE COMBUSTIÓN IN SITU.

El objetivo prueba de combustión seca es hacer notar los parámetros que son de utilidad para evaluar y monitorear el proceso una vez que se haya escalado a nivel de campo.

Los resultados observados de la simulación del experimento del tubo de combustión se presentan a continuación.

- Construcción del modelo de tubo de combustión.

Se construyó un modelo cartesiano con una sola dirección de flujo, con tamaño de malla de $1 \times 1 \times 48$ bloques para representar en tubo. Se emplearon las unidades de campo.

El tamaño de celda en dirección x-y fue de 0.1602 ft, con un espesor de de capa de 0.06835 ft, La longitud del tubo de 3.2808 ft y un diámetro interno de 1.92 in.



Figura 5.5 Modelo de simulación de tubo de combustión.

- **Descripción de la prueba.**

La prueba consistió en la formación de un empacamiento de arena, el cual fue saturado con 30% agua y 70% aceite, la muestra en cuestión se llevó a una presión y temperatura de yacimiento de 2014 psi y 100 °F respectivamente. Una vez teniendo las condiciones iniciales, hubo un periodo de calentamiento de 30 minutos con el fin de suministrar calor para alcanzar la temperatura de ignición y producir la combustión del aceite; posteriormente se apagó el calentador y comenzó la inyección de aire, en un extremo del tubo, para mantener el frente de combustión mediante un gasto máximo de 0.554 ft³/hr a 70°F. La inyección fue constante hasta el final de la prueba cuya duración fue de 24 horas.



- **Resultados de la prueba.**

En una primera corrida se observó, en una gráfica de distancia vs temperatura, figura 5.6, que la combustión no estaba ocurriendo debido a que el tubo se estaba enfriando. En el primer termopar, colocado en la celda 1, 1, 1, la temperatura alcanzada es cercana a los 700 °F, sin embargo, disminuye rápidamente como se registra en los siguientes termopares ubicados en las celdas 2, 5, 10 y 15 en dirección vertical.

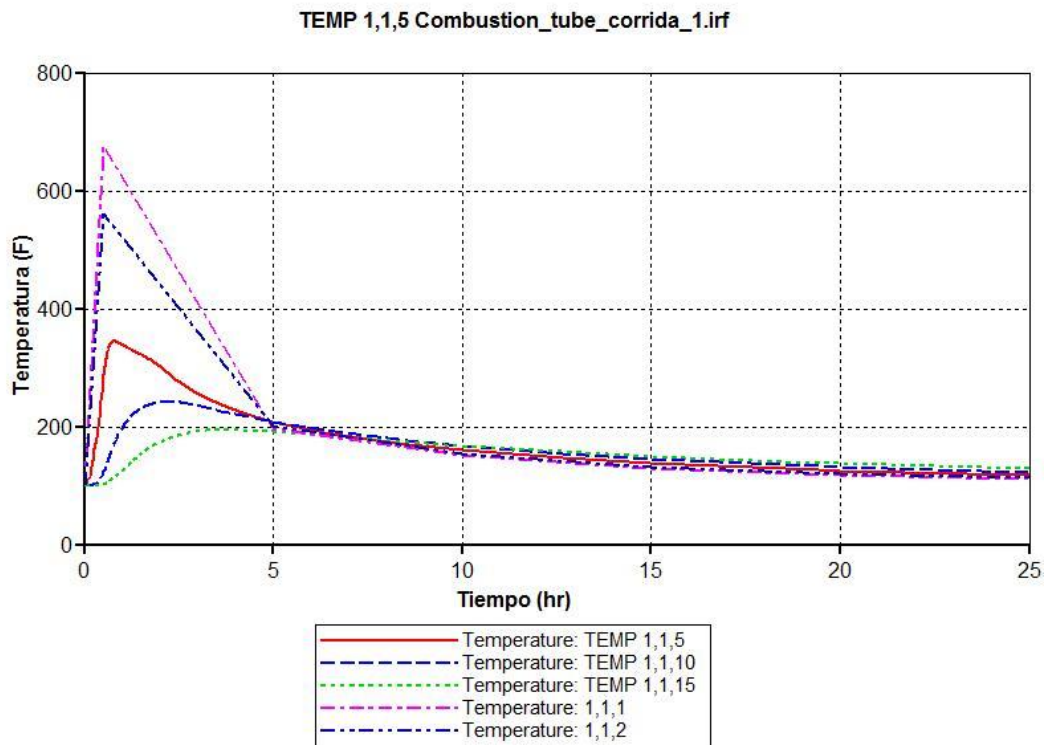


Figura 5.6 Perfil de temperatura registrado en los termopares.



El perfil de temperatura contra distancia de la figura 5.7 muestra a las 0.5 hr un incremento de temperatura cercano a los 700 °F, sin embargo, este corresponde al periodo de calentamiento para alcanzar una temperatura mayor a la inicial, y como puede apreciarse con el paso de tiempo la temperatura a lo largo del tubo va disminuyendo durante la prueba. Esto confirma el registro de los termopares del gráfico anterior y reafirma que no se está alcanzando una temperatura de ignición a pesar del calentamiento inducido.

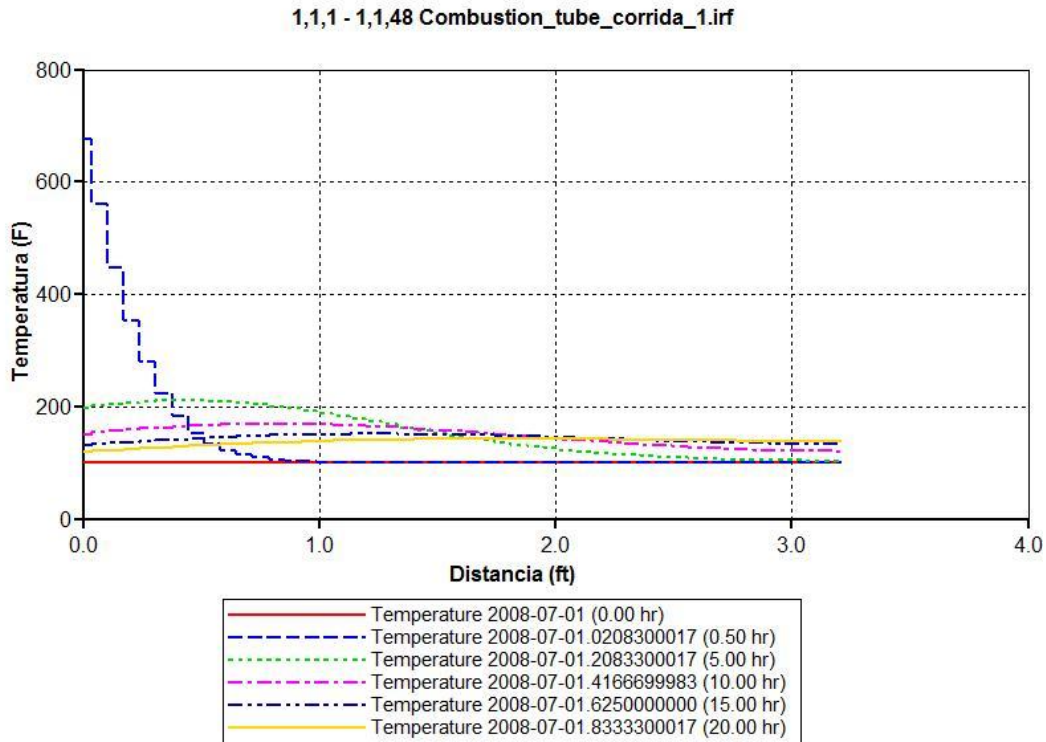


Figura 5.7 Perfil de temperatura del frente de combustión.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Al graficar la composición del gas a la salida como se muestra en la siguiente figura 5.8, ésta corresponde a la composición original del aire inyectado, es decir, 79 % N_2 y 11% O_2 , mientras que la fracción molar del CO_2 es prácticamente nula, lo cual es un indicio de que ninguna reacción está ocurriendo. De esta forma se puede ir descartando que el problema de no lograr la combustión sea a causa de una cantidad insuficiente de calor suministrado y sea más bien que las reacciones químicas de oxidación no están ocurriendo.

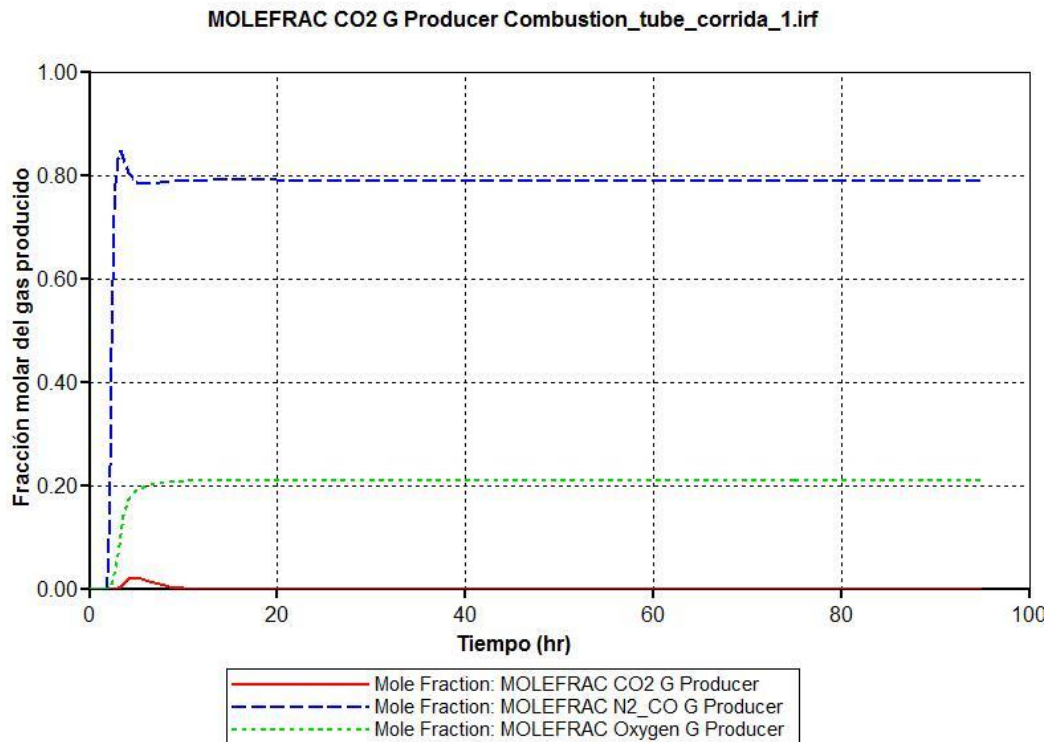


Figura 5.8 Composición de los gases de combustión producidos.



Para corroborar que no están ocurriendo las reacciones de combustión, se graficó la cantidad máxima de coque depositado, figura 5.9, la cual confirma que la oxidación y combustión del aceite no están sucediendo puesto que la cantidad de coque formado es prácticamente nula salvo al comienzo de la prueba dónde debido al aumento de temperatura el craqueo y pirólisis del aceite permiten una pequeña formación de coque.

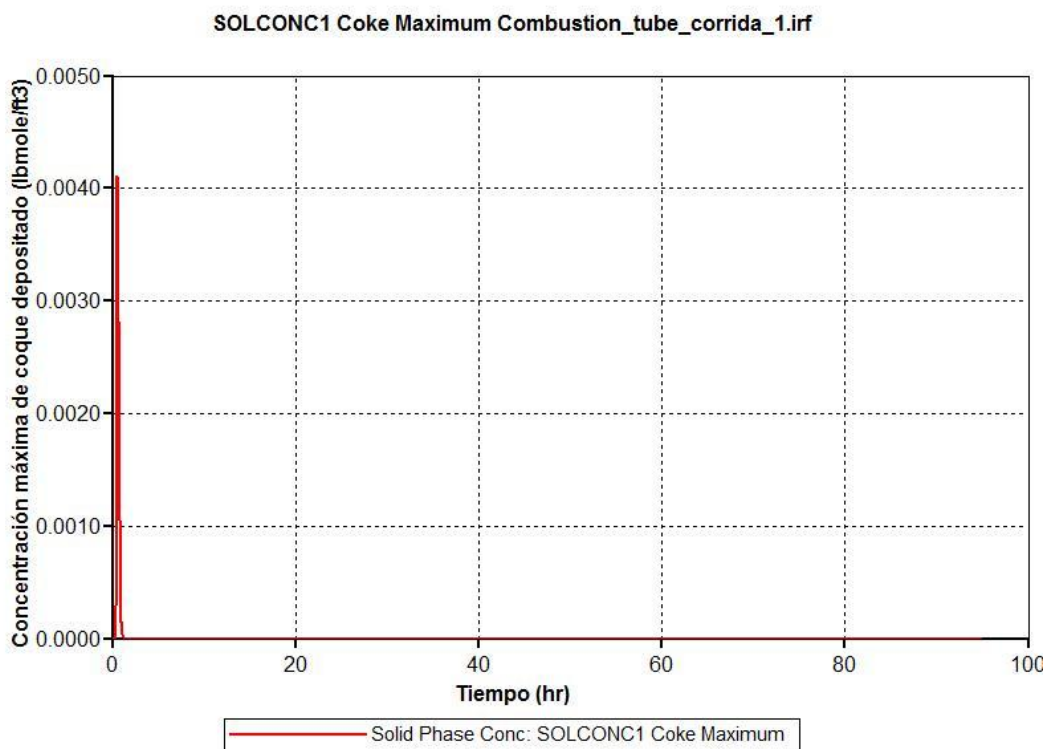


Figura 5.9 Concentración máxima de coque depositado.

Las razones por las cuales no esté generándose el proceso de combustión in situ pueden ser una sola o una combinación de los siguientes 2 factores:

- Debido a la naturaleza del aceite, éste no reacciona con el aire inyectado. (modelo del fluido).
- Energías de activación muy altas y/o factores de frecuencia muy bajos para el esquema de reacciones que no permiten alcanzar la energía suficiente para producir una ignición y mantener un frente de alta temperatura (modelo cinético).



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Tras observarse el anterior comportamiento se hicieron modificaciones a los parámetros cinéticos para lograr la combustión del aceite, esto es, se redujeron las energías de activación y se aumentaron los factores de frecuencia para que las colisiones entre las moléculas permitan alcanzar más fácilmente la energía de activación. Los resultados producidos de una segunda corrida de simulación se analizan a continuación.

○ Perfiles de temperatura

La siguiente gráfica (figura 5.10) muestra el comportamiento de la temperatura registrada por los termopares ubicados a lo largo del tubo durante la prueba. Se observa una combustión en régimen de alta temperatura HTO con un frente que oscila entre los 860 y 900 °F. En el termopar ubicado en la segunda celda en dirección z se registra un aumento súbito de temperatura por encima de los 1000 °F producto de la inyección de aire y la energía suministrada por el calentador, logrando así una ignición rápida.

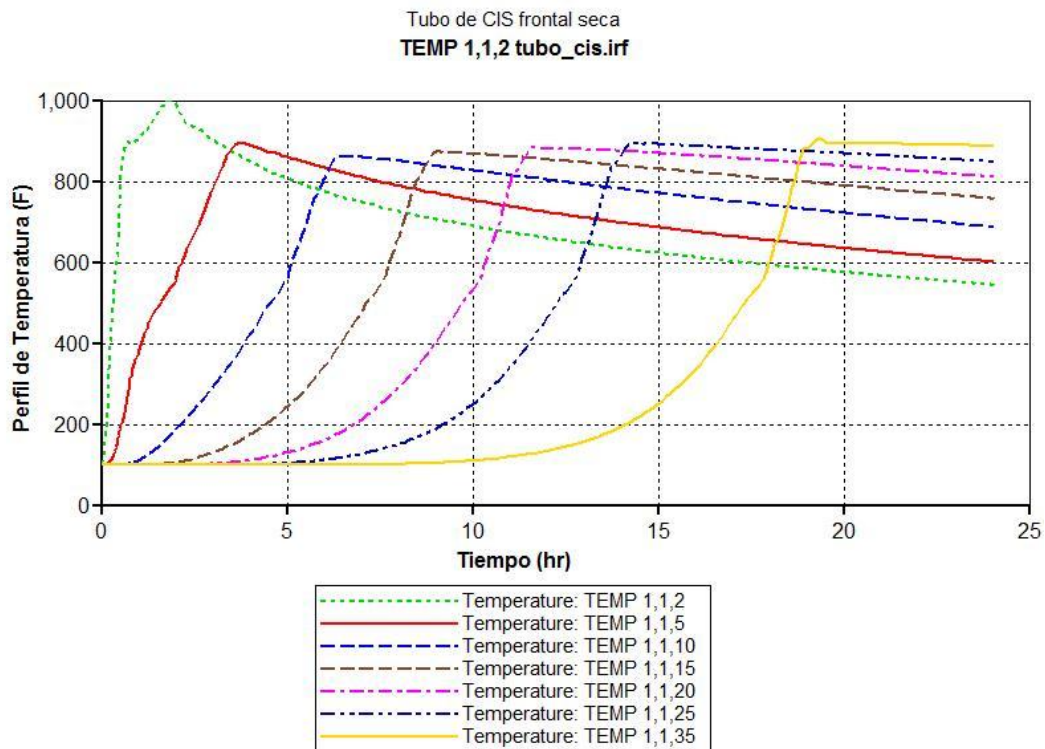


Figura 5.10 Perfil de temperatura registrado en los termopares del tubo.



La gráfica de la figura 5.11 que se muestra enseguida corresponde a los picos máximos de temperatura alcanzados en la prueba. Es posible observar un comportamiento ondulatorio debido a la generación y consumo de coque a temperaturas bajas y altas respectivamente. El primer pico alcanza una temperatura casi de 1500 °F a causa de la gran cantidad de coque depositado y consumido durante el comienzo de la inyección de aire y posterior ignición debido al calentador. Lo anterior se puede comprobar con el comportamiento de la concentración máxima de coque generado durante la prueba, el cual presenta la variación oscilatoria ya mencionada como se aprecia en la curva azul del mismo gráfico.

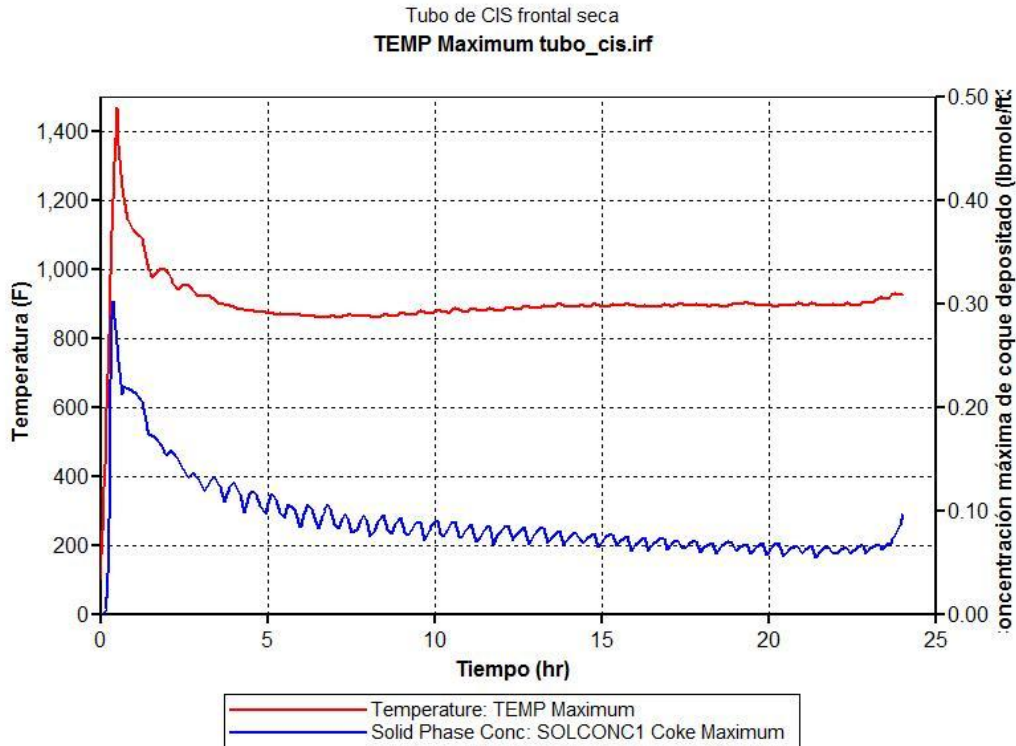


Figura 5.11 Variación de la temperatura y concentración máxima de coque durante la prueba.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

○ Composición de los gases

La composición de los gases producidos confirman que la prueba se desarrolla en régimen HTO y la combustión es completa debido a que cerca del 15% de la composición total del gas producido corresponde a dióxido de carbono, por otra parte, la composición del nitrógeno de 79 % (valor aproximado en la composición del aire inyectado) se mantiene constante a la salida ya que es un gas inerte y no reacciona durante el proceso, dando como resultado la producción conjunta de monóxido de carbono y nitrógeno de 85% aproximadamente. En la gráfica que se presenta, también es posible observar una ligera producción de oxígeno al comienzo de la prueba, lo cual se debe a que antes de lograr la combustión el aceite se craquea a las altas temperaturas (pirolisis) generando la gran cantidad de coque inicial. Figura 5.12.

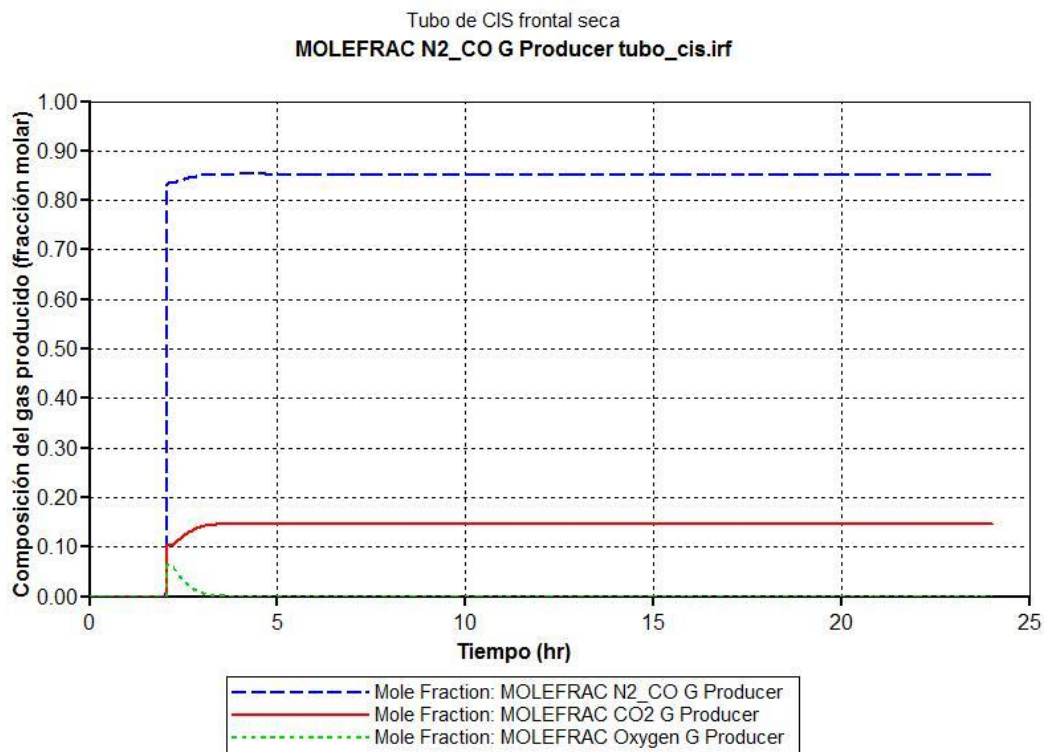


Figura 5.12 Fracción molar de los gases producidos durante la combustión.



○ **Posición del frente**

El siguiente perfil de temperaturas de la figura 5.13 ejemplifica el avance del frente de combustión para diferentes tiempos en una prueba típica de tubo. Una vez que se ha alcanzado la ignición del aceite y sostenido el frente mediante el aire inyectado, es posible observar los picos máximos de temperatura antes mostrados manteniendo una temperatura casi constante hasta alcanzar el límite del tubo de 3.2808 pies. Se observa en la mismo gráfico de la figura que a los 30 minutos de prueba el pico de temperatura es el correspondiente al mostrado en las gráficas anteriores con motivo de la acción del calentador e inyección de aire, posteriormente en un lapso de 5 horas se comienza a manifestar y mantener un frente de alta temperatura constante como lo prueban las demás curvas a diferentes tiempos.

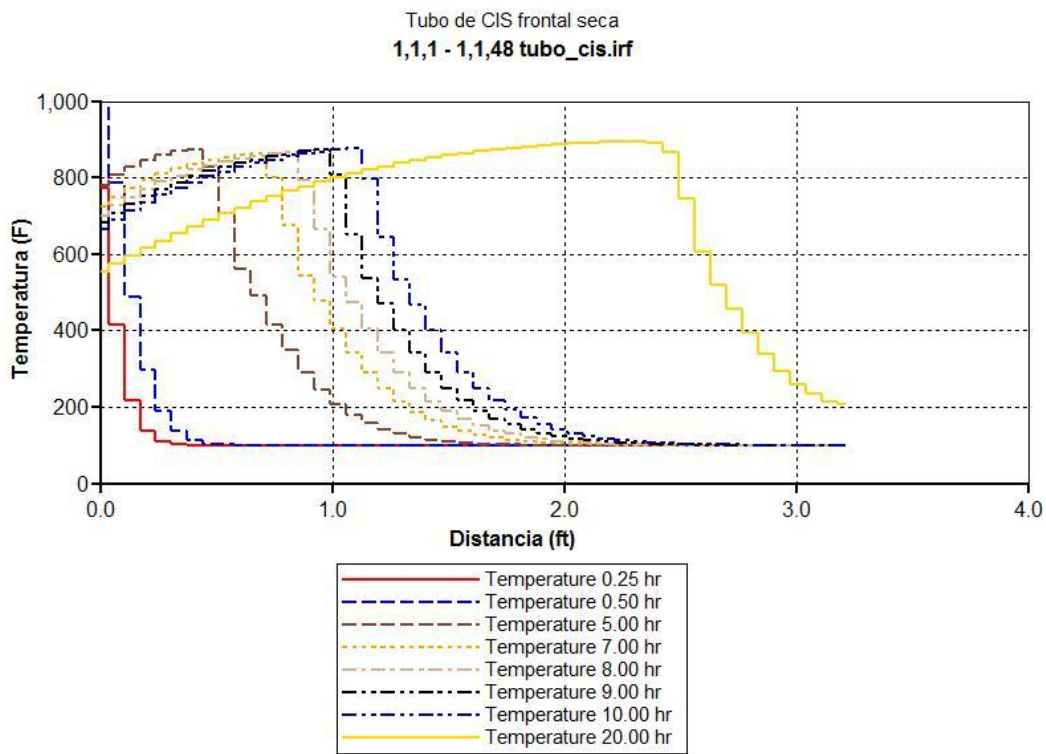


Figura 5.13 Perfil de temperatura del frente de combustión.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

En la gráfica siguiente de la figura 5.14, se muestra la posición del frente de combustión a una temperatura de 800 °F. A través de ella es posible estimar la velocidad del frente de combustión, el cual es un parámetro de diseño importante puesto que el avance es directamente proporcional al flujo (gasto) de inyección del aire, e inversamente proporcional a la cantidad de coque residual a ser quemado. Al saber la velocidad se puede inferir en qué momento se presentará la producción de aceite debido al frente de combustión y no por el solo efecto de la temperatura, este último fenómeno se explica a continuación al analizar las saturaciones.

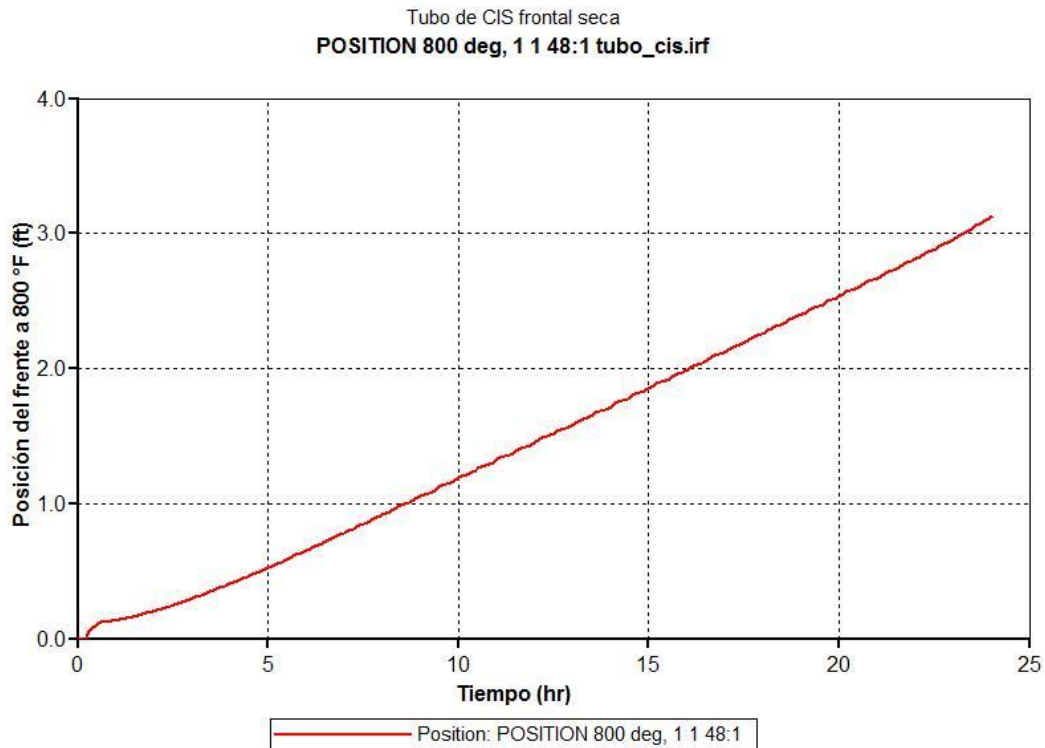


Figura 5.14 Posición del frente de combustión a una temperatura de 800 °F.



○ Saturaciones de fluidos

En el gráfico presentado en la figura 5.15, se muestran las saturaciones de fluidos junto con el frente de combustión tras 10 horas de iniciada la prueba. Se observa que detrás del frente de combustión se encuentra la zona quemada en la cual la saturación de aceite residual es nula puesto las altas temperaturas del proceso de combustión consumen todo el combustible y el resto del aceite ha sido desplazado por delante. En la zona quemada la temperatura permanece alta por el calor generado previamente por la combustión. Por delante del frente se observa la zona de vaporización y el banco de aceite. En la zona que no ha sido alcanzada por el frente se observa que la saturación de aceite es del 60%, por lo tanto se puede afirmar que por el simple efecto del aumento de la temperatura y reducción de viscosidad se ha producido un 10% saturación inicial de 70%.

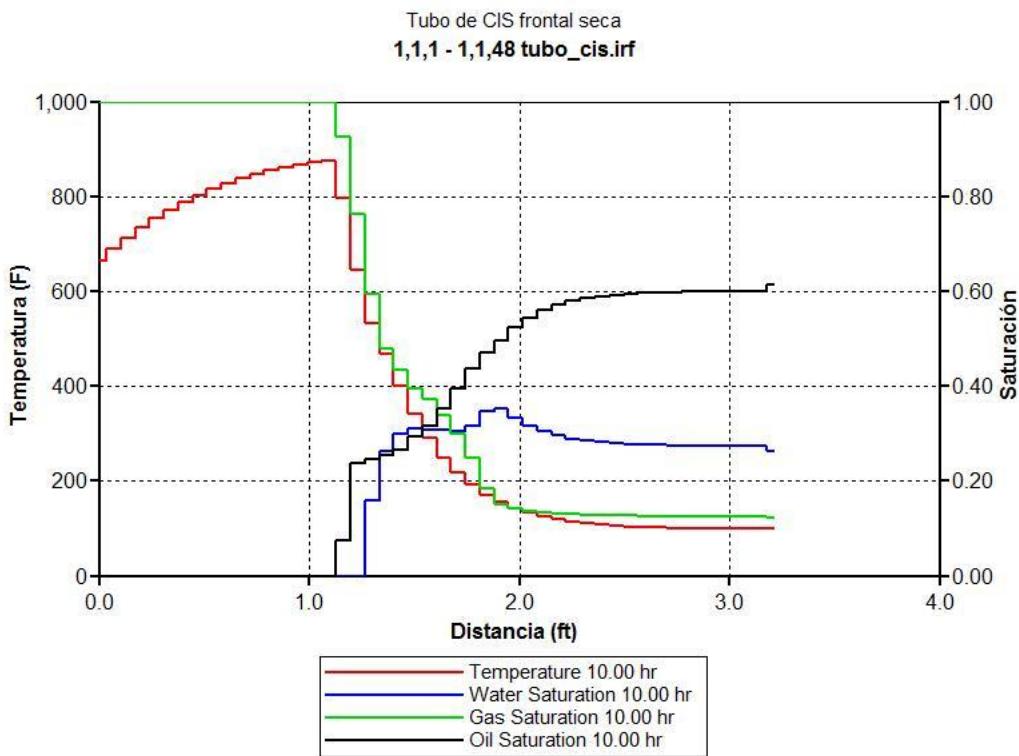


Figura 5.15 Perfil de saturaciones por delante y detrás del frente de combustión registrado a 10 hr de iniciada la prueba.



○ **Factor de recuperación.**

Por definición el factor de recuperación es el porcentaje de la producción acumulada de aceite o gas a un tiempo dado con respecto al volumen original del mismo fluido dentro del yacimiento. La gráfica de la figura 5.16 es la producción acumulada de aceite durante la prueba de tubo de combustión, mientras que la siguiente de la figura 5.17 es el factor de recuperación, a través de la cual se aprecia que éste es cercano al 95% después de las 24 horas de duración de la prueba. Este es un factor de recuperación muy alto que demuestra la gran eficiencia del proceso de combustión para desplazar y movilizar el aceite; no obstante, debe quedar en claro que este es un factor de recuperación obtenido en una prueba de laboratorio, es decir, de un proceso mejorado que se ha aplicado a un volumen de aceite que no ha sufrido ningún otro proceso de recuperación previo. Por lo tanto, el análisis del factor de recuperación debe realizarse a escala de yacimiento con los volúmenes y saturaciones de fluidos respectivos a los procesos de recuperación primario y secundario que anteceden generalmente a cualquier proceso EOR.

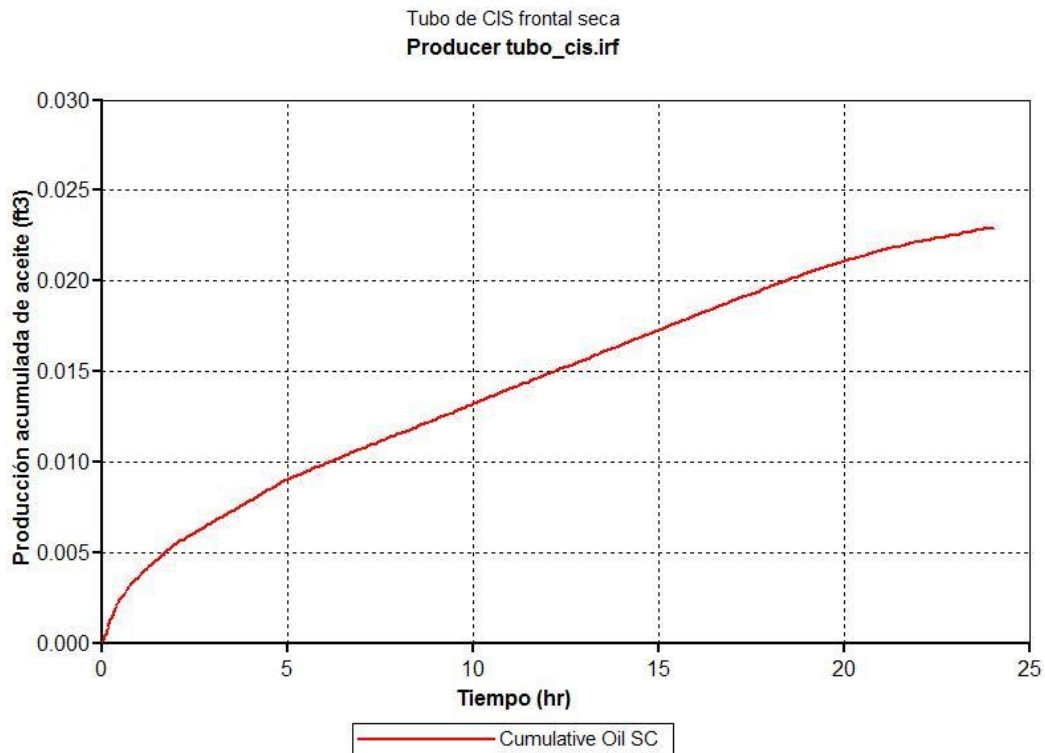


Figura 5.16 Gráfico de producción acumulada de aceite en la prueba de tubo de combustión.



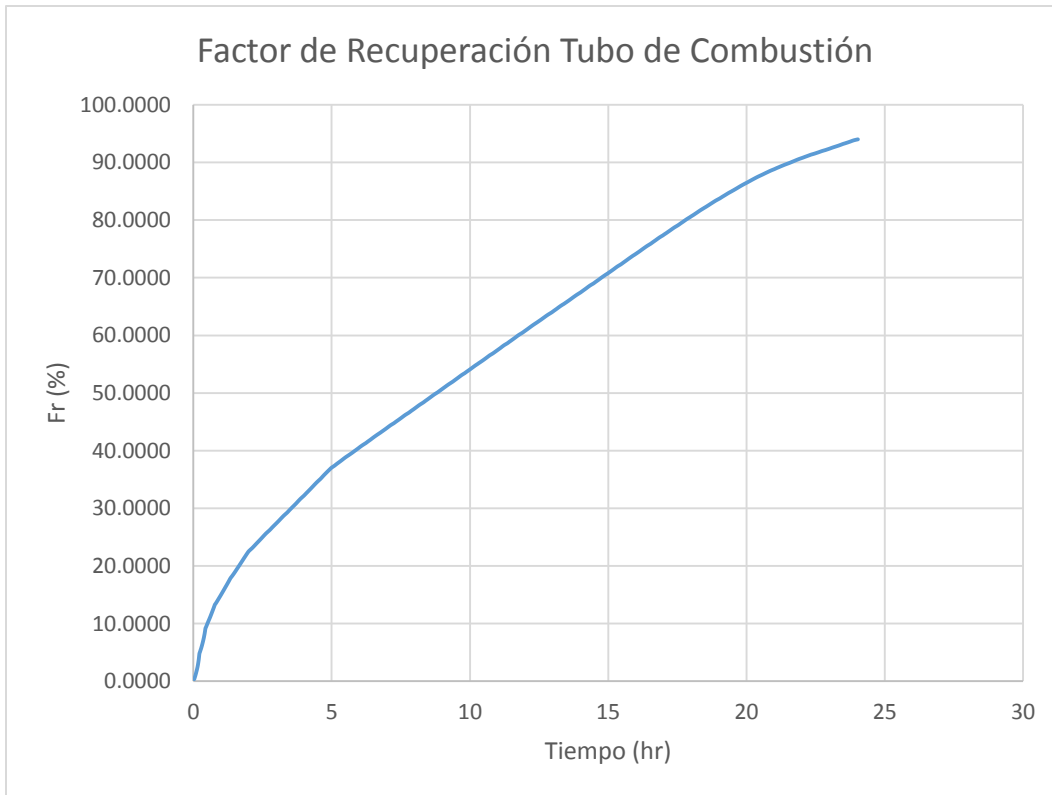


Figura 5.17 Factor de recuperación de aceite en la prueba de tubo de combustión.

Las corridas anteriores demuestran que los factores claves en la simulación del proceso de combustión in situ son el modelo de fluido y el modelo cinético. Si no están bien caracterizados podemos encontrarnos con un aceite que ni siquiera sea susceptible a ser oxidado o simplemente no tener los parámetros cinéticos adecuados para dichos componentes del fluido.

Con un modelo de tubo de combustión es posible analizar a través de las gráficas presentadas el comportamiento del proceso y en dado caso identificar las posibles causas por las cuales no se esté logrando la reacción.

La utilidad más importante de una prueba de tubo de combustión en laboratorio y su posterior réplica o ajuste en un modelo de simulación numérica es la de poder exportar ambos modelos cinético y de fluido a una escala de yacimiento. Sin embargo, como se hace mención en este último capítulo, la principal dificultad en el desarrollo de un modelo de yacimiento es el proceso de escalamiento, es decir, que la traslación directa del tubo hacia el yacimiento, no es lo apropiado y no garantiza la réplica del proceso en el yacimiento, debido a la diferencia de dimensiones y otros fenómenos que no se consideran en el desarrollo de una prueba de laboratorio.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Para el objeto de este trabajo, el modelo de pozo que se presenta a continuación incluye el modelo cinético y de fluido utilizado en el modelo previo del tubo, sin realizar ningún proceso de escalamiento más allá de un refinamiento local para poder observar el comportamiento del proceso de combustión.

Con el fin de elaborar el modelo de simulación de la combustión in situ, se requiere suministrar al simulador un conjunto de datos y órdenes que serán ejecutados por el software mediante palabras clave.

1. Control de datos de entrada y salida.

El primer conjunto de datos consiste en definir la información de entrada y salida del simulador.

En esta sección especificamos los títulos para documentar el trabajo de simulación. Se determina también las unidades con las cuales se van a manejar los datos, Para el caso que ocupa este estudio se utilizó el sistema de unidades de campo, pero las opciones del simulador son, además de unidades de campo, unidades del sistema internacional SI y unidades de laboratorio.

Tras haberse concluido la simulación, se genera un archivo de texto de salida para el cual hay que establecer la frecuencia de escritura de resultados, mismos que son seleccionados tanto para enmallado, pozo e iteraciones. Otro archivo de salida que se produce posterior a la simulación es el de resultados y debe especificarse también la información que será escrita en este archivo ya sea para pozo, malla o una variable especial.

- Variables de interés para la simulación de combustión son:
 - Balance de materiales de la reacción. Cantidad neta creada o consumida.
 - Energía neta perdida por el modelo de transferencia de calor.
 - Promedio de la temperatura a lo largo de la malla.
 - Saturaciones de gas, aceite y agua.
 - Permeabilidades relativas.
 - Viscosidad del aceite.
 - Gasto de inyección de aire.
 - Gasto de aceite.

2. Descripción del yacimiento y elaboración de la malla de simulación.

A continuación se describe la malla o modelo discretizado que se utilizó, el cual se define en la sección Grid and Reservoir Definition del simulador. Se indica el tipo de malla que puede ser de geometría radial, rectangular, cartesiana regular o irregular.



- Malla de simulación.

El modelo tiene dimensiones de 31 celdas en dirección X, 20 en dirección Y y 25 capas. La longitud en cada uno de los bloques en dirección i , j es de 13 y 10 ft respectivamente, mientras que el espesor de capa de 21 pies. El modelo de yacimiento consistió de $31 \times 20 \times 25$ (15 500) bloques totales en una malla rectangular cartesiana regular con una longitud de 403 ft, espesor de 200 ft y profundidad de 525 ft. No se consideró una restricción al flujo entre las capas por lo que la relación de espesores neto a grueso utilizado fue 1. El modelo geométrico discretizado se muestra en la siguiente figura.

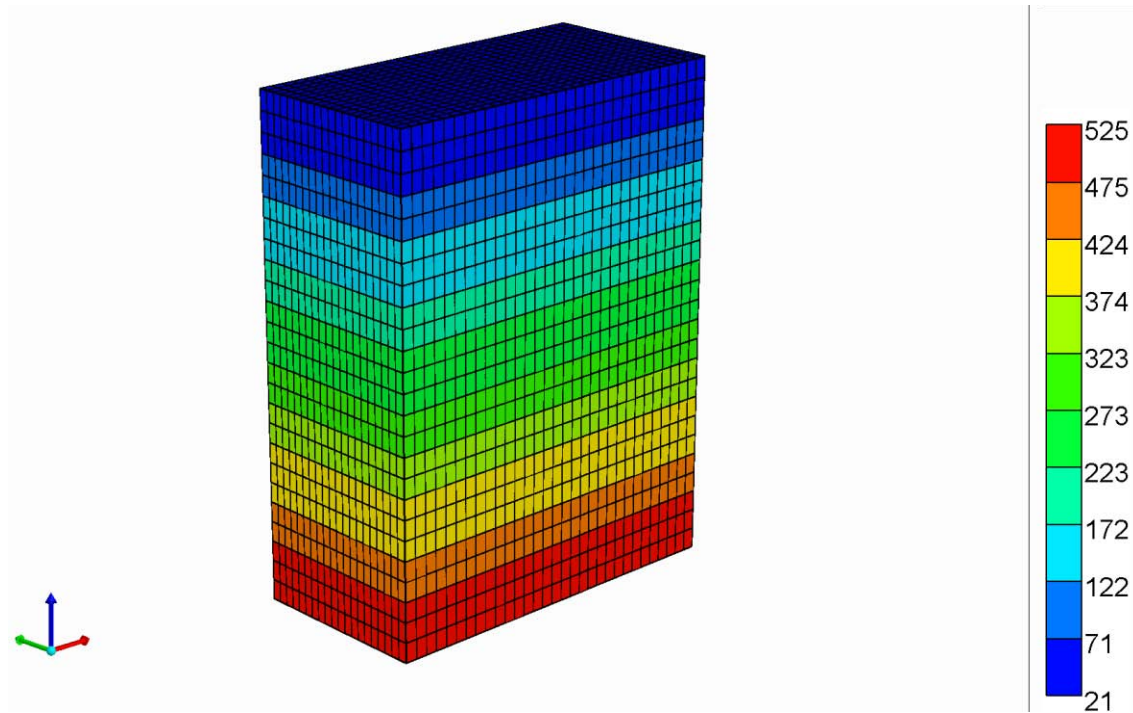


Figura 5.18 Modelo de simulación discretizado a escala de yacimiento.

- Datos del yacimiento.
-

La roca almacenadora del yacimiento hipotético que se consideró en este trabajo se trata de una arenisca consolidada con características de un medio homogéneo y transversalmente isotrópico, es decir, la permeabilidad horizontal K_h igual en ambas direcciones i , j mientras que verticalmente diferente. La población de propiedades consistió en asignar una porosidad promedio de 30 % y permeabilidad absoluta k_v en los tres estratos que se muestran en la figura 5.19. a y b respectivamente, siendo estos valores de 250 md en la capa superior, 125 md en la capa intermedia y 500 md en la capa inferior.



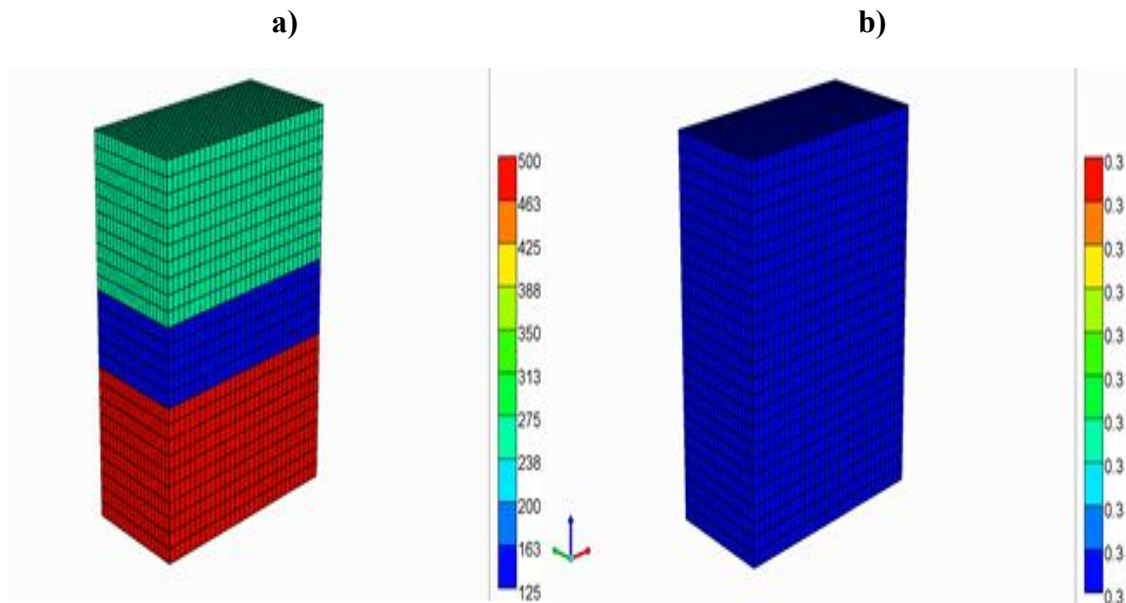


Figura 5.19 a) Distribución de permeabilidad y b) porosidad del modelo discretizado.

Tanto la distribución de porosidad como la permeabilidad absoluta deben ser determinadas en el proceso de construcción del modelo geológico petrofísico del yacimiento, empleando tanto mediciones directas de núcleos en el laboratorio, como, registros geofísicos y datos de pruebas de presión. No obstante, para la elaboración de este modelo se consideró una porosidad, permeabilidad, porosidad y espesor que cumplen los criterios de screening (capítulo 1).

- Propiedades térmicas.

La conductividad térmica y la capacidad térmica de la roca son propiedades de interés para un proceso térmico de recuperación mejorada. El estudio y la medición de estas propiedades de la roca se han realizado a través de los años por diferentes investigadores con métodos como el de barra dividida para la conductividad y el uso de calorímetros en el caso de la capacidad calorífica; más recientemente con una tecnología conocida como exploración óptica de alta resolución se han realizado mediciones de ambas propiedades.

Como resultado de las investigaciones, se encontró que la conductividad térmica varía con la composición mineral, porosidad y saturación de la roca. Estos resultados se han publicado en la literatura ofreciendo valores promedio de conductividad térmica para diferentes tipos de roca. Para el caso de las arenas su valor es de 25 [BTU/ft-día-°F], obtenido de 1 149 muestras saturadas con agua.



Con respecto a la capacidad térmica de la roca, los resultados publicados demuestran una dependencia con la temperatura, sin embargo, para el caso de este trabajo se tomó un valor de capacidad térmica volumétrica constante de 35 [BTU/ft³-°F], mismo que se determinó utilizando un valores promedio para areniscas de $c_p=1$ [BTU/lb-°F] y densidad igual a 144 [lb/ ft³].

Las pérdidas de calor que pudieran presentarse desde o hacia una formación adyacente, esto es, en las caras externas de los bloques de la malla tanto en la cima como en la base del yacimiento, son predichas por el simulador mediante un método semianalítico (P.K.W. Vinsome & J. D. Westerveld⁴⁶, ver anexo) que utiliza únicamente los valores de conductividad y capacidad térmica de las capas adyacentes. De esta manera, se emplearon los mismos valores de 25 y 35 respectivamente para ambas caras externas de la malla.

3. Definición de las propiedades de los componentes.

Para el modelo de fluido se debe seleccionar el número de fases y sus propiedades, definiendo o separando entre los hidrocarburos y los no hidrocarburos. Como se mencionó anteriormente (tabla 6.1), los simuladores ofrecen un conjunto típico de componentes (acuosa, aceitosa, gaseosa y sólida). Para el caso de la combustión, el aceite y el agua pueden presentarse en fase líquida y gaseosa, mientras que el coque, utilizado como combustible, únicamente en fase sólida. A continuación se describen las consideraciones para el modelo del fluido.

- Selección de los componentes.

Los fluidos presentes en el yacimiento son agua, aceite y gases de combustión. Con base a un estudio PVT realizado a un aceite pesado de 11 °API, se decidió agrupar su composición en dos pseudocomponentes, una fracción pesada y otra ligera, que representen los componentes que en general se encuentran en la combustión, es decir, aceite pesado que se craquea para formar combustible y el aceite ligero resultado del proceso de recuperación mejorada por combustión.

Con objeto de producir la reacción de oxidación, se inyecta aire compuesto por oxígeno y nitrógeno, ambos gases se consideraron insolubles y no condensables, en otras palabras, permanecen en la fase gaseosa. Durante el proceso se producen gases de combustión CO y CO₂, éstos se agruparon junto con el nitrógeno en un solo pseudocomponente denominado gases inertes; así mismo como producto de la combustión se forma un componente sólido conocido como coque.



FLUJO DE TRABAJO PARA LA SIMULACIÓN DE UN PROCESO TÉRMICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Con base en lo anterior y considerando que no existe la presencia de un acuífero ni un casquete de gas, los componentes totales fueron los siguientes:

2 Componentes acuosos: El agua original y el agua producto de la combustión.

2 componentes oleicos. El aceite liviano y pesado.

2 Componentes gaseosos no condensables: El oxígeno como reactivo del proceso y los gases inertes de combustión.

1 Componente sólido. El coque producto de las reacciones químicas de craqueo.

Una vez definidos los componentes, se les asignan sus propiedades críticas de presión y temperatura y pesos moleculares correspondientes a cada uno de ellos.

Componente	Nombre	Presión crítica [psi]	Temperatura crítica [°F]	Peso molecular [lb/lb-mol]
Aceite ligero	LITE	306	652	157
Aceite pesado	HEVY	120	1 138	675
Agua	ORIG WAT	3 155	705	18
Agua	COMB WAT	3 155	705	18
Gases inertes	INRT GAS	500	-232	40.8
Oxígeno	OXYGEN	730	-181	32
Coque	COKE	-	-	13

Tabla 5.3 Propiedades críticas y pesos moleculares de los componentes.

- Viscosidades de los fluidos.

Las viscosidades de los fluidos para la fase gaseosa y líquida de los componentes se calculan a partir de correlaciones puesto que son dependientes de la temperatura, lo cual dificulta su estimación al efectuar mediciones de laboratorio a altas temperaturas y presiones.

La viscosidad elevada de los aceites pesados implica que en muchos casos el comportamiento reológico de estos fluidos depende del tipo de flujo y el gradiente de velocidad. Debido a esta característica no-Newtoniana, la caracterización reológica se lleva a cabo a través de la viscosidad aparente η , donde el modelo más frecuentemente utilizado es el exponencial.



La viscosidad aparente de un aceite pesado puede ser determinada experimentalmente con el uso de un viscosímetro rotacional tal y como lo sugiere la metodología propuesta en la norma ASTM D2196.

El simulador empleado calcula una viscosidad para la fase líquida de cada componente mediante una dependencia exponencial de la temperatura a través de la siguiente correlación:

$$\mu_l = C_1 e^{(C_2/T)} \quad (5.4.1)$$

Donde:

μ_l : Es la viscosidad de la fase líquida [cp].

T: Temperatura en grados absolutos [K o R].

C_1 : Es el primer coeficiente de la correlación de dependencia de la temperatura, tiene unidades cp.

C_2 : Es el segundo coeficiente de la correlación de dependencia de la temperatura, tiene unidades de temperatura en grados absolutos [K o R].

Los valores de los coeficientes de la viscosidad para la fase líquida tanto del componente acuoso como aceite se calcularon a partir de dos mediciones de viscosidad realizadas a temperatura ambiente de 62 °F y otra de referencia de 77 °F.

Componente	Agua	Aceite
C_1 [cp]	.00752	4.02e-4
C_2 [T]	2492.75	6121.6

Tabla 5.4 Coeficientes de viscosidad para agua y aceite.



- Reacciones químicas.

Una vez definidos los componentes, es preciso establecer las reacciones químicas que representen el proceso de recuperación mejorada como tal, esto es, la elaboración del modelo cinético de la combustión in situ. No existen palabras claves específicas para declarar una reacción química particular en el simulador, por lo tanto, se deben definir a través de la estequiometría de reacción y sus parámetros cinéticos: energía de activación, factor de frecuencia y entalpía de reacción.

El número de reacciones en el modelo cinético dependió principalmente de los componentes utilizados en el modelo de fluido, descrito en la selección de componentes, de tal manera que exista una congruencia entre ambos modelos.

En este modelo se utilizó el esquema de reacción propuesto por Crookston¹⁵ (1977) de cuatro reacciones para simular el proceso de combustión, esto es, el craqueo del aceite pesado para formar el coque y una vez producido éste es quemado como combustible de la combustión, y por último la oxidación del aceite pesado y ligero:

Craqueo: Aceite pesado \rightarrow Aceite ligero + Coque

Combustión: Coque + O₂ \rightarrow Gases inertes + Agua

Oxidación: Aceite pesado + O₂ \rightarrow Gases inertes + Agua

Oxidación: Aceite ligero + O₂ \rightarrow Gases inertes + Agua

- Estequiometría y cinética de reacción.

De un experimento realizado en celda de combustión (RTO) y del análisis de gases efluentes mediante un tubo de combustión se efectuó un análisis isoconversional; este enfoque isoconversional se utilizó puesto que permite un estudio de la cinética de reacción independiente del esquema de reacción. El análisis consistió en diferentes pruebas a diferentes ritmos de calentamiento sobre muestras idénticas elaboradas de una mezcla de agua, aceite y arena. De esta manera se estimaron los siguientes parámetros cinéticos y estequiometría de reacción que son empleados por el simulador para efectuar el cálculo de la velocidad de reacción y los balances de materia y energía respectivamente.



a)

NOMBRE DE LA REACCIÓN	ESTEQUIOMETRÍA
Craqueo	$1AP \rightarrow 2.154AL + 25.96Coque$
Quemado del coque	$1Coque + 1.18O_2 \rightarrow 1GI + 0.55H_2O$
Oxidación Apes	$1AP + 60.55O_2 \rightarrow 51.53GI + 28.34H_2O$
Oxidación Alig	$1AL + 14.06O_2 \rightarrow 11.96GI + 6.58H_2O$

b)

NOMBRE DE LA REACCIÓN	Ea [BTU/lbmol]	A	Hr [BTU/lbmol]
Craqueo	27 000	416.7×10^5	40 000
Quemado del coque	25 200	416.7	225 000
Oxidación Apes	59 450	3.02×10^{10}	1.253×10^7
Oxidación Alig	59 450	3.02×10^{10}	2.908×10^6

Tabla 5.5 a) Esquema de reacción con sus respectivas estequiometrias y b) parámetros cinéticos.

- Constantes de equilibrio de fase.

El simulador térmico utilizado es además un simulador que considera los cambios composicionales. Las constantes de equilibrio k pueden ser ingresadas a través de tablas o correlaciones, esto es, ser generadas por una ecuación de estado y posteriormente ser exportadas al simulador, o bien, utilizar los coeficientes de correlación por defecto de varios componentes incluidos en la librería del simulador.



Componente ligero	Componente pesado
1.46e-4	2.39e-9
4.56e-4	2.12e-8
1.22e-3	1.46e-7
2.89e-3	8.08e-7
6.16e-3	3.72e-6
1.20e-2	2.50e-5
1.70e-2	8.00e-5
2.20e-2	2.30e-4
2.80e-2	3.90e-4
3.30e-2	5.60e-4
3.80e-2	8.40e-4
4.30e-2	1.58e-3
4.80e-2	2.70e-3
5.40e-2	3.70e-3
6.00e-2	5.30e-4
6.60e-2	7.30e-3
7.30e-2	1.00e-2
8.40e-2	1.70e-2

Tabla 5.6 Tabla de valores K gas-líquido @ 2000 psi para los componentes ligero y pesado.

- Condiciones de referencia y superficiales.

Algunas propiedades que dependen de la presión (densidades) y temperatura como las viscosidades, capacidades térmicas y conductividades térmicas requieren la presión y temperatura de referencia de esos valores.

Las condiciones superficiales de presión y temperatura se utilizan para reportar los gastos de los pozos.

Condición	Presión [psi]	Temperatura [°F]
Referencia	14.7	77
Superficie	14	62

Tabla 5.7 Condiciones de referencia y superficiales.

4. Datos de interacción del sistema roca-fluidos.

Curvas de permeabilidad relativa en un sistema inmisible de dos fases agua-aceite y gas-líquido fueron utilizadas en esta simulación. Las curvas fueron obtenidas de valores medidos experimentalmente y reflejan el comportamiento de una roca arenisca. Como puede observarse en la figura, la saturación de agua irreductible (S_{wi}) es de 25% y la saturación de aceite residual (S_{or}) de 24.8%. Con base a los valores anteriores, el fluido que tiene mayor facilidad para desplazarse a través de la roca es el aceite, lo cual se aprecia en el valor alto de K_{ro} en la curva de permeabilidad relativa, mientras que por otro lado se



tiene un valor bajo de K_{rw} debido a que las fuerzas interfaciales entre el agua y el medio sólido adhieren con mayor fuerza al agua lo que genera una mojabilidad a este fluido. Se asumió que los valores K_r 's son independientes de la temperatura.

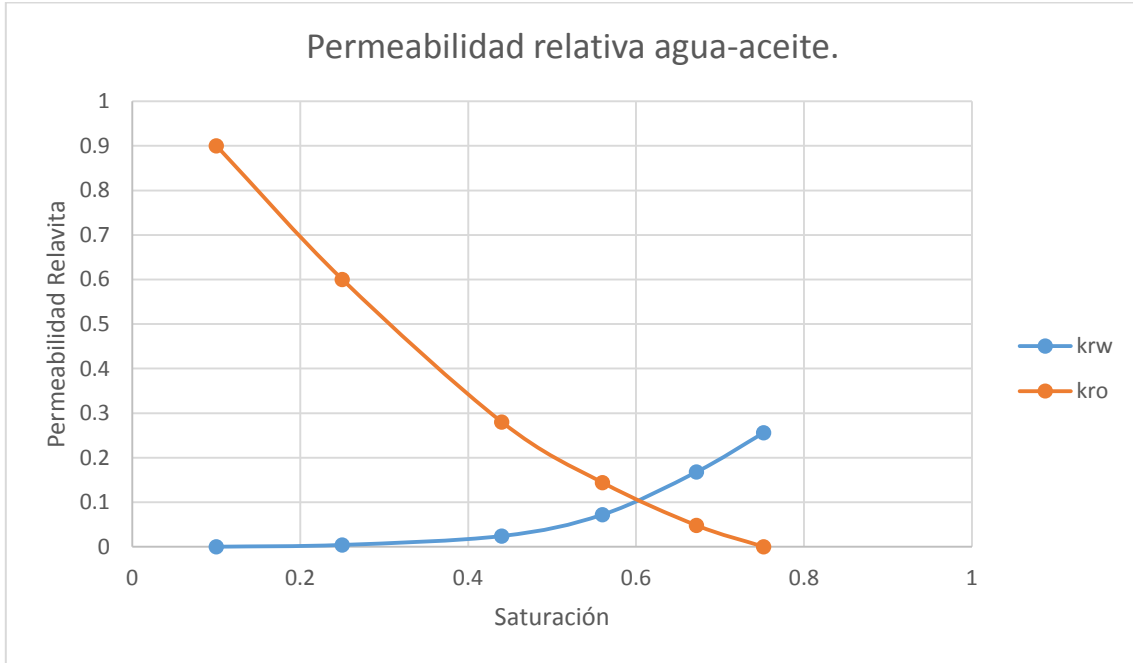


Figura 5.20 Perfil de temperatura del frente de combustión.

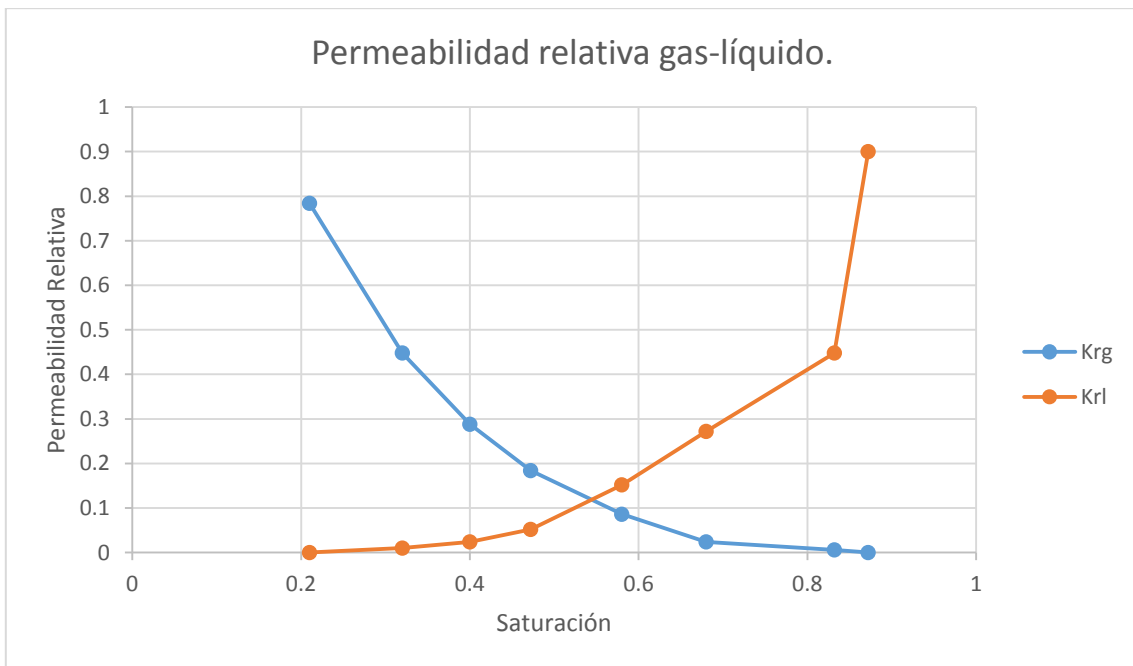


Figura 5.21 Perfil de temperatura del frente de combustión.



5. Condiciones iniciales.

Las condiciones originales a las cuales se encuentra el yacimiento, es decir, la presión inicial, temperatura inicial, saturación inicial de agua y de aceite.

Presión	2015 [psi]
Temperatura	100 [°F]
Saturación de aceite	70 %
Saturación de agua	30 %
Saturación de gas	0.0 %

Tabla 5.8 Condiciones iniciales.

6. Definición de Pozos.

Por último, para completar el modelo de simulación, se definieron dos pozos verticales en sus respectivas ubicaciones dentro de la malla, uno inyector de aire y otro productor con un espaciamiento de 200 pies, figura 5.22. Los atributos del flujo de inyección corresponden a la temperatura y presión de inyección así como las fracciones molares del gas inyectado. Los límites de operación del pozo inyector a condiciones de superficie son constantes con un gasto de inyección máximo de 1 millón de pies cúbicos diarios, inyectados únicamente en el intervalo de mayor permeabilidad del fondo.

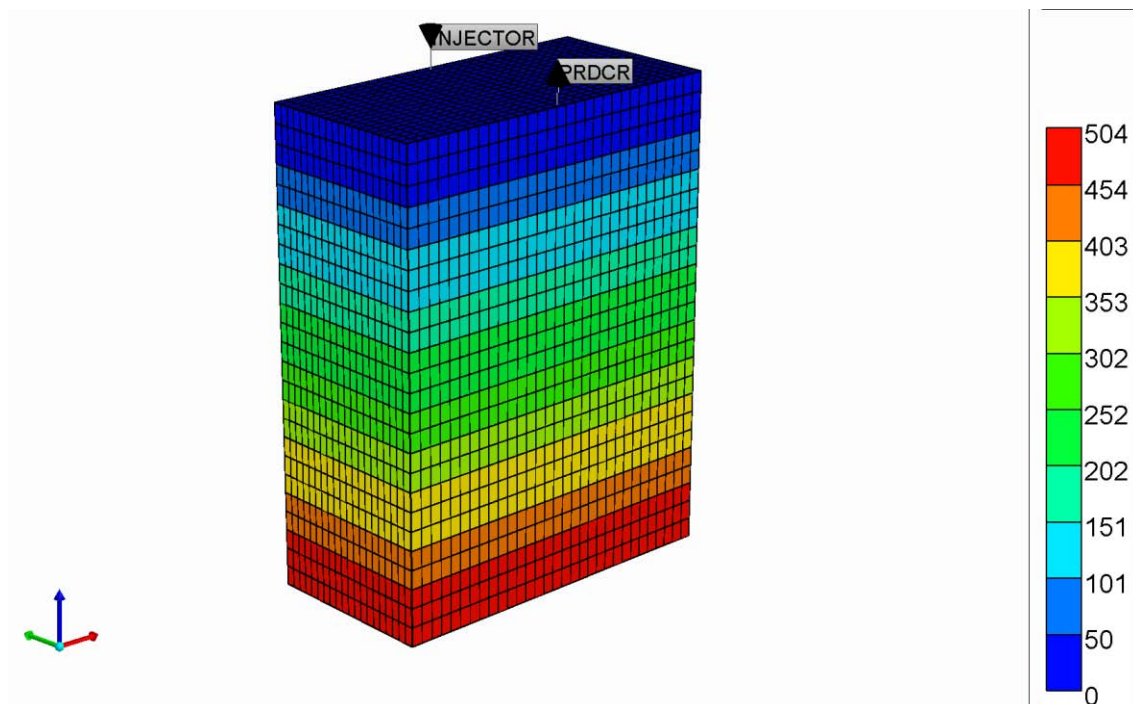


Figura 5.22 Pozo productor e inyector del modelo discretizado de yacimiento.

Como se ha dicho, aun a condiciones controladas de laboratorio no se ha podido comprender del todo la dinámica de las reacciones de oxidación debido a la complejidad de las mismas, en consecuencia, el proceso de escalamiento de un modelo de combustión in situ representa un área de oportunidad para subsecuentes trabajos de investigación. De esta manera se identifica este proceso de escalamiento como actividad clave para la generación de un modelo de simulación que permita avanzar en el diseño y realización de pruebas piloto dentro del proceso de implementación de la combustión in situ como método de recuperación mejorada.

5.5 *CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO.*

- Se presenta un flujo de trabajo que considera aspectos experimentales así como de simulación para elaborar un modelo de combustión in situ.
- Los estudios de laboratorio RTO pueden proveer de información útil para modelos analíticos como el isoconversional para determinar la viabilidad de la combustión del aceite mientras que los tubos de combustión proporcionan datos importantes para la predicción del potencial de recuperación de aceite.
- Se identifican al modelo cinético y de fluido como las partes centrales de un modelo de simulación de combustión in situ puesto que son la representación misma del proceso de oxidación.
- El proceso de escalamiento se reconoce como la actividad más compleja dentro del flujo de trabajo, por lo tanto, representa un amplio campo de estudio para la investigación.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se elaboró un flujo de trabajo identificando aquellas actividades de mayor relevancia en el proceso de generar un modelo de simulación de combustión in situ.

Se reconoce a la simulación numérica de yacimientos como una herramienta de gran importancia para la generación y evaluación de modelos que permitan identificar la factibilidad técnica y económica de un proceso de recuperación mejorada, y en general, en la administración integral de yacimientos petroleros.

La combustión in situ sigue siendo un método de recuperación mejorada con alto potencial debido a su alto factor de recuperación a condiciones de laboratorio; sin embargo, sigue siendo un proceso con alto riesgo debido a la complejidad misma del proceso y su desafío de trasladar y reproducir los fenómenos físicos y químicos a modelos de simulación a escala de yacimiento.

El flujo de trabajo para la generación de un modelo de simulación de combustión in situ consiste de 4 etapas principales: las guías de selección de criterios o screening criteria, estudios básicos de laboratorio, pruebas especiales del comportamiento del proceso térmico y la simulación numérica del proceso térmico de combustión.

Los criterios de selección o screening criteria están enfocados a identificar los yacimientos potenciales para ser explotados mediante un proceso de recuperación EOR; son también el punto de partida para continuar con las demás etapas y actividades del flujo de trabajo.

Los estudios básicos de laboratorio son comunes a cualquier método de recuperación mejorada que se desee implementar y tienen como fin caracterizar los fluidos y roca del yacimiento.

Con objeto de generar información específica para el modelo de simulación sobre el proceso de combustión, las pruebas especiales en celdas cinéticas y posteriormente en tubos de combustión, son mediciones de laboratorio tanto de la reactividad del aceite como del comportamiento del proceso térmico respectivamente.

La simulación numérica de un proceso de combustión in situ consiste en la selección de los componentes o pseudocomponentes que mejor representen a la mezcla de hidrocarburos y que sirvan para generar un modelo de fluido y cinético. Con estos modelos se lleva a cabo la simulación de tubo de combustión para ajustar parámetros cinéticos, perfiles de temperatura y pérdidas de calor, velocidad del frente de combustión, requerimiento de aire, composición de los gases producidos y gastos de producción de agua, gas y aceite. Una vez hecho este ajuste es posible realizar un proceso de escalamiento o trasladar directamente los modelos cinético y de fluido a un modelo de yacimiento, aunque esto último no es muy recomendable dado que no garantiza la reproducción de los fenómenos fisicoquímicos de oxidación.



Se recomienda hacer un análisis del modelo de combustión mediante las gráficas mostradas puesto que a través de ellas es posible observar el comportamiento de la combustión así como la propagación del frente.

Se recomienda llevar a cabo las pruebas especiales de laboratorio que contribuyan al entendimiento del proceso de combustión debido a que la capacidad de oxidación de un aceite está fuertemente ligada a su composición. Por lo tanto, es necesario contar con estudios RTO que consideren la composición SARA de un aceite pesado.

La predicción del comportamiento de un proceso de recuperación mediante combustión in situ en un yacimiento es una labor complicada por lo cual aún existen más preguntas e incertidumbres que respuestas concretas y definitivas. Estas incógnitas son con respecto a las reacciones de oxidación del aceite así como la dinámica de propagación del frente de combustión en el medio poroso.

Finalmente, el presente flujo de trabajo no pretende ser un conjunto de actividades restrictivas, limitantes o excluyentes de cualquier otra que coadyuven a la mejor generación de un modelo de simulación de combustión in situ y en consecuencia, debe ser complementado con la experiencia y criterio del ingeniero petrolero.



ANEXO.

Para modelar la transferencia de energía térmica desde una formación de extensión infinita adyacente o hacia ésta, se emplea un modelo semianalítico. Lo anterior supone un perfil de temperatura en la roca base o roca cima en función del tiempo y de la distancia que hay desde la interface del yacimiento, esto es:

$$T(t, z) = (\theta + pz + qz^2)e^{-z/d} \quad (\text{A.1})$$

Donde:

z: Distancia entre la interface del yacimiento y la roca base o cima.

θ : Temperatura en la interface del yacimiento.

p y q: Parámetros de ajuste.

d: Distancia de difusión.

$$p = \frac{\left[\frac{\Delta t \theta}{d} + I^N - \frac{d^3(\theta - \theta^N)}{\Delta t} \right]}{3d^2 + \Delta t} \quad (\text{A.2})$$

$$q = \frac{\left[2pd - \theta + d^2 \frac{\theta - \theta^N}{\Delta t} \right]}{2d^2} \quad (\text{A.3})$$

$$d = \sqrt{t/2} \quad (\text{A.4})$$

El total de la energía en las zonas adyacentes por debajo del perfil de temperatura anterior sería:

$$\frac{K}{d} \int_0^{\infty} T dz = \frac{K}{d} [\theta + pz + qz^2] \quad (\text{A.5})$$

Donde:

k: Capacidad térmica de la roca.

: Conductividad térmica de la roca.



Finalmente la velocidad con la que se pierde calor a las zonas adyacentes se expresa:

$$-k \frac{\partial T}{\partial z} = k \left(\frac{\theta}{d} - p \right) \quad (\text{A.6})$$

Estos cálculos se realizan por cada una de las caras del bloque de la malla que están adyacentes a la roca cima o roca base. Los únicos datos que se requieren son la conductividad y capacidad térmica de la roca.



REFERENCIAS.

1. Abu-Khamsin, S. A., Brigham, W. E., & Ramey, H. J. (1988, November 1). *Reaction Kinetics of Fuel Formation for In-Situ Combustion*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/15736-PA.
2. Adegbesan, K. O., Donnelly, J. K., Moore, R. G., & Bennion, D. W. (1987, November 1). *Low-Temperature Oxidation Kinetic Parameters for In-Situ Combustion Numerical Simulation*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/12004-PA.
3. Al-Adasani, A., & Bai, B. (2010, January 1). *Recent Developments and Updated Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/130726-MS.
4. Alexander, J. D., Martin, W. L., & Dew, J. N. (1962, October 1). *Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In Situ Combustion*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/296-PA.
5. Ambastha, A. K., & Kumar, M. (1999, January 1). *New Insights into In-Situ Combustion Simulation for Heavy Oil Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/56543-MS.
6. Anaya, I., La Cruz, R. E., Álvarez, A. J., Gutiérrez, D., Skoreyko, F. A., & Card, C. (2010, January 1). *Simulation Study for Designing an In-Situ Combustion Pilot in the Orinoco Belt of Venezuela: From Laboratory Studies to the Field Scale*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/137491-MS.
7. Bae, J. H. (1977, June 1). *Characterization of Crude Oil for Fireflooding Using Thermal Analysis Methods*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/6173-PA.
8. Belgrave, J. D. M., Moore, R. G., Ursenbach, M. G., & Bennion, D. W. (1993, April 1). *A Comprehensive Approach to In-Situ Combustion Modeling*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/20250-PA.
9. Breston, J. N. (1958, August 1). *Oil Recovery by Heat from In Situ Combustion*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/1087-G.
10. Burger, J. G. (1972, October 1). *Chemical Aspects of In-Situ Combustion - Heat of Combustion and Kinetics*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/3599-PA.
11. Burnett, D. B., & Dann, M. W. (1981, January 1). *Screening Tests for Enhanced Oil Recovery Projects*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/9710-MS.
12. Christensen, J. R., Darche, G., Dechelette, B., Ma, H., & Sammon, P. H. (2004, January 1). *Applications of Dynamic Gridding to Thermal Simulations*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/86969-MS.
13. Chu, C. (1987, January 1). *Thermal Recovery (1987 Petroleum Engineering Handbook Chapter 46)*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 46-1.



14. Cinar, M., Castanier, L., & Kovscek, A. R. (2009, January 1). *Isoconversional Kinetic Analysis of the Combustion of Heavy Hydrocarbons*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/120995-MS.
15. Crookston, R. B., Culham, W. E., & Chen, W. H. (1979, February 1). *A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Processes*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/6724-PA.
16. Dayal, H. S., Bhushan, B. V., Mitra, S., Pandey, V., Bhandari, A. C., & Dwivedi, M. M. (2012, January 1). *Simulation of In-Situ Combustion Process in Balol Pilot*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/155082-MS.
17. Dietz, D.N., & Weijndema, J. (1968). *Reverse Combustion Seldom Feasible*. *Prod. Mon.; (United States)*, 32:5.
18. Freitag, N. P., Exelby, D. R., & Neate, C. J. (2006, March 1). *A SARA-Based Model for Simulating the Pyrolysis Reactions That Occur in High-Temperature EOR Processes*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/06-03-02.
19. Gates, C. F., & Ramey, H. J. (1980, February 1). *A Method for Engineering In-Situ Combustion Oil Recovery Projects*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/7149-PA.
20. Glatz, G., Hascakir, B., Clemens, T., Castanier, L., & Kovscek, A. R. (2011, January 1). *Kinetic Cell and Combustion Tube Results for a Central European Crude*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/146089-MS.
21. Goodlett, G. O., Honarpour, M. M., Chung, F. T., & Sarathi, P. S. (1986, January 1). *The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/15172-MS.
22. Gutierrez, D., Skoreyko, F., Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2009, April 1). *The Challenge of Predicting Field Performance of Air Injection Projects Based on Laboratory and Numerical Modelling*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/09-04-23-DA.
23. Hallam, R. J., Hajdo, L. E., Donnelly, J. K., & Baron, P. R. (1989, May 1). *Thermal Recovery of Bitumen at Wolf Lake*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/17022-PA.
24. Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014, June 10). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/170031-MS.
25. Hayashitani, M., Bennion, D. W., Donnelly, J. K., & Moore, R. G. (1978, January 1). *Thermal Cracking Models for Athabasca Oil Sands Oil*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/7549-MS.
26. Henson, R., Todd, A., & Corbett, P. (2002, January 1). *Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/75148-MS.



REFERENCIAS

27. Hite, J. R., & Bondor, P. L. (2004, January 1). *Planning EOR Projects*. In SPE International Petroleum Conference in Mexico. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/92006-MS.
28. Jha, K. N., & Verkoczy, B. (1986, July 1). *The Role of Thermal Analysis Techniques in the In-Situ Combustion Process*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/12677-PA.
29. Kumar, M. (1991, February 1). *A Cross-Sectional Simulation of West Heidelberg In-Situ Combustion Project*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/16724-PA.
30. Mamora, D.D., Ramey, H.J. Jr., Brigham, W.E., & Castanier, L.M. (1993). *Kinetics of in situ combustion*. SUPRI TR 91. United States. DOI: 10.2172/10175378.
31. Manrique, E. J., Thomas, C. P., Ravikiran, R., Izadi Kamouei, M., Lantz, M., Romero, J. L., & Alvarado, V. (2010, January 1). *EOR: Current Status and Opportunities*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/130113-MS.
32. Martin, W. L., Alexander, J. D., & Dew, J. N. (1958, January 1). *Process Variables of In Situ Combustion*. Society of Petroleum Engineers.
33. Nissen, A., Zhu, Z., Kovscek, A., Castanier, L., & Gerritsen, M. (2015, May 1). *Upscaling Kinetics for Field-Scale In-Situ-Combustion Simulation*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/174093-PA.
34. Partha S. Sarathi. *In Situ Combustion Handbook Principles and Practices*. BDM Petroleum Technologies, 1999.
35. Perez-Perez, A., Gamboa, M., Ovalles, C., & Manrique, E. (2001, January 1). *Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/72137-MS.
36. Ren, Y., Freitag, N. P., & Mahinpey, N. (2007, April 1). *A Simple Kinetic Model for Coke Combustion during an In-Situ Combustion (ISC) Process*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/07-04-05.
37. Sequera, B., Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2010, January 1). *Numerical Simulation of In-Situ Combustion Experiments Operated Under Low Temperature Conditions*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/132486-PA.
38. Showalter, W. E. (1963, March 1). *Combustion-Drive Tests*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/456-PA.
39. Taber, J. J. (1983, January 1). *Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/12069-MS.
40. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997, August 1). *EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/35385-PA.
41. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997, August 1). *EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/39234-PA.



-
42. Thomas, F. B., Moore, R. G., & Bennion, D. W. (1985, November 1). *Kinetic Parameters for the High-Temperature Oxidation of In-Situ Combustion Coke*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/85-06-05.
 43. Trujillo Portillo, M. L., Mercado Sierra, D. P., Maya, G. A., Castro García, R. H., Soto, C. P., Pérez, H. H., & Gómez, V. (2010, January 1). *Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/139222-MS.
 44. Tyler, N. & Finley, R. J. *Architectural Controls on the Recovery of Hydrocarbons from Sandstone Reservoirs*. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology. (1992).
 45. Vinsome, K., McGee, B. C. W., Vermeulen, F. E., & Chute, F. S. (1994, April 1). *Electrical Heating*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/94-04-04.
 46. Vinsome, P. K. W., & Westerveld, J. (1980, July 1). *A Simple Method for Predicting Cap and Base Rock Heat Losses in Thermal Reservoir Simulators*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/80-03-04.
 47. Yatte, F. C., Bottia Ramírez, H., Muñoz Navarro, S. F., & Oliveros, L. R. (2013, June 11). *Design Parameters and Technique Evaluation of Combustion Processes from Tube Testing*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/165458-MS.
 48. Zhong, L., Yu, D., Gong, Y., Wang, P., Zhang, L., & Liu, C. (2008, January 1). *Feasibility Study of the In-Situ Combustion in Shallow, Thin, and Multi-Layered Heavy Oil Reservoir*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/117638-MS.
 49. Zhu, Z., Bazargan, M., Lapene, A., Gerritsen, M. G., Castanier, L. M., & Kovscek, A. R. (2011, January 1). *Upscaling for Field-scale In-situ Combustion Simulation*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/144554-MS.
 50. Zsasz, S. E., & Thomas, G. W. (1965, October 1). *Principles of Heavy Oil Recovery*. Petroleum Society of Canada. DOI: 10.2118/65-04-03.

