



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y METODOLOGÍA DEL PROCESO DE
COMBUSTIÓN IN SITU**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

DANIEL HERNÁNDEZ DÍAZ

DIRECTOR: DRA. ROCÍO G. DE LA TORRE SÁNCHEZ

DIRECTOR ADJUNTO: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA



CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F., 2011



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

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y lograr uno de mis mayores sueños en la vida.

A mis padres por brindarme la oportunidad de concluir mis estudios, brindarme las herramientas necesarias para poder lograrlo y apoyarme en todo momento con su comprensión, cariño y amor. Estaré eternamente agradecido con ustedes y más aún por haber colaborado en mi formación personal, misma que es aprendida en el hogar.

A mi hermano por haberme apoyado en todo momento y quien nunca dejo de creer en mí. Este trabajo esta dedicado a ti y sabes que nada me daría más gusto que verte en una posición mejor que la mía.

A mi familia por haber estado siempre que los necesité y ser un factor importante en la realización de este trabajo, impulsándome a cada momento.

A todos mis amig@s que hicieron agradable mi estancia en la Facultad de Ingeniería y con quienes compartí momentos maravillosos desde el inicio de este sueño. La lista afortunadamente es grande y espero que sigamos juntos en este camino que apenas empieza. Gracias a tod@s y cada un@ de ustedes.

A la UNAM quien me permitió desarrollarme personal y profesionalmente a lo largo de 8 años dentro de sus instalaciones y de la cual siempre estaré orgulloso de haber pertenecido.

A la Dr. Rocío G. de la Torre Sánchez y al Dr. Enrique Serrano Saldaña por haber dirigido este trabajo y haberme apoyado con sus consejos y enseñanzas en la realización de esta tesis.

Y a todos mis profesores y a todas aquellas personas que directa e indirectamente me hicieron crecer en lo personal y en lo profesional.

DANIEL HERNÁNDEZ DÍAZ

ÍNDICE

	Pág.
RESUMEN	1
NOMENCLATURA	2
INTRODUCCIÓN	5
1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	7
1.1 <u>Recuperación Primaria</u>	8
1.2 <u>Recuperación Secundaria</u>	9
1.3 <u>Recuperación Mejorada</u>	10
1.4 <u>Combustión In Situ</u>	11
1.4.1 <i>Criterios Para la Selección del Proceso de Combustión In Situ</i>	11
1.5 <u>Procesos de Combustión In Situ</u>	14
1.5.1 <i>Combustión Seca</i>	15
1.5.2 <i>Combustión Húmeda</i>	19
1.5.3 <i>Combustión Inversa</i>	23
1.5.4 <i>Otras Modificaciones de Combustión In Situ</i>	24
1.5.5 <i>Comparación Entre una Combustión Seca y Húmeda</i>	25
1.5.6 <i>Combustión In Situ en Yacimientos Naturalmente Fracturados</i>	25
1.6 <u>Ignición</u>	28
1.6.1 <i>Ignición Espontanea</i>	28
1.6.2 <i>Ignición Artificial</i>	29
1.7 <u>Beneficios y Limitaciones del Proceso de Combustión In Situ</u>	30
1.7.1 <i>Beneficios del Proceso de Combustión In Situ</i>	31
1.7.2 <i>Limitaciones del Proceso de Combustión In Situ</i>	33
1.8 <u>Mecanismos Involucrados en el Proceso de Combustión In Situ</u>	34
1.8.1 <i>Transferencia de Energía</i>	36
1.8.2 <i>Transferencia de Materia</i>	39
1.9 <u>Parámetros Involucrados en el Proceso de Combustión In Situ</u>	40
1.9.1 <i>Contenido de Combustible</i>	40
1.9.2 <i>Requerimientos de Aire</i>	40
1.9.3 <i>Velocidad del Frente de Combustión</i>	40

ÍNDICE

1.9.4	<i>Calor de Combustión</i>	41
1.9.5	<i>Cantidad de Agua Formada por la Combustión</i>	41
1.9.6	<i>Gasto de Inyección de Aire</i>	41
1.9.7	<i>Radio de Extinción</i>	41
1.9.8	<i>Ignición Espontanea</i>	42
1.9.9	<i>Propiedades Involucradas en el Proceso de Combustión In Situ</i>	42
2.	ESTADO DEL ARTE	43
3.	METODOLOGÍA DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	47
3.1	<u>Aparatos Comunes Para el Experimento del Tubo de Combustión y la Celda Cinética</u>	49
3.2	<u>Experimento de la Celda Cinética</u>	51
3.3	<u>Experimento del Tubo de Combustión</u>	56
4.	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	60
4.1	<u>Diseño de un Proyecto de Combustión In Situ Convencional</u>	61
4.2	<u>Casos Históricos de la Aplicación del Proceso de Combustión In Situ en Campos Petroleros</u>	62
4.2.1	<i>Campo Suplacu Barcau</i>	62
4.2.2	<i>Campo West Hackbeny</i>	63
4.2.3	<i>Campo Balol</i>	65
4.3	<u>Análisis Costo Beneficio del Proceso de Combustión In Situ en Campos Petroleros</u>	67
4.3.1	<i>Proyección Económica</i>	67
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
	ANEXO	74
A1.	Formulación de los Parámetros Para el Diseño de un Proceso de Combustión In Situ	75
	BIBLIOGRAFIA	86

RESUMEN

En el presente trabajo el lector podrá encontrar cuales son los tipos de recuperación mejorada, así como las características y los procesos en los que se subdivide cada uno de estos tipos. Dentro de estos procesos hay un proceso térmico llamado Combustión In Situ, el cual es el objeto de estudio en este trabajo del cual es importante conocer los criterios de selección para poderlo llevar a cabo en campo, así mismo es muy importante saber cuales son los mecanismos que influyen durante el proceso para poder determinar las ventajas y desventajas que se pueden tener al aplicar este proceso en yacimientos petroleros.

En este trabajo el lector también encontrara una recopilación de investigaciones que se han hecho durante el siglo XXI a nivel mundial con el objetivo de minimizar los problemas y los riesgos que se puedan presentar cuando el proceso sea puesto en marcha en campo.

Pero como todo método de recuperación mejorada el proceso de Combustión In Situ debe de ser probado en laboratorio antes de ser puesto en marcha en campo a partir de un estudio experimental, este estudio experimental se llevara a cabo por medio de una metodología, la cual será descrita en este trabajo. Al haber realizado el análisis experimental se obtendrán resultados que nos darán a conocer cuales son las variables que pueden influir en el proceso cuando este sea aplicado en campo.

Después de hacer el análisis experimental es bueno realizar un análisis costo beneficio para poder determinar la rentabilidad que puede tener este proceso al ser aplicado en yacimientos petroleros.

NOMENCLATURA

- A: Factor pre-exponencial denominado constante de Arrhenius
- a: Exponente para la presión parcial del oxígeno
- B_o: Factor de volumen de aceite
- b: Exponente para la presión parcial del carbono
- C: Capacidad calorífica a presión constante
- C_f: Concentración del combustible
- C_v: Capacidad calorífica a volumen constante
- D_z: Distancia
- E: Energía de activación
- e: Energía interna por unidad de masa
- Fr: Factor de recuperación
- g: Constante de aceleración debido a la gravedad
- g_c: Factor de conversión en la ley de movimiento de Newton
- HTO: Oxidación a alta temperatura
- h: Entalpía
- J: Equivalente mecánico de calor
- L_v: Calor latente
- LTO: Oxidación a baja temperatura
- N: Volumen original de aceite
- N_p: Volumen acumulado de aceite o la fase que fluye mas la fase estacionaria
- n: orden de la reacción con respecto al oxígeno
- P: Presión
- P_{O₂}: Presión parcial del oxígeno
- \dot{q} : Flujo de calor (por unidad de tiempo y de área)

R: Constante universal de los gases

r: Radio de calentamiento

r_w : Radio del pozo

S: Saturación

S_o : Saturación de aceite

T: Temperatura

T_{ign} : Temperatura de ignición

T_o : Temperatura inicial del yacimiento

T_r : Temperatura de referencia

t: Tiempo

t_{ign} : Tiempo de ignición

U: Energía Interna

u: Velocidad a la que se genera energía

$|u|$: Magnitud del flujo volumétrico

u_T : Transferencia de calor por convección

u_λ : Transferencia de calor por radiación

$u_{\lambda x}$: Transferencia de calor por conducción en la dirección positiva de la x

V_{or} : Volumen de aceite residual

V_{op} : Volumen de aceite producido

V: Volumen

x: Dirección de flujo

z: Distancia por encima de un plano de referencia escogido arbitrariamente

Alfabeto Griego

α : Difusividad Térmica

$\partial T/\partial x$: Gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor

ΔH : Calor de oxidación a baja temperatura del crudo

ΔH_r : Calor de reacción

ε : Emisividad de la superficie

λ : Conductividad térmica

λ_{Tt} : Conductividad térmica total

u : Velocidad de difusión

ρ : Densidad del fluido

ρC : Capacidad calorífica volumétrica

$(\rho C)_r$: Capacidad volumétrica de calor de la formación

ρ_o : Densidad de aceite

ρ_s : Densidad estándar del aceite

σ : Constante de proporcionalidad y se le llama constante de Stefan Boltzmann

\emptyset : Porosidad

∇T : Gradiente de temperatura

Subíndices

i: Componente

j: Fase

p: Subíndice que indica que la presión se mantiene constante durante la expansión

r: Identifica cantidades evaluadas a las condiciones del estado de referencia

INTRODUCCIÓN

El Ingeniero Petrolero tiene como premisa principal lograr el máximo beneficio económico derivado de la máxima recuperación en la explotación de hidrocarburos, bajo la restricción de las normas sobre los aspectos de seguridad industrial y protección ambiental. Lo anterior a partir de los códigos de ética de la ingeniería y de las políticas de empresas petroleras; donde mencionan que la función principal de todo ingeniero es obtener el máximo aprovechamiento de los recursos con el menor costo físico y económico.

Una de las áreas mas importantes en la Ingeniería Petrolera es el área de Ingeniería de Yacimientos y dentro de esta misma se encuentra la División de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, la cual se encarga de analizar nuevas tecnologías para poder recuperar aquellos hidrocarburos que no pudieron ser extraídos durante la Recuperación Primaria y Secundaria del Yacimiento. Estas tecnologías son basadas en Procesos Químicos, Térmicos, Miscibles y Biológicos.

Como se puede observar la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos es muy importante en la Ingeniería Petrolera para poder lograr una máxima recuperación de hidrocarburos en Campos Maduros, por tal motivo en este trabajo se realiza un análisis enfocado a la Recuperación Mejorada por medio de un Proceso Térmico llamado Combustión In Situ. El análisis se realiza a partir de un enfoque experimental y económico para determinar si es factible o no poner en marcha este proceso en proyectos de Recuperación de Hidrocarburos en México y a nivel mundial. La información con la que se cuenta para poder realizar este análisis fue recopilada de libros e investigaciones que se han realizado a nivel mundial sobre este proceso.

Objetivo:

El objetivo primordial de este trabajo es proporcionar una herramienta de consulta que brinde al lector comprender de mejor manera el proceso de combustión in situ, a partir de un análisis del procedimiento experimental y económico con la finalidad

de que en futuro este proceso sea puesto en marcha de una forma exitosa en yacimientos petroleros nacionales.

Por otra parte, este trabajo servirá como material de apoyo para la asignatura de Recuperación Secundaria y Mejorada para poder abordar el tema de Combustión In Situ.

Desarrollo:

En el Capítulo 1 “**Definiciones y Conceptos Básicos**” se presentan las principales características del proceso de combustión in situ, los mecanismos involucrados en este proceso, así como los parámetros y variables que rigen al proceso.

En el Capítulo 2 “**Estado del Arte**” se presenta un recuento de las principales investigaciones realizadas al proceso de combustión in situ en el siglo XXI con el objetivo de lograr un mejor entendimiento del comportamiento del proceso y así poder minimizar los problemas que se pueden presentar al ejecutar dicho proceso.

En el Capítulo 3 “**Metodología del Proceso de Combustión In Situ**” se presenta la metodología utilizada para llevar a cabo el estudio experimental en laboratorio del proceso de combustión in situ, además se realiza un análisis detallado de los resultados obtenidos en dicho procedimiento experimental.

En el Capítulo 4 “**Análisis Costo Beneficio del Proceso de Combustión In Situ en Yacimientos Petroleros**” se presentan casos históricos de campo en los cuales se ha aplicado el proceso de combustión in situ para ver cual ha sido el impacto económico que se ha tenido con la aplicación del proceso en estos casos de campo. También se presenta una proyección económica para determinar la rentabilidad del proceso si se llegara a implementar actualmente.

CAPITULO 1

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

CAPITULO 1: DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

Los procesos de recuperación de aceite pueden ser subdivididos en tres categorías: primaria, secundaria y recuperación mejorada de aceite. En la recuperación primaria, el aceite es obligado a abandonar el yacimiento petrolero por la presión natural existente de los fluidos atrapados en el yacimiento. Cuando la presión del yacimiento se reduce a un punto donde ya no es eficaz siendo el causante del movimiento de los hidrocarburos a los pozos productores, agua o gas se inyectan para aumentar o incrementar la presión existente en el yacimiento. La conversión de algunos pozos productores a pozos inyectoros posteriormente sirve para la inyección de agua y gas para el mantenimiento de presión en el yacimiento todo esto ha sido denominado como recuperación secundaria de aceite. El porcentaje de aceite recuperado por procesos de recuperación primaria y secundaria va del 20 al 50% dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento. El objetivo de los procesos de recuperación mejorada es recuperar al menos una parte del aceite remanente del yacimiento. Hay varios procesos de recuperación mejorada que se consideran prometedores: recuperación por métodos químicos, recuperación por métodos térmicos, recuperación por desplazamiento miscible y recuperación por métodos biológicos. Diferentes mecanismos son involucrados en los diferentes procesos de recuperación de aceite¹.

1.1 Recuperación Primaria

La eficiencia del desplazamiento de aceite en los procesos de recuperación primaria depende principalmente de la presión natural existente en el yacimiento. Esta presión es originada en el yacimiento por varias fuerzas: fuerza por la expansión del gas, fuerza gravitacional, empuje de agua y una fuerza de expulsión debido a la compactación de las rocas poco consolidadas. Entre estas fuerzas, la fuerza de expansión del gas contribuye principalmente a la producción de aceite. Estas fuerzas en el yacimiento pueden actuar simultáneamente o secuencialmente dependiendo de la composición y de las propiedades del yacimiento.

La fuerza gravitacional es más efectiva en yacimientos inclinados, donde esto facilita el drenaje de aceite. Esta fuerza por si sola no puede ser efectiva en el movimiento de grandes cantidades de aceite en un pozo productor. Otra fuerza efectiva para el desplazamiento de aceite es el empuje por agua del sitio o del fondo del yacimiento. La capacidad del empuje por agua depende de la distribución de la presión en el yacimiento y de la permeabilidad.

1.2 Recuperación Secundaria

Cuando la producción de aceite declina, el proceso de recuperación secundaria se emplea para aumentar la presión requerida para la producción de hidrocarburos. El mecanismo de recuperación secundaria es un proceso en donde la presión de yacimiento se aumenta o se mantiene artificialmente.

La declinación de la presión en el yacimiento durante la recuperación primaria puede ser restaurada parcialmente por los siguientes métodos:

1.- **Inyección de gas:** Los métodos de inyección de gas pueden ser subdivididos en tres categorías:

- **Restauración de la presión:** En este método el gas se inyecta en la formación productora a través del pozo mientras que otros pozos están cerrados hasta que la presión sea restaurada en todo el yacimiento.
- **Mantenimiento de presión:** El gas de los pozos productores se comprime y se inyecta en los pozos seleccionados antes que la presión de yacimiento se haya totalmente agotado.
- **Manejo de gas:** El gas se inyecta en el yacimiento a presión y un flujo continuo de gas que se mantiene del pozo inyector al pozo productor.

2.- **Inyección de agua.** En el proceso de inyección de agua, el agua se inyecta en el yacimiento a través de un pozo inyector. El agua conduce al aceite a través de las rocas del yacimiento hacia los pozos productores.

1.3 Recuperación Mejorada

Los procesos de recuperación mejorada tienen como objetivo incrementar la recuperación de aceite de yacimientos agotados por la recuperación secundaria con inyección de gas y de agua. Los procesos de recuperación mejorada pueden ser divididos de la siguiente manera (Fig. 1)¹:

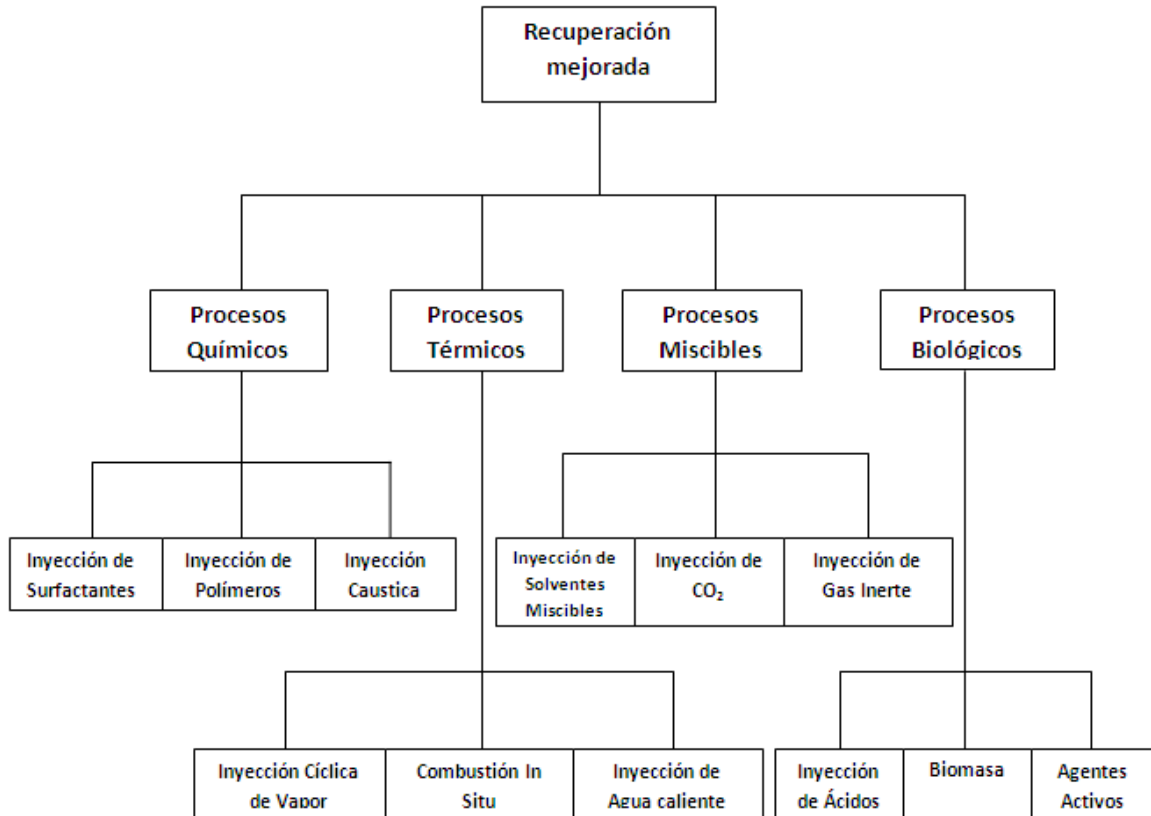


Figura 1: Métodos de Recuperación Mejorada

- ❖ **Procesos Químicos:** La inyección de procesos químicos nos ayudan a reducir la tensión interfacial o la presión capilar para que el aceite almacenado en el yacimiento se pueda mover de mejor manera hacia la superficie. Los químicos mas recomendados para poder llevar a cabo el proceso son los polímeros, surfactantes y soluciones causticas.
- ❖ **Procesos Miscibles:** La inyección de gas es el método de recuperación mejorada mas utilizado. Además de ayudar a mantener la presión del

yacimiento, este método nos ayuda a reducir la tensión interfacial. Los gases más utilizados son nitrógeno, CO₂ y gas natural.

- ❖ **Procesos térmicos:** Estos métodos sirven para generar calor y poder calentar a la formación y así disminuir la viscosidad del aceite. Estos métodos mejoran la eficiencia de barrido y la eficiencia del desplazamiento. Los métodos térmicos son combustión in situ, inyección cíclica de vapor e inyección de agua caliente.
- ❖ **Procesos Biológicos:** Los métodos biológicos ayudan a digerir las moléculas más largas de hidrocarburos para que estos pueden llegar con mayor facilidad a la superficie. Estos métodos son por medio de biomasa, agentes activos e inyección de ácidos.

1.4 Combustión In Situ

La combustión in situ es básicamente una inyección de gas en un proceso de recuperación de aceite. A diferencia de un proceso convencional de inyección de gas, en un proceso de combustión in situ, el calor se utiliza como coadyuvante para mejorar la recuperación. El calor se genera dentro del yacimiento por la quema de una parte del aceite. La combustión es sostenida por la inyección de aire o un gas rico en oxígeno dentro de la formación. El gas es impulsado por una unidad de gas y una unidad de agua².

El incentivo original para el desarrollo del proceso de combustión in situ fue el enorme volumen de dificultades por recuperar aceite viscoso después de la recuperación primaria.

1.4.1 Criterios Para la Selección de Combustión In Situ

La evolución de la idoneidad de una perspectiva para un proceso de recuperación de aceite consiste de la información disponible sobre el yacimiento, aceite, roca, agua y geología, que se completa con la información disponible con

ciertas pruebas de laboratorio pertinentes y seleccionando el yacimiento candidato que mejor se adecue al proceso².

La combustión in situ ha sido exitosamente implementada en yacimientos con rocas de diferentes características geológicas. Puesto que el éxito de un proyecto de combustión in situ depende en gran medida de las características geológicas del yacimiento, por lo tanto, en la selección del yacimiento se debe de incluir el tipo de roca, el tipo fluido y las características geológicas del mismo.

Criterios para la selección

Aceite

Viscosidad: Preferiblemente menos de 5000 cp a condiciones de yacimiento

Gravedad: 10-40°API

Composición: composición asfáltica baja, bajo contenido de metales pesados en el crudo, el contenido de metales pesados (Va, Ni, etc.) debe ser menor de 50 ppm.

Agua

Las propiedades del agua connata nos son críticas

Litología

Yacimientos de crudo pesado: litología con bajo contenido de arcillas, litología con bajo contenido de minerales que promuevan una mayor formación de combustible tales como piritita, calcita, siderita y bajos en metales pesados.

Yacimientos de crudo ligero: Litología que tienda a promover el depósito de combustible de preferencia.

Yacimiento

Profundidad: 300-12000 ft

Espesor: 5-50 ft

Permeabilidad: No crítica

Porosidad: mayor a 0.18

Concentración de aceite: 700 bbl/ac-ft, $S_o > 0.9$

Transmisibilidad: mayor o igual a 20 md-ft/cp

Factores favorables

- 1.- Alta temperatura de yacimiento
- 2.- Baja permeabilidad vertical
- 3.- Buena continuidad lateral
- 4.- Múltiples capas de arena fina
- 5.- Alta inclinación
- 6.- Perfil uniforme de permeabilidad

Factores que aumentan el riesgo

- 1.- Fracturas extensas
- 2.- Capas grandes de gas
- 3.- Fuerte manejo de agua
- 4.- Yacimiento altamente heterogéneo

Definiciones y Conceptos Básicos

Tabla 1.1: Guía de Selección Técnica
(Tomada de Artículo SPE 39234)

Propiedad	Recomendable (Taber 1997)	Rango de Proyectos
Aceite		
Gravedad, °API	10 a 27	10 a 40
Viscosidad, cp	<5000	6 a 5000
Composición	Algunos componentes asfálticos para ayudar a la depositación del coque	
Yacimiento		
Saturación de Aceite, %	>50	62 a 94
Tipo de formación	Arenas o areniscas con alta porosidad	
Espesor Neto, ft	>10	
Permeabilidad Promedio, mD	>50	85 a 4000
Profundidad, ft	<11500	400 a 11300
Temperatura, °F	>100	100 a 22

1.5 Procesos de Combustión In Situ

Basado en la dirección de la propagación del frente de combustión en relación al flujo de aire, el proceso se puede clasificar como combustión hacia delante y combustión inversa. En los procesos hacia delante, el frente de combustión avanza en dirección del flujo de aire; mientras en la combustión inversa, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al del flujo de aire. Únicamente la combustión hacia delante se practica actualmente en campo. La combustión hacia delante se categoriza en combustión hacia delante seca y combustión hacia delante húmeda. En el proceso seco, únicamente aire o aire enriquecido de oxígeno es inyectado en el yacimiento para mantener la combustión. En el proceso

húmedo, el aire y agua son co-inyectados en la formación a través del pozo inyector².

1.5.1 Combustión Seca

En este proceso, el aire se inyecta primero en un pozo inyector, por un corto tiempo y luego el aceite en la formación se ignita. La ignición es usualmente inducida usando quemadores de gas en el fondo del pozo, calentadores eléctricos, o a través de la inyección de un agente pirofórico o un fluido caliente como el vapor. En algunos casos, se produce auto ignición del crudo in situ. Por cada auto ignición que se produzca, la temperatura del yacimiento debe ser mayor que 180°F y el aceite suficientemente reactivo.

Una vez realizada la ignición, el frente de combustión se mantiene por un flujo continuo de aire. Como el frente de combustión se aleja del pozo inyector, varias zonas se desarrollan en el yacimiento entre el pozo inyector y el productor. Estas zonas son el resultado del calor y la masa transportada y las reacciones químicas que se producen en un proceso de combustión in situ hacia delante. Las localizaciones de las zonas en relación con las demás y el pozo inyector se muestran en la Figura 2. La parte superior de esta figura muestra la distribución de temperatura y la saturación del fluido del pozo inyector al productor. Las localizaciones de las zonas se representan en la parte inferior de la figura 2.

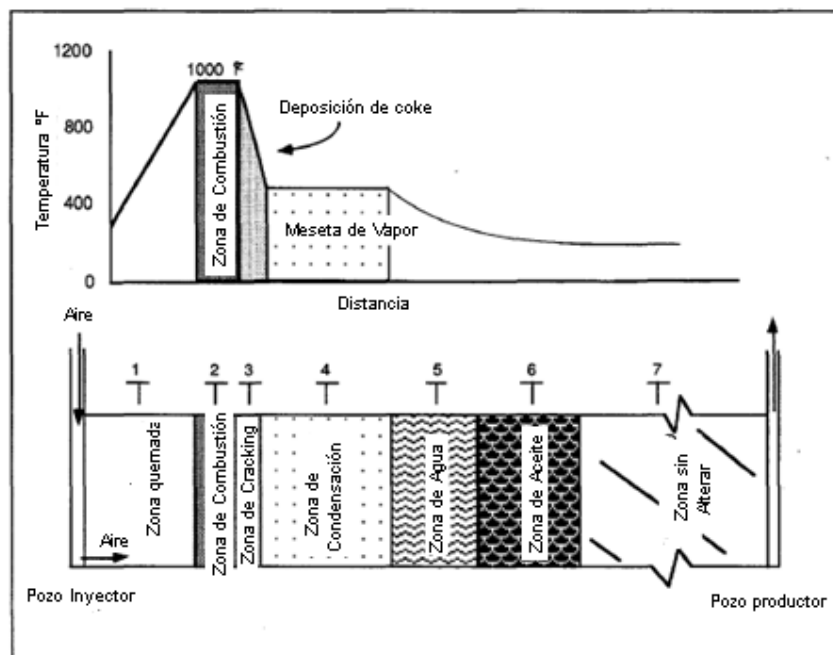


Figura 2: Perfil de Temperatura del Proceso de Combustión In Situ
(Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

A partir del pozo de inyección, las zonas representadas en la Figura 2 son:

- 1.- Zona quemada
- 2.- Zona de combustión
- 3.- Zona de cracking y vaporización
- 4.- Zona de condensación
- 5.- Banco de agua
- 6.- Zona nativa

Estas zonas se mueven en dirección del flujo de aire y se caracterizan de la siguiente manera:

La zona adyacente al pozo de inyección es la zona quemada. Como su nombre lo sugiere, es la zona donde la combustión ya había tenido lugar. A menos que la combustión este completa, que no suele ser el caso en el campo, la zona

quemada puede contener algún residuo orgánico sin quemar, generalmente denominado coque. Análisis de núcleos tomados de la zona quemada indican hasta un 2% de coque en núcleos, los cuales también se encuentran saturados con aire. El color de la zona de quema es típicamente blanquecino con rayas grises, cafés y rojas. Ya que esta zona se somete a una temperatura muy alta por un periodo prolongado, por lo general exhibe una alteración mineral. Debido a la influencia continua del aire del ambiente, la temperatura en la zona quemada aumenta la temperatura de la formación cercana al pozo inyector.

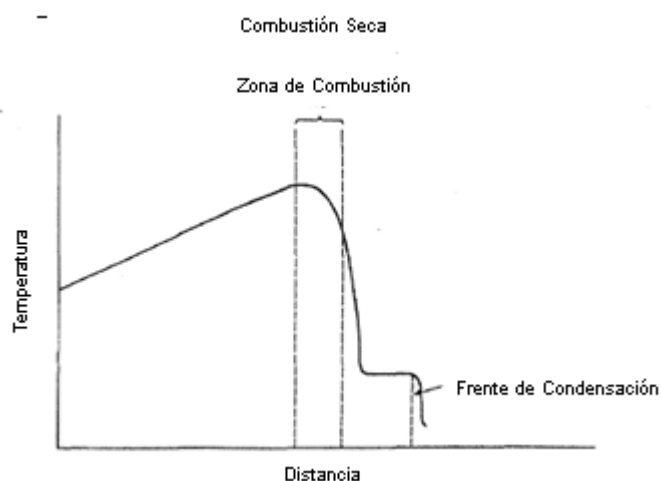


Figura 3: Perfil de Temperatura de una Combustión Seca
(Sarathi S. Parta, *In situ Combustión Handbook*, 1999)

Inmediatamente adelante de la zona quemada esta la zona de combustión. La zona de combustión es donde hay una reacción entre el oxígeno y el combustible generando calor. La zona de combustión es una zona muy estrecha (usualmente tiene pocas pulgadas de espesor) (ver Fig. 3) donde la oxidación a alta temperatura se lleva a cabo para producir agua y gases de combustión (dióxido de carbono CO_2 y monóxido de carbono CO). El combustible predominantemente es coque que se forma en la zona de cracking termal justo antes de la zona de combustión. El coque no es puro carbono, sino un material orgánico deficiente de hidrogeno con un hidrogeno atómico con proporción de carbono entre 0.6 y 1.6 dependiendo de las condiciones de descomposición térmica. La temperatura

alcanzada en esta zona depende esencialmente de la naturaleza y cantidad de combustible consumido por unidad de volumen de la roca.

Justo corriente abajo de la zona de combustión se encuentra la zona de cracking/vaporización. En esta zona la alta temperatura es generada por el proceso de combustión, el cual hace que los componentes mas ligeros del crudo se evaporicen y los componentes mas pesados se pirolisen (cracking térmico). Lo vaporizado se transporta corriente abajo por los gases de combustión y condensados, que a su vez son mezclados con el crudo del yacimiento. La pirolisis de los componentes mas pesados influye en la producción de CO₂, hidrocarburos, gases orgánicos y residuos de sólidos orgánicos. Este residuo, normalmente se define como coque, se deposita en la roca y es la fuente principal de combustible para el proceso de combustión.

Adyacente a la zona de cracking esta la zona de condensación. Ya que el gradiente de presión dentro de esta zona es bajo, la temperatura dentro de esta zona es esencialmente plana (300-550 °F) y depende de la presión parcial del agua en la fase de vapor. Por lo tanto, la zona de condensación es referida a menudo como la meseta de vapor. Algo del vapor de hidrocarburo que entra en esta zona se condensa y se disuelve en el crudo. Dependiendo de la temperatura, el aceite también puede sufrir reducción de la viscosidad en esta zona. Esta zona contiene vapor, aceite, agua y gases de combustión, estos fluidos se mueven hacia el pozo productor. Pruebas de campo indican que la meseta de vapor se extiende desde 10-30 ft. adelante del frente de quema.

En el principal borde de la meseta de vapor donde la temperatura es inferior a la temperatura de condensación del vapor, un banco de agua caliente se forma. Este banco se caracteriza por una saturación de agua superior a la saturación original. Un banco de aceite es producido por el banco de agua. Esta zona contiene todo el aceite que ha sido desplazado de las zonas de corriente arriba.

Mas delante del banco de aceite se encuentra la zona sin alterar que aun esta por verse afectada por el proceso de combustión, excepto por un posible incremento

en la saturación de gas debido al flujo de los gases de combustión (CO_2 , CO , and N_2).

El mecanismo de transporte de fluidos en un proceso de combustión es una secuencia muy compleja del manejo de gas, manejo de agua, manejo de vapor, gas miscible y manejo de solventes.

En el campo varias zonas no son fácilmente de identificar y existen considerables solapamientos entre zonas.

Además, las ubicaciones relativas de varias zonas y la secuencia en la que aparecen pueden también ser diferentes de la descrita anteriormente. Esta diferencia surge principalmente a causa de la naturaleza heterogénea del yacimiento. La heterogeneidad del yacimiento hace que el fluido y los flujos de calor sean diferentes en varios puntos de la región de combustión.

La distribución del fluido dentro de cada una de estas zonas se ve influenciada por el perfil de temperatura así como por la caracterización de la permeabilidad relativa de la formación. Las propiedades químicas del aceite dejadas por el banco de vapor determinan la cantidad de coque que se utilizara, que a su vez determina la cantidad de aire que debe de inyectarse y que va consumir el coque.

1.5.2 Combustión Húmeda

En el proceso de combustión seca, mucho del calor generado durante la combustión se almacena en la arena quemada detrás del frente de quema y no se utiliza para el desplazamiento del aceite. La capacidad calorífica del aire seco es baja y consecuentemente el aire inyectado no le puede transferir calor a la matriz de la arena tan rápido como se genera. El agua, por otro lado, puede absorber y transportar el calor muchas veces de manera más eficiente que el aire. Sí el agua es inyectada junto con el aire, mucho del calor almacenado en la arena quemada puede ser recuperado y transportado mas adelante. La inyección de agua simultáneamente e intermitentemente con aire es comúnmente conocida como húmeda. La relación entre el gasto de agua inyectada y el gasto de aire influye en

el gasto del avance del frente de quema y en el comportamiento del desplazamiento de aceite.

El agua inyectada absorbe el calor de la zona quemada, pasando a través del frente de combustión y libera el calor que se condensa en las secciones más frescas del yacimiento. Por lo tanto, el crecimiento del vapor y de los bancos de agua que se encuentran adelante del frente de quema se aceleraran, resultando mas rápido el movimiento del calor y el desplazamiento de aceite. El tamaño de estos bancos y el gasto del aceite recuperado dependen de la cantidad de agua inyectada.

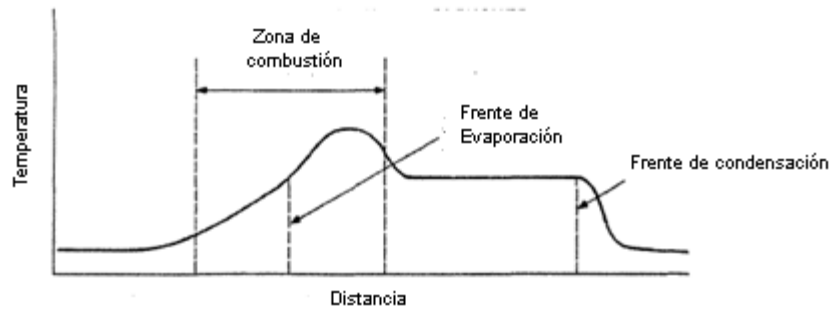


Figura 4: Perfil de Temperatura para un Proceso de Combustión Húmeda Incompleta
(Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

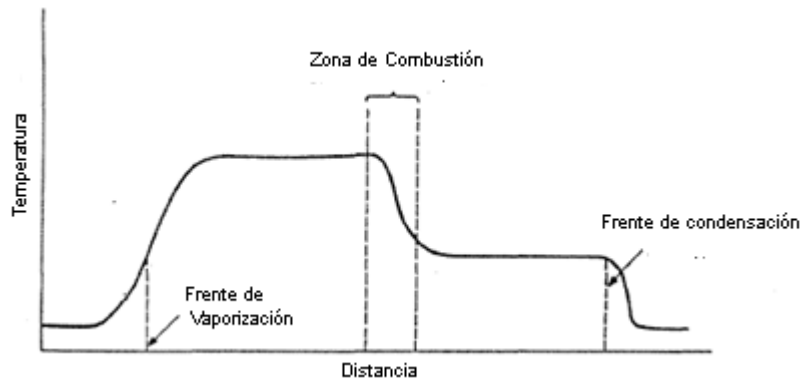


Figura 5: Perfil de Temperatura para un Proceso de Combustión Húmeda Normal
(Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

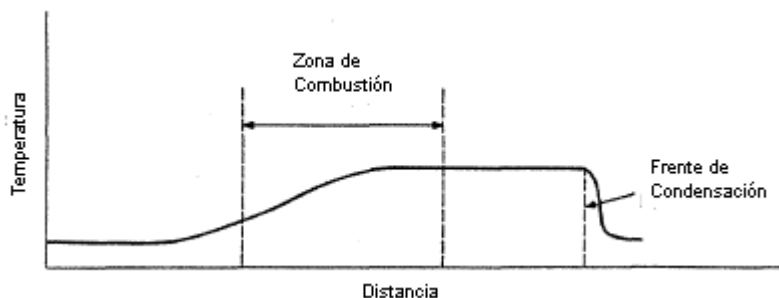


Figura 6: Perfil de Temperatura para un Proceso de una Súper Combustión Húmeda (Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

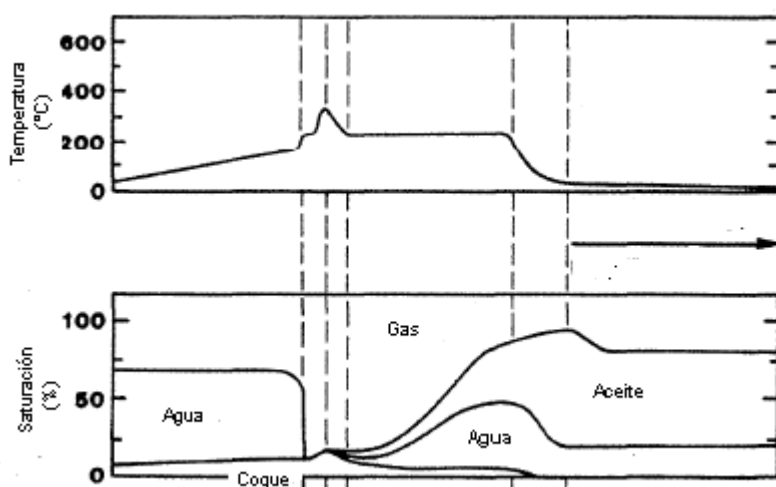


Figura 7: Perfil de Saturación para un Proceso de Combustión Húmeda Incompleta (Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

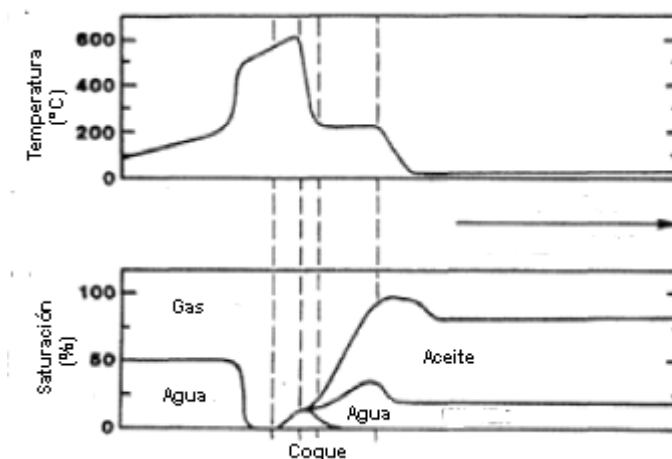


Figura 8: Perfil de Saturación para un Proceso de Combustión Húmeda Normal (Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

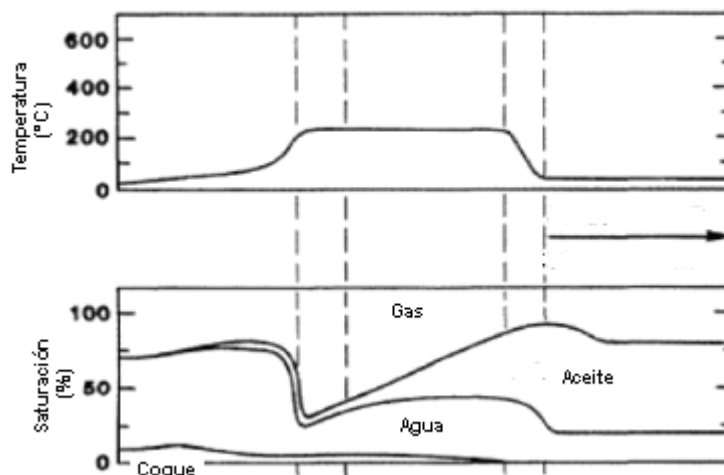


Figura 9: Perfil de Saturación para un Proceso de Súper Combustión Húmeda
(Sarathi S. Parta, *In situ Combustion Handbook*, 1999)

Dependiendo de la relación agua aire inyectado, el proceso de combustión húmeda se clasifica como “combustión húmeda incompleta” (Figura 4), “combustión húmeda normal” (Figura 5) y “súper combustión húmeda” (Figura 6). Con bajos gastos (combustión húmeda incompleta), el agua inyectada crea vapor sobrecalentado, ya que se mueve hacia el frente de combustión. En este caso el agua inyectada no recupera todo el calor de la zona quemada. Con un mayor gasto de inyección de agua (combustión húmeda normal), el agua inyectada recuperara todo el calor de la zona quemada. Al caer el gasto de inyección de agua (súper combustión húmeda) la temperatura máxima del frente de quema disminuye. La presión de operación influencia en la temperatura de la zona de combustión durante la súper combustión húmeda. Los perfiles de saturación y temperatura para las tres clases de combustión húmeda se representan en las figuras 7, 8 y 9.

Estudios de laboratorio y pruebas de campo han demostrado también que la combustión asistida por agua reduce la cantidad de aceite y de combustible. Este comportamiento incrementa la cantidad de aceite desplazado, pero lo más importante es la reducción de la cantidad de aire requerido para quemar un volumen determinado del yacimiento. El mecanismo causa que el deposito de combustible disminuya durante la combustión húmeda, además se cree que se

tendrá una mayor disponibilidad de hidrogeno en la zona de combustión. La disminución en el depósito de combustible y el aire requerido puede ascender a más de 25 % de mejora en la eficiencia del proceso.

La súper combustión húmeda es una modificación del proceso de combustión húmeda que intenta disminuir los requerimientos de aire aun más. Este proceso no incrementa la recuperación de aceite, pero incrementa la velocidad del frente de combustión y reduce los costos de compresión. El agua es inyectada a gastos mayores que en la combustión húmeda normal. El aumento de calor provoca que las temperaturas de combustión disminuyan. La temperatura es menor que la necesaria para la quema en el extremo posterior del frente causando que el oxígeno pase a través de la región sin reaccionar. Por lo tanto, una parte del depósito de combustible se pasa por alto, reduciendo los requerimientos de aire.

En resumen, la combustión seca quema una parte de crudo y desplaza el resto. El calor utilizado para el desplazamiento del aceite es pobre. En la combustión húmeda, una cantidad inferior de crudo se quema como combustible, resultando mejores gastos de recuperación. El aspecto más importante de la combustión parcialmente apagada es que el frente de quema avanza a un ritmo más rápido debido a que se quema únicamente la parte del depósito de combustible.

1.5.3 Combustión Inversa

Aceites viscosos llegan a ser menos móviles y tienden a crear barreras para el flujo. Este fenómeno es especialmente frecuente en aceites muy viscosos y arenas. Un proceso llamado combustión inversa se ha propuesto y se encontró que técnicamente es posible en pruebas de laboratorio. La zona de combustión inicia en el pozo productor y se mueve hacia el inyector. El aire inyectado tiene que viajar a través del yacimiento para ponerse en contacto con la zona de combustión. El concepto básico de la combustión inversa es que la mayor parte del calor se mantiene entre el pozo productor y el aceite que se va moviendo. Una vez que el aceite empieza a moverse, un enfriamiento muy pequeño ocurre para inmovilizar el aceite.

Si bien, el proceso de combustión es el mismo, al moverse el aceite es controlado por el flujo de calor y no por el gasto del combustible consumido. Durante la combustión inversa, el oxígeno está presente desde el pozo inyector hasta la zona de combustión. El combustible está presente en toda la formación. El factor que determina donde se produce la quema es la alta temperatura que ocurre en el pozo productor durante la ignición. Como el calor generado durante la quema eleva la temperatura del yacimiento en dirección del pozo inyector, el fuego se desplaza en esa dirección. El frente de combustión no puede moverse hacia el productor siempre y cuando todo el oxígeno se consuma en el frente de fuego.

Por lo tanto, la combustión inversa consume un mayor porcentaje de aceite que la combustión hacia adelante. Sin embargo, el movimiento del aceite a través de la zona de alta temperatura da como resultado un mayor cracking de aceite, por lo que mejora la densidad de este. La mejora del proceso de combustión inversa es muy conveniente para los yacimientos de hidrocarburos.

Si bien la combustión inversa ha sido demostrada en el laboratorio, no se ha probado en el campo. La principal causa ha sido la tendencia de la ignición espontánea cerca del pozo inyector. Sin embargo, en proyectos de arenas se está considerando usar combustión inversa a lo largo de las fracturas para precalentar la formación.

1.5.4 Otras Modificaciones de Combustión In Situ

Una serie de modificaciones de los procesos básicos de combustión han sido propuestas en los últimos 50 años y poco probadas en el campo con diversos resultados. Estas modificaciones fueron supuestamente propuestas para mejorar la eficiencia del proceso básico de combustión bajo ciertas condiciones. Las variaciones sugeridas incluyen²:

- 1.- Proceso de onda de calor
- 2.- Combustión seca cíclica
- 3.- Combustión húmeda cíclica

- 4.- Quema y vuelta (combustión con presión baja o proceso BP)
- 5.- Proceso de co-inyección vapor- oxígeno
- 6.- Proceso de cámara de vapor
- 7.-COSH (proceso de combustión override split para la producción de pozos horizontales)
- 8.- Proceso de oxígeno reciclado de gas producido

Únicamente las primeras cuatro modificaciones han sido probadas en campo.

1.5.5 Comparación Entre una Combustión Seca y Húmeda

La inyección de agua durante un proceso de combustión in situ ha demostrado ser más eficiente que la combustión seca. Mediante el diseño de una prueba de campo se puede comparar su eficacia sobre el proceso de combustión seca. La prueba se realiza por medio de dos patrones y depende de la temperatura de cada uno de los pozos a los cuales se les va a realizar dicha prueba. Un patrón se usa para combustión seca mientras el otro hace uso de una combustión húmeda. La temperatura observada en los pozos durante la prueba se utiliza para vigilar el movimiento del calor y para determinar los efectos de la inyección de agua. La comparación de las distribuciones de temperatura en cada patrón confirma una reducción en el requerimiento de aire y una mejora en la eficiencia de barrido vertical usando combustión húmeda².

1.5.6 Combustión In Situ en Yacimientos Naturalmente Fracturados

En yacimientos fracturados la producción primaria de aceite pesado es principalmente de fracturas (porosidad secundaria). El aceite de la matriz puede ser producido únicamente a un costo muy bajo por la baja movilidad del aceite³.

En algunos ensayos de campo de combustión in situ se ha demostrado que el proceso no puede ser sostenido si hay fracturas en el yacimiento. Ya que las fracturas son mucho más permeables que las rocas que se encuentran en los

alrededores del yacimiento, el aire inyectado fluirá casi exclusivamente a través de las fracturas y se pondrá en contacto únicamente con el aceite presente en estas fracturas o en su vecindad inmediata. Evidentemente esto no es suficiente para sostener el proceso de combustión, también el gasto de reacción es demasiado bajo porque el área de contacto entre el flujo de aire y las paredes de las fracturas es muy pequeña o la cantidad total de combustible disponible para la combustión podría ser insuficiente.

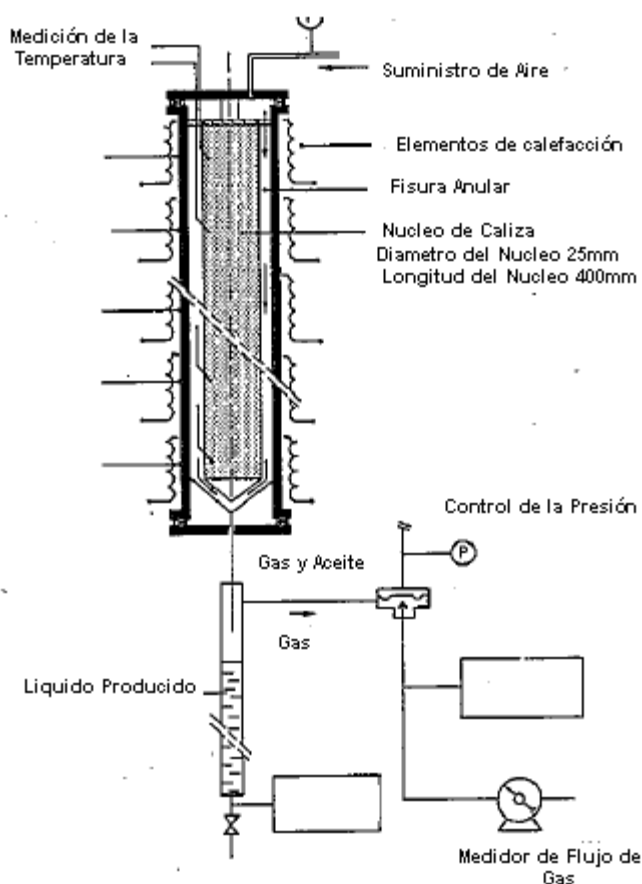
Los principales mecanismo para la producción de aceite son la expansión térmica y la evaporización con condensación subsecuente del aceite de la matriz.

Para poder tener una idea mas clara de la implementación de este proceso en yacimientos naturalmente fracturados se han realizado experimentos en laboratorios para determinar la factibilidad que pueda tener dicho proceso en este tipo de yacimientos. La instalación experimental se muestra esquemáticamente en la Fig. 2.9. Básicamente consiste de una calda con un núcleo saturado de aceite en un recipiente de presión vertical. Este recipiente, diseñado para trabajar a una presión 4 MPa (580 psi) tiene un diámetro interno de 27mm (1 pg.) y una longitud de 432 mm (17pg.).Para reducir las perdidas de calor del recipiente puede ser calentado localmente por ocho elementos de control independiente. Estos mantienen la pared del recipiente a una temperatura ligeramente inferior a la del material del núcleo adyacente. Los elementos de calentamiento se separan por 5 mm (0.2 pg.) de amplias aberturas.

Refrigeradores circulares de gas se montan alrededor de estas aberturas. Estos refrigeradores enfrían el gas nitrógeno directamente en la pared del recipiente para reducir la conductividad calorífica transportada en dirección longitudinal a través de la pared gruesa del recipiente.

Durante el experimento, el aire o nitrógeno es alimentado continuamente en la parte superior del recipiente de presión. El flujo pasa a través del espacio pequeño (1 mm.) entre la celda y la pared del recipiente. Finalmente, el aire y los fluidos producidos se dejan en el fondo del recipiente. El líquido y el gas son separados y

el gas se analiza por medio de un espectrómetro de masas. Las mediciones incluyen el consumo de oxígeno y la producción de CO₂.



**Figura 10: Instalación Experimental del Proceso de Combustión In situ
(Tomada de Artículo SPE 10723)**

La conclusión es que la combustión in situ en yacimientos naturalmente fracturados parece ser un proceso que puede tener algunos problemas al ser implementado en campo, ya que la principal problemática en el proceso pasa por las condiciones en las que se forma el frente de combustión, porque al parecer no son muy favorables para poder obtener una recuperación de aceite significativa. Sin embargo, en la actualidad se siguen realizando investigaciones para que el proceso sea más confiable en la recuperación de aceite de yacimientos naturalmente de fracturados⁴.

1.6 Ignición

En un proceso de combustión in situ la ignición es una parte fundamental, porque a partir de ella se inicia el proceso de combustión. Si la formación no permite la ignición o bien si la ignición no puede ser sostenida por un periodo extenso de tiempo el proyecto quizás no pueda ser exitoso. La ignición es generada por grandes cantidades de calor suficientes para elevar la temperatura de la formación alrededor del pozo de inyección a un valor superior a la temperatura en la que el crudo es quemado. Una vez que esta temperatura se alcanza en presencia de un oxidante, usualmente aire, se dice que la ignición se ha logrado. La temperatura de ignición va desde 250°F hasta 500°F. Diferentes técnicas se emplean para alcanzar la ignición. Estas técnicas pueden ser clasificadas como ignición espontanea y artificial².

1.6.1 Ignición Espontanea

El crudo se oxida cuando se expone al aire y comienza a libera calor. Si la liberación de calor es lo suficientemente rápida para superar las perdidas de calor, la ignición puede ocurrir de forma espontanea, sin la necesidad de emplear una fuente externa de calor. El tiempo requerido para elevar la temperatura de la formación dependerá de la reactividad del crudo y de la temperatura inicial del yacimiento. Los aceites que son mas reactivos a menudo generan grandes cantidades de calor y por lo tanto pueden calentar más rápidamente sus alrededores y reducir el tiempo requerido para lograr una auto ignición.

Una estimación del tiempo requerido (medido desde el inicio de la inyección de aire) para lograr la ignición espontanea se puede determinar a partir de la expresión modificada de Tadema y Weijdema (1979), la cual expresa que todo el calor de la reacción se consume en el calentamiento de la formación y las perdidas de calor a los alrededores son insignificantes.

$$t_{ign} = \frac{(2.04 \times 10^{-7}) (\rho C)^* T_o^2 \left[1 + 2T_o \frac{R}{E} \right] \exp\left(\frac{E}{RT_o}\right)}{A \phi S_o \rho_o \Delta H (P_{O_2})^n \left(\frac{E}{R}\right)} \quad (1.1)$$

donde:

t_{ign} : Tiempo de ignición, día

$(\rho C)^*$: Capacidad calorífica equivalente por volumen del medio poroso, $Btuft^3F^{-1}$

T_0 : Temperatura inicial del yacimiento, °R

R : Constante universal de los gases, (1.9869 Btu/ lbmol°R)

E : Energía de activación, Btu/lbmol

\emptyset : Porosidad, fracción

S_0 : Saturación de aceite, fracción

ρ_0 : Densidad de aceite, lb/ft³

ΔH : Calor de oxidación a baja temperatura del crudo, Btu/scf de oxígeno que reacciona

A : Factor pre exponencial de la reacción de oxidación a baja temperatura del aceite, $s^{-1}atm^{-n}$

P_{O_2} : Presión parcial del oxígeno, atm

n : orden de la reacción con respecto al oxígeno

De la expresión anterior es evidente que el tiempo necesario para conseguir la ignición disminuye a medida que la temperatura de yacimiento o la reactividad del crudo incrementan. El efecto del incremento de la presión parcial del oxígeno es también para reducir el tiempo de auto ignición.

1.6.2 Ignición Artificial

La ignición no se puede lograr en un tiempo razonable en yacimientos de baja temperatura o en yacimientos que contienen crudo con baja reactividad. La ignición en dichos yacimientos puede ser lograda a partir del calentamiento del aceite de la formación con el fin de llegar a la temperatura de ignición. Varias

técnicas de ignición artificial están disponibles para este propósito. Las técnicas son: calentadores eléctricos en el fondo del pozo, quemadores de gas en el fondo del pozo, calentadores catalíticos, inyección de fluido caliente y métodos químicos.

La cantidad de calor necesaria para iniciar la ignición depende de la velocidad de calentamiento y de la temperatura de ignición del crudo. A pesar de que estas consideraciones pueden variar de un campo a otro se pueden hacer estimaciones con correlaciones empíricas. Como una primera aproximación, la energía que debe ser suministrada para el aumento de la temperatura del espesor de la formación (Q/h) en una distancia “r” es dada por la siguiente expresión (Burner 1985):

$$\frac{Q}{h} = \pi[r^2 - r_w^2](\rho C)_r [T_{ign} - T_o] \quad (1.2)$$

donde:

r: Radio de calentamiento, ft

r_w: Radio del pozo, ft

(ρC)_r: Capacidad volumétrica de calor de la formación, Btuft³F⁻¹

T_o: Temperatura inicial del yacimiento, °F

T_{ign}: Temperatura de ignición, °F

1.7 Beneficios y Limitaciones del Proceso de Combustión In Situ

En comparación con otros procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos, la combustión in situ es un proceso altamente complejo. Esto dio lugar a una alta tasa de fracasos en proyectos en la década de los 60s y contribuyó a la idea errónea de que la combustión in situ es un proceso con problemas con poca probabilidad de éxito. Sin embargo la combustión in situ es un atractivo proceso de recuperación de aceite y capaz de recuperar un alto porcentaje de aceite, siempre y cuando el proceso este diseñado correctamente e implementado en el yacimiento adecuado².

1.7.1 Beneficios del Proceso de Combustión In Situ

La combustión in situ es proceso de recuperación de aceite único. Puede ser visto como un proceso de combinación. Abarca algunos aspectos de casi todos los métodos conocidos de recuperación de aceite. Estos incluyen, destilación de vapor, desplazamiento de vapor, flujo de CO₂, flujo de hidrocarburo miscible, desplazamiento de gas inmiscible (N₂) y flujo de agua (caliente y fría).

Después de la inyección de agua, la combustión in situ es quizás la más amplia aplicación de recuperación mejorada de petróleo. Los beneficios principales de la utilización de los procesos de combustión in situ son los siguientes:

- Térmicamente es el proceso de recuperación de aceite más eficiente.
- Se utiliza el aire menos costoso y el fluido con mejor disponibilidad como inyectante.
- La combustión in situ puede recuperar el aceite por una variedad de ajustes del yacimiento. El proceso ha demostrado ser económico en la recuperación de crudo pesado (10-20°API) de yacimientos poco profundos (menos de 1500 ft) y aceite ligero (mayor de 30°API) de yacimientos con profundidad de 11000 ft.
- Aunque la mayoría de los proyectos de combustión se aplican en yacimientos de crudo pesado, cada vez más se utiliza para recuperar aceite ligero de yacimientos profundos.
- Es un proceso ideal para la producción de aceite de formaciones finas. Económicamente los proyectos exitosos han sido implementados en cuerpos de arena que tienen un espesor que van 4-150 ft. El proceso, sin embargo, es más efectivo en cuerpos de arena que tengan un espesor que vayan de 10-50 ft.
- Los yacimientos sin homogeneidades tienen un efecto perjudicial menor sobre el proceso de combustión que en un proceso de inyección de vapor.
- La presión del yacimiento no tiene ningún efecto sobre el éxito técnico del proceso. El proceso ha sido exitosamente implementado en yacimientos que tiene una presión de vacío de 4500 psig.

Definiciones y Conceptos Básicos

- La permeabilidad de la formación tiene mínimo efecto sobre el proceso. El proceso ha sido implementado exitosamente en formaciones cuyos rangos de permeabilidad van de 5 md a 10000 md.
- La eficiencia de recuperación es mejor que otros procesos de recuperación de aceite (vea la tabla 1.1).
- El proceso puede ser implementado como un seguimiento a un proceso de inyección de agua y de vapor.
- El proceso puede ser aplicado en yacimientos donde la inyección de agua o la inyección de vapor no es efectiva

**Tabla 1.2: Eficiencia de Procesos de Recuperación Mejorada
(Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)**

Proceso	(A) Eficiencia de Desplazamiento del Proceso (%)	(B) Eficiencia de Barrido Areal (%)	(C) Eficiencia de Barrido Vertical (%)	(D) Eficiencia de Recuperación Compuesta (%)
Combustión In Situ	95	70	85	56
Inyección de Vapor	65	70	85	39
Inyección Cíclica de Vapor	---	---	---	20
Inyección de Micro emulsiones	90	70	80	50
Inyección de CO ₂	80	50	80	32
Inyección de Agua-NaOH	35	70	80	20

Nota: D= (A)*(B)*(C)

Eficiencia de Barrido Volumétrica= (B)*(C)

La tabla anterior fue realizada en base a las condiciones geológicas, termodinámicas y químicas en las que se generan cada uno los procesos, así como en los resultados que se pueden obtener bajo estas condiciones

1.7.2 Limitaciones del Proceso de Combustión In Situ

Como todos los otros métodos de recuperación de aceite, el proceso de combustión tiene su parte de limitaciones. Muchas de estas limitaciones pueden ser superadas por gastos considerables. Esto ha reducido su atractivo. Las siguientes son las características menos atractivas del proceso de combustión in situ:

- Aunque el aire es libre, debe ser comprimido y entregado a la formación. El poder requerido para comprimir el aire junto con los costos de mantenimiento del compresor son bastante altos que los costos totales para la liberación del aire en el yacimiento. En relación con la energía de una operación de inyección de vapor intensa, los costos para la combustión in situ son inferiores únicamente cuando la formación es menor de 40 pies de espesor. Para yacimientos con un espesor considerable, las pérdidas de calor durante un manejo de vapor son lo suficientemente bajas para permitir que el calor que se libera sea a un costo bajo.
- Los problemas operacionales asociados con la combustión son más problemáticos y requieren de un mayor grado de sofisticación técnica para resolverlos. En comparación con operaciones de inyección de vapor están libres de problemas.
- A diferencia de un diseño proceso de inyección de vapor, un proceso de combustión in situ debe ir precedido de investigaciones de laboratorio. Esto es necesario para determinar las características del crudo, disponibilidad de combustible y los requerimientos de aire. Por lo tanto, la planificación y diseño de un proyecto de combustión in situ es más costoso.
- El éxito y fracaso de un proceso de combustión implementado en yacimientos de similar y diferentes características evitan el desarrollo de guías para proyectar el proceso de combustión in situ en yacimientos.

- La complejidad de un proceso de combustión in situ dificulta el desarrollo de simuladores numéricos más sofisticados para la predicción completa del desempeño del proceso.

1.8 Mecanismos Involucrados en el Proceso de Combustión In Situ

En el proceso de combustión in situ se ven involucrados mecanismos que son muy importantes para que el proceso como tal se lleve a cabo de forma eficiente y exitosa. Los mecanismos presentes son el transporte de energía, transporte de materia y expansión térmica. Estos mecanismos serán descritos en esta sección⁵.

Antes de discutir los mecanismos presentes en el proceso de combustión in situ es importante definir el significado físico de las propiedades, cantidades y conceptos térmicos que están involucrados en dichos mecanismos.

- a) El **calor** es la cantidad de energía térmica en una masa definida a condiciones de P y T definidas. El calor contenido por un material, también conocido como su entalpía, es la cantidad de energía térmica en una masa dada de ese material, por encima de una temperatura y presión de referencia. La **entalpía** por unidad de masa del material (h), también conocida como entalpía específica, es igual a su energía interna por unidad de masa (e) más un término que toma en cuenta el flujo de energía, el cual es proporcional a la razón de la presión p a la densidad ρ :

$$h = e + \frac{p}{\rho J} - \left[e_r + \frac{p_r}{J\rho_r} \right] \quad (1.3)$$

donde J es el equivalente mecánico de calor y el subíndice r identifica cantidades evaluadas a las condiciones del estado de referencia. Ya que todas las formas de energía están referidas a un estado arbitrario, la condición de referencia generalmente se omite en una expresión de energía

- b) La **temperatura** (T) es una manifestación de la energía cinética promedio de las moléculas de un material, debido a la agitación térmica. La temperatura no es energía, sino más bien es una medida del contenido de energía térmica de un material.

- c) La **capacidad calorífica** presión constante (C), también conocida como calor específico a presión constante, es la cantidad de calor requerida para aumentarla temperatura de una unidad de masa del material en un grado de temperatura, mientras se mantiene a presión constante:

$$C = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p \quad (1.4)$$

La capacidad calorífica a volumen constante se define como:

$$C_v = \left(\frac{\partial e}{\partial T} \right)_v \quad (1.5)$$

- d) La **conductividad térmica** (λ) es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida por unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en ausencia de cualquier movimiento de fluido o partícula.

$$\lambda = \frac{\dot{q}}{\nabla T} \quad (1.6)$$

donde:

\dot{q} : Flujo de calor (por unidad de tiempo y unidad de área)

∇T : Gradiente de temperatura

- e) La **difusividad térmica** (α) se define como la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica:

$$\alpha = \frac{\lambda}{\rho C} \quad (1.7)$$

- f) El **calor latente de vaporización** (L_v) es la cantidad de calor necesario para cambiar una unidad másica de líquido a su vapor, sin cambio de temperatura, y es numéricamente igual al calor latente de condensación. Para mezclas, el calor latente de vaporización depende de la temperatura, de la presión y de la composición. Para monoccomponentes, L_v , depende únicamente de la temperatura o bien de la presión.

g) El **calor de reacción** (ΔH_r) es la cantidad de calor liberado absorbido durante una reacción química por unidad de masa del reactante. Por ejemplo, la reacción del oxígeno y el combustible durante la combustión libera calor.

h) La **energía potencial gravitacional** es la energía por unidad de masa originada por la posición de un elemento másico en el campo gravitacional terrestre por encima de un plano de referencia. Viene dada por:

$$\frac{gz^*}{Jg_c} \quad (1.8)$$

donde z es la distancia por encima de un plano de referencia escogido arbitrariamente, g es la constante de aceleración debido a la gravedad y g_c es un factor de conversión en la ley de movimiento de Newton.

i) La **energía cinética** es la energía de un elemento másico asociada con su movimiento. Con base en una unidad másica, comúnmente se aproxima mediante:

$$\frac{|u|^2}{Jg_c 2\phi^2} \quad (1.9)$$

donde $|u|$ es la magnitud del flujo volumétrico y ϕ es la porosidad.

1.8.1 Transferencia de Energía

Dentro del transporte de energía los mecanismos más importantes son los siguientes:

- **Conducción:** Es la transferencia de energía de las partículas más energéticas a las partículas menos energéticas de un sistema debido a la interacción entre las mismas. Por lo tanto se dice que la energía es transferida por conducción y que la rapidez de transferencia de energía por unidad de área es proporcional al gradiente normal de Temperatura:

$$u_{\lambda x} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \quad (1.10)$$

En donde $u_{\lambda x}$ es la tasa de transferencia de calor por conducción en la dirección positiva de la x por unidad de área de la sección transversal normal a la dirección x y $\partial T/\partial x$ es el gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor. A la constante λ se le llama la conductividad térmica del material, el signo menos muestra que la transferencia tiene lugar en dirección de una temperatura decreciente.

- **Convección:** Es el nombre comúnmente usado para describir el proceso por medio del cual se transfiere energía por un fluido en movimiento. Considérese un fluido caliente, fluyendo a una tasa volumétrica u , con dirección de flujo no específica. El flujo de calor convectivo asociado, cuya dirección es siempre paralela a la del flujo del fluido, usualmente se escribe así:

$$u_T = u\rho C (T - T_r) \quad (1.11)$$

Aquí la transferencia de calor está relacionada con la diferencia de la temperatura total entre la temperatura de la superficie del cuerpo (T) y la de referencia (T_r).

- **Radiación:** Es el proceso por el cual el calor es transferido por medio de ondas electromagnéticas. La transferencia de calor por radiación desde una superficie caliente, por unidad de área de la superficie, viene dada por la Ley de Stefan-Boltzmann

$$u_\lambda = \sigma \varepsilon (460 + T)^4 \quad (1.12)$$

donde σ es la constante de proporcionalidad y se le llama constante de Stefan Boltzmann con el valor de 1.713×10^{-9} Btu/ft²*°R⁴, T es la temperatura en grados Fahrenheit de la superficie y ε es la emisividad de la superficie. Las emisividades son adimensionales, son iguales o menores a 1, y dependen de la forma pronunciada de la superficie.

El objetivo principal de estos mecanismos es conocer la distribución de las temperaturas, que representan como varía la temperatura con la posición en el medio poroso, así como el flujo de calor en cualquier punto en el medio poroso y

la influencia que tienen dichos mecanismos sobre la formación. Estos parámetros se pueden conocer a partir de la ecuación de la conservación de la energía, la cual es representada de la siguiente forma⁶:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho U + \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{Np} \rho_j |\vec{u}|^2 \right) + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{Np} \rho_j \vec{u}_j \left[h_j + \frac{1}{2} |\vec{u}|^2 + g D_z \right] \right) - \vec{\nabla} \cdot (\lambda_{Tt} \vec{\nabla} T) - g D_z \vec{\nabla} \cdot (\sum_{j=1}^{Np} \rho_j \vec{u}_j) = 0 \quad (1.13)$$

donde:

u: Velocidad a la que se genera energía

T: Temperatura

λ_{Tt} : Conductividad Térmica total

ρ : Densidad del fluido

t: Tiempo

g: Gravedad

D_z : Distancia

h: Entalpia de la fase j por unidad de masa

U: Energía Interna

N_p : La fase que fluye mas la fase estacionaria

i: Componente

j: Fase

1.8.2 Transferencia de Materia

La transferencia de materia se refiere al transporte de masa asociado a un gradiente de concentración. Aunque el transporte de masa se refiere al transporte de especies químicas por difusión molecular.

La relación más sencilla entre el flujo de masa de un componente j y el gradiente de concentración $\nabla \rho_i$ fue propuesta por el alemán Fick en 1855 donde se supone que solo hay un gradiente de la especie i , y no hay gradiente de otras especies, ni de temperatura, ni de presión, ni campos de fuerza externos. A partir de estas suposiciones se define el coeficiente de difusión D_i , el cual depende del componente i , de la temperatura, de la presión (poco) y de las fase j . Al realizar un balance másico tomando en cuenta las anteriores suposiciones se llega a la siguiente ecuación⁶:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \sum_{j=1}^{N_p} \rho_j S_j + (1 - \phi) \rho_s) + \vec{\nabla} \cdot (\sum_{j=1}^{N_p} \rho_j \vec{v}_j) = 0 \quad (1.14)$$

donde:

ρ : Densidad del fluido

v : Velocidad de difusión

S : Saturación

t : Tiempo

ϕ : Porosidad

N_p : La fase que fluye mas la fase estacionaria

i : Componente

j : Fase

ρ_s : Densidad estándar del aceite

1.9 Parámetros Involucrados en el Proceso de Combustión In Situ

Durante el proceso de combustión in situ hay ciertos parámetros que son muy importantes tanto para la ejecución como para el diseño de este proceso, por lo tanto no se pueden dejar de mencionar porque a partir de ellos se puede determinar el éxito y la eficiencia de dicho método para la recuperación de hidrocarburos².

1.9.1 Contenido de Combustible

El contenido de combustible, C_m , es la masa de coque ó residuo rico en carbono que resulta del craqueo térmico y de la destilación del crudo residual próximo al frente de combustión. Se expresa en lb/pie³ y su valor varía en el rango de 1,5 a 3 lb/pie³. Depende de una variedad de factores relacionados a: las propiedades de los fluidos (viscosidad del aceite, gravedad específica, características de destilación, saturación de agua y saturación de gas), las propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad y contenido de mineral), la tasa de inyección de aire, la concentración de oxígeno, la temperatura y presión prevaleciente.

1.9.2 Requerimientos de Aire

Es el volumen de aire en PCN, requerido para quemar el combustible depositado en un pie³ de roca. Muchas veces se acostumbra expresar el requerimiento de aire en millones de pies cúbicos normales (MMPCN) por acre-pie de formación.

Desde el punto de vista económico es un factor importante, puesto que determina la relación aire/aceite, F_{ao} , la cual se define como el volumen de aire a ser inyectado en orden a desplazar una porción de aceite.

1.9.3 Velocidad del Frente de Combustión

Es la velocidad con la cuál viaja el frente de combustión en un determinado punto del yacimiento. Así, si el gasto de inyección de aire es i_a , PCN/día, entonces para

flujo radial a una distancia r_f del pozo inyector, la velocidad del frente de combustión, pie/día.

1.9.4 Calor de Combustión

Es el calor que se genera durante la combustión de una determinada cantidad de combustible. En general se expresa en BTU/lb de combustible consumido.

1.9.5 Cantidad de Agua Formada por la Combustión

En la reacción química de algún combustible con oxígeno se forma una cierta cantidad de agua, la cual se denomina agua producto de la combustión. En general se expresa en bls/PCN de gases producto de la combustión.

1.9.6 Gasto de Inyección de Aire

El gasto de inyección de aire i_a (PCN/día), es una variable difícil de determinar. Lo más adecuado es inyectar aire en el arreglo de prueba por unas dos semanas antes de la ignición, para determinar el gasto de inyección de aire y presión necesaria. Sin embargo, debe tenerse la precaución de que puede ocurrir ignición espontánea.

1.9.7 Radio de Extinción

El radio de extinción se define como la distancia radial (a partir del pozo de inyección) r_{ext} , pies, a la cual ya no es posible mantener la combustión. Esta distancia se relaciona al gasto mínimo de flujo de aire (necesaria para mantener la combustión).

1.9.8 Ignición Espontánea

Tal como su nombre lo indica, ocurre naturalmente cuando al aumentar la temperatura por efectos de la presión de inyección de aire, se inicia la combustión. El que ocurra ó no ignición espontánea depende principalmente del tipo de crudo, o sea, de su composición.

Un parámetro importante referente a la ignición espontánea, es el tiempo requerido para que esta ocurra.

1.9.9 Propiedades Involucradas en el Proceso de Combustión In Situ

Durante el proceso interactúan propiedades que son dependientes de alguna otra propiedad presente en el mismo proceso. En la tabla 1.3 se muestran estas propiedades, así como la dependencia de estas con otras propiedades.

Tabla 1.3: Propiedades Dependientes de Otras Propiedades

Propiedad		Propiedad	
Roca	Dependiente	Roca-Fluidos	Dependiente
Porosidad (ϕ)	Presión y Temperatura	Presión Capilar (P_c)	Saturación de Aceite, Presión y temperatura
Permeabilidad (k)	Presión y Temperatura	Permeabilidad Relativa (k_r)	Presión y Temperatura
Conductividad Térmica (λ)	Presión y Temperatura	Angulo de Contacto (θ)	Presión y Temperatura
Calor Especifico a Presión Constante (C_p)	Presión y Temperatura		
Calor especifico a Volumen Constante (C_v)	Volumen y Temperatura		

CAPITULO 2

ESTADO DEL ARTE

CAPITULO 2: ESTADO DEL ARTE

Durante décadas se han realizado estudios experimentales para determinar cual sería la factibilidad de implementar el proceso de combustión in situ en campos maduros, para poder lograr una excelente recuperación de hidrocarburos y así aumentar la producción de hidrocarburos. Aunque este proceso tiene varios años estudiándose conforme pasa el tiempo los resultados que se obtienen con la implementación de este proceso en laboratorio han servido para determinar sus beneficios y limitaciones que pueda tener cuando sea puesto en marcha en campo, en el caso de las limitaciones se han hecho investigaciones para poder aminorarlas. Algunas de las contribuciones hechas por diferentes investigadores de todo el mundo para mejorar el proceso de combustión in situ son referenciadas en la tabla 2.1^{7,8}:

Tabla 2.1: Estado del Arte del Proceso de Combustión In Situ

Año	Título	Autor	Descripción
2001	Un Modelo de la Red de Poros de Combustión In Situ en el Medio Poroso	Lu, Chuan: C. Yortsos, Yanis	Consideran una red de doble porosidad para modelar el efecto que tendrá esta red en el medio poroso. El modelo toma en cuenta el flujo y el transporte de la fase de gas en el espacio poroso por medio de la transferencia de calor por conducción en la fase sólida ⁹ .
2001	Aspectos de Ingeniería de Yacimientos para la Recuperación de Aceite Ligero por Inyección de Aire	Turta, A.T.: Singhal: A. K.	A partir de la miscibilidad del gas y de la ignición espontanea se podrá saber la mejores condiciones de yacimiento para la aplicación del proceso de combustión in situ ¹⁰ .
2002	LTO en la Inyección de Aire: Una técnica de IOR para Yacimientos de Aceite Ligero	Ren, S.R.: Greaves, M.: Bath, R. R.	Por medio de un modelo de reacción de LTO, el cual fue basado en datos experimentales obtenidos de un experimento de un reactor discontinuo, se investigo el consumo de oxígeno y la velocidad de reacción durante un proceso de LTO ¹¹ .
2002	Mejoramiento del Aceite a través de la Combustión In Situ	Castanier, L. M.: Brigham, W. E.	El estudio se realizo mediante un experimento cinético y un experimento de tubo de combustión para determinar cuales serían las mejores estrategias para mejorar el proceso de combustión in situ ¹² .
2003	THAI- Un Proceso de Combustión In Situ con Desplazamiento a Corta Distancia para la Recuperación y Mejoramiento de Aceite	Xia, T.X.: Greaves, M.: Turta, A. T.: Ayasse, C.	El proceso Thai crea condiciones únicas de operación en el yacimiento para mejorar la recuperación de aceite. En este proceso existe un mecanismo gravitacional que se genera inmediatamente después que el frente de combustión ¹³ .

Estado del Arte

2004	Uso de Nitrógeno, Oxígeno y Aire Enriquecido para Aumentar la Producción de Aceite Ligero y Pesado	I. Kuhlman, Myron	Se estudiaron las ventajas de combinar la inyección de aire enriquecido con oxígeno con la inyección de nitrógeno en yacimientos de aceite pesado y ligero ¹⁴ .
2004	Propagación en Estado Estacionario del Frente de Combustión In Situ con reacciones secuenciales	Akkutlu, Yucel: C. Yortsos, Yanis	Mediante un modelo analítico se analizó la interacción que tienen la oxidación a alta temperatura y la oxidación a baja temperatura ante la presencia de pérdidas de calor en el yacimiento y su influencia sobre la propagación del frente de combustión ¹⁵ .
2005	Mejora del Rendimiento del Proceso de Combustión In Situ con Aditivos de Sales Metálicas	Hen, B.: Chen, Q.: Castanier, L. M.: Kovsky, A.R.	A través de un estudio experimental que describe la combinación de corridas hechas con el tubo de combustión que evaluó el rendimiento de la combustión y las pruebas de temperatura de oxidación que midieron la cinética de la combustión. Además se propuso un intercambio de cationes entre las sales metálicas con arcilla como un mecanismo para crear lugares de activación que mejoraran las reacciones de combustión entre el aceite y el oxígeno ¹⁶ .
2005	Rendimiento de la Inyección de Aire en Aceites Ligeros: Sensibilidad de los Parámetros Críticos.	Adentuji, A.: Teigland, R.: Kleppe, J.	Se determinaron los parámetros que tienen mayor influencia durante la inyección de aire en yacimientos fracturados de baja permeabilidad que producen aceite ligero ¹⁷ .
2005	Modelo Analítico de la Zona de Combustión por medio de Experimentos del Tubo de Combustión con Oxígeno Enriquecido	R. Rodríguez, J.: D. Mamora, D.	Mediante seis corridas experimentales en el tubo de combustión se obtuvo un modelo analítico para poder determinar los perfiles de temperatura y calcular las temperaturas en la zona de combustión ¹⁸ .
2006	Investigación en Laboratorio del Efecto de la Inyección de un Solvente en la Combustión In Situ	Cristofari, J.: Castanier, L. M.: Kovsky, A.R.	Se realizó una investigación experimental para determinar la factibilidad de inyectar un solvente durante un proceso de combustión ¹⁹ .
2006	Proceso de Multiescala con Acoplamiento por Fracción de Adaptación Paso a Paso	Younis, R.: Gerritsen, M.	Los Autores propusieron una metodología para poder simular el proceso de combustión in situ paso a paso con respecto al tiempo ²⁰ .
2007	Estudio de factibilidad de la Combustión In Situ en un Yacimiento Carbonatado.	Vahidreza Mostafavi, S.: Kharrat, R.: Razzaghi, S.	Se analizó la factibilidad por medio de pruebas en el tubo de combustión con el objetivo de determinar la velocidad y la temperatura del frente de combustión cuando el proceso se realiza en un yacimiento carbonatado con fracturas ²¹ .
2007	Estudio de factibilidad de la Combustión In Situ en Yacimientos de Aceite Pesado Naturalmente Fracturados.	Tabasinejad, F.: Kharat R.	El estudio de factibilidad se realizó con un simulador de combustión in situ para tres fases y tres reacciones de oxidación para observar cuál es el comportamiento de las fracturas durante el proceso ⁴ .
2007	Estudio Cinético de la Combustión de Aceite en Roca Carbonatada.	Saraji, S.: Kharrat, R.: Razzaghi, S.	El estudio cinético se llevó a cabo para determinar la energía de activación y el factor pre-exponencial en yacimientos carbonatados además se determinó el efecto que tiene el oxígeno enriquecido, el tipo de roca y los grados API sobre las reacciones cinéticas ²² .

Estado del Arte

2007	Simulación Física del Proceso de Combustión In Situ en yacimientos de Aceite Pesado.	Wenlong, Guan: Shunhong, Wu	Se diseño una simulación física para determinar que factores influyen durante el proceso de combustión in situ ²³ .
2008	Análisis Mejorado de la Cinética del Proceso de Combustión In situ para la Recuperación de Aceite.	Cinar, M.: Castanier, L. M.: Kovscek, A.R.	El análisis fue hecho en dos partes, la primero parte se hizo por medio de un método isoconvensional con una muestra sintética y la segunda con un nucleó de yacimiento. Esto se realizo para determinar el comportamiento cinético en una muestra sintética y una natural ²⁴ .
2008	Impacto del Modelado del Comportamiento de Fase en la Ejecución del Proceso de Combustión In Situ.	R. Kristensen, M.: G. Gerritsen, M.: G. Thomsen, P.: H. Stenby, E.	Por medio de un proceso de composición reactiva se desarrollo una celda cinética virtual y un tubo de combustión virtual para analizar el comportamiento de fase durante el proceso de combustión in situ ²⁵ .
2009	Análisis Cinético Isoconvensional de la Combustión de Hidrocarburos Pesados.	Cinar, M.: Castanier, L. M.: Kovscek, A. R.	El análisis isoconvensional se llevo a cabo para estimar la energía de activación y las múltiples reacciones de oxidación. El método isoconvensional también es usado para reconocer las características de quema de diferentes aceites además de ayudar a identificar el fenómeno llamado "cool flames" ²⁶ .
2010	Formulario Analítico para Combustión In Situ.	A. Mailybaev, A.: Bruining, J.: Marchesin, D.	A partir de un modelo analítico se pudieron identificar dos regimenes de combustión, en los cuáles se consumen completamente el coque y el oxígeno ²⁷ .
2010	Una Investigación Experimental de Combustión In Situ en un Medio Heterogéneo.	Awoleke, O. G.: Castanier, L. M.: Kovscek, A. R.	La investigación experimental se realiza para determinar los efectos que tienen las diferentes escalas del medio poroso heterogéneo sobre el proceso de combustión in situ ²⁸ .
2010	Investigación Experimental sobre la Inyección de Aire en Aceites Ligeros.	K. Dubey, N.	En el experimento se uso aire comprimido, el cual fue inyectado a condiciones de presión y temperatura de yacimiento con la idea de obtener el consumo de oxígeno y la temperatura del frente de combustión para determinar si el proceso es factible o no ²⁹ .

Al realizar el estado del arte se observo que en algunas de las investigaciones que se han realizado en el siglo XXI con el objetivo de minimizar los problemas que se pueden originar durante el proceso de combustión in situ, se ha podido llegar a resultados favorables, pero en otras se encontraron problemas adicionales a los que ya se tenían.

La justificación de este trabajo es dar una visión mas clara de lo que realmente sucede cuando el proceso es estudiado en laboratorio, a partir de un estudio cinético y de combustión para poder determinar cuales serian las condiciones optimas a las que el proceso pudiera ser exitoso.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

CAPITULO 3: METODOLOGÍA DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

A todo proceso de recuperación de hidrocarburos se le deben de hacer diferentes pruebas de laboratorio antes de ser puesto en marcha en campo. Estas pruebas se basan en una metodología, la cual es propuesta para que el proceso tenga un gran éxito al ser aplicado en campo.

Para el estudio del proceso de combustión in situ se toman en cuenta dos principales experimentos, los cuales son: experimento del tubo cinético y el del tubo de combustión. Estos experimentos, se llevan a cabo sobre muestras de aceite, arenas, arcillas y en las mezclas que se dan al combinar estos componentes entre si. En la figura 11 se muestra el procedimiento de forma general de la metodología aplicada para un proceso de combustión in situ³⁰.

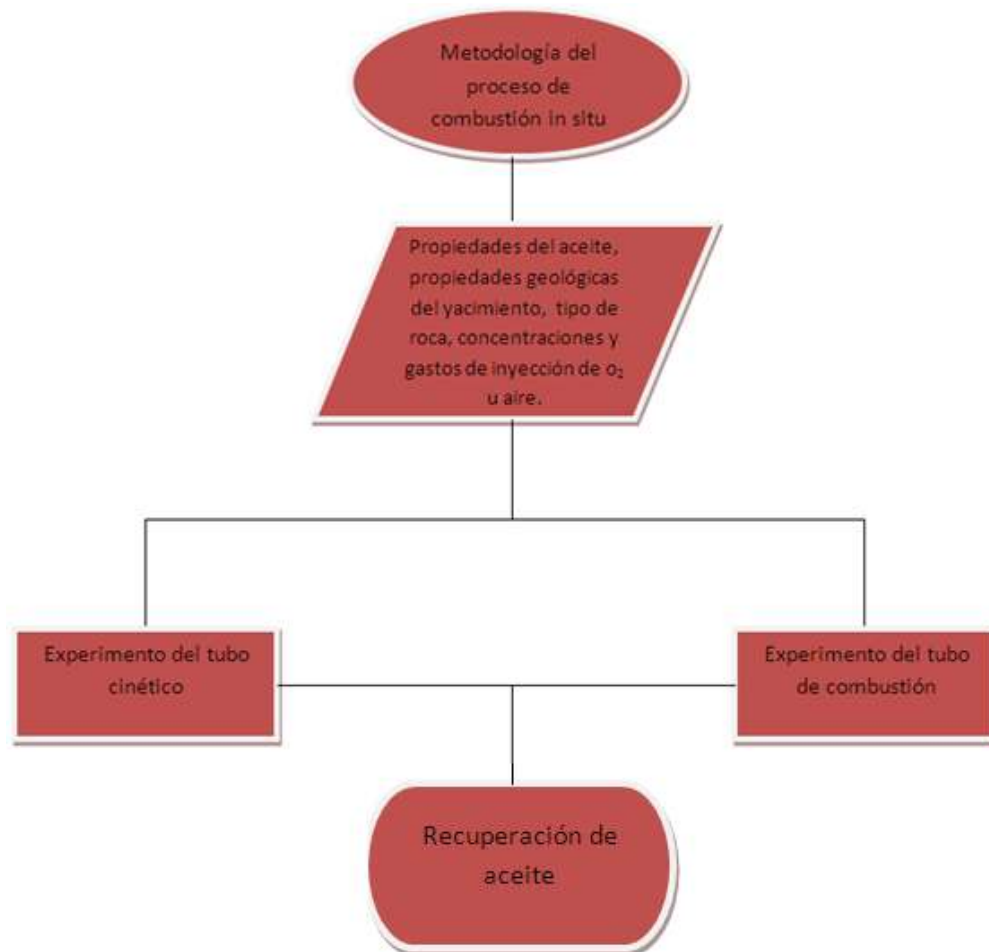


Figura 11: Metodología del Proceso de Combustión In Situ

3.1 Aparatos Comunes Para el Experimento del Tubo de Combustión y la Celda Cinética

Durante años se han realizado estudios previos para poder seleccionar los aparatos adecuados para llevar a cabo los experimentos de tubo de combustión y celda cinética. Estos aparatos con el paso de los años se han ido modificando para mejorar la precisión de las mediciones y facilitar la experimentación³⁰. Los principales aparatos para llevar a cabo el proceso de combustión in situ en laboratorio se muestran en la figura 12:

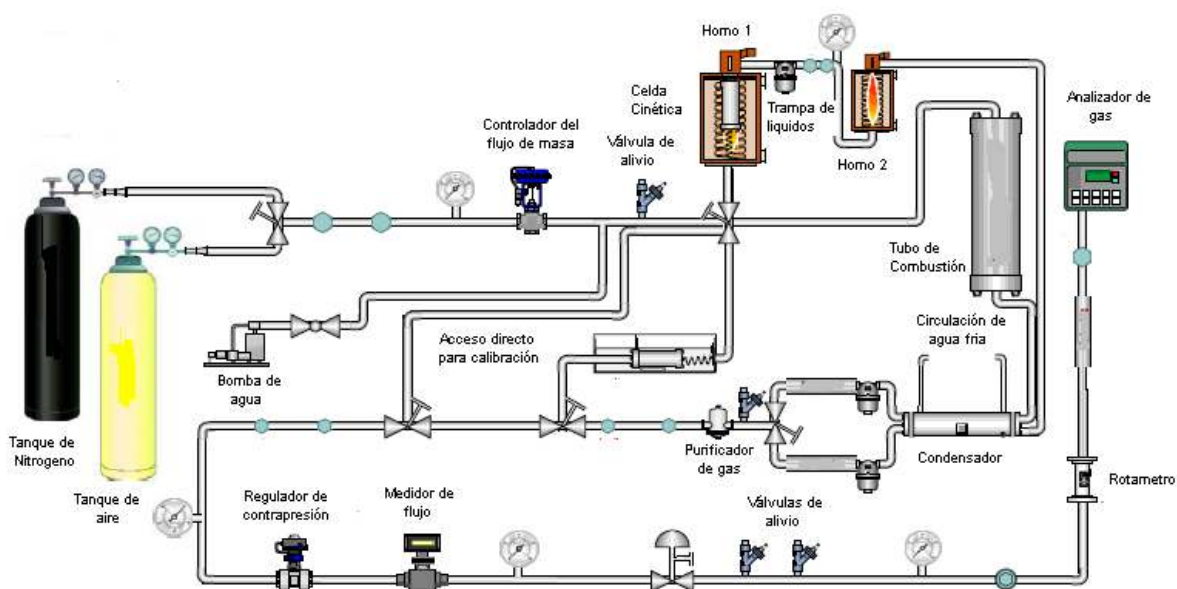


Figura 12: Equipo Experimental (Tomado de Artículo SPE 120995)

El tubo de combustión está hecho de acero inoxidable con un espesor de pared de 0.055 pulgadas. Tiene 3.28 pies de largo con un diámetro interior de 3 pulgadas (7.5 cm). Está lleno con una mezcla multifase de arena, aceite y agua como se detallará más adelante. El límite de la presión máxima del tubo de combustión es de 250 psi. Una bobina de encendido de 240 V, 1000 W rodea al tubo alrededor de 10 a 15 cm desde la parte superior del tubo. Antes de la ignición el tubo se pone verticalmente en una camisa aislante y el espacio anular entre el tubo y la pared de la camisa se llena con aislante vermiculita. Un controlador de flujo de masa se conecta corriente arriba del tubo para controlar el gasto de inyección de aire. En

la salida del tubo de combustión, el líquido se separa de los productos gaseosos y se analiza.

El gas que sale del separador se enfría por un condensador y deshumidificado usando drierita (sulfato de calcio anhidro). Un regulador de contrapresión eleva el sistema de contrapresión a 100 psig (690 kPa). Una parte del vapor efluente fluye a través de dos depuradores de ácidos conteniendo permanganato de potasio. Todos los otros efluentes se ventean. El efluente depurado entonces se dirige a un analizador de gas. Este es un analizador de gas compacto, que mide oxígeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y la concentración de metano. Las mediciones se hacen una vez por minuto. Los vapores de salida del analizador se ventean.

Un termopozo (3.2mm O.D., acero inoxidable) está situado en el centro del tubo y se extiende de arriba abajo. Durante el proceso de combustión in situ, un termocople que está en movimiento midiendo la temperatura como una función del tiempo y la distancia desde la parte superior. Un intervalo de medición de 1-5 cm es generalmente usado dependiendo del perfil de temperatura y de la velocidad del frente. El intervalo se elige de tal modo que un recorrido completo del tubo se produzca con un movimiento insignificante del frente de combustión.

La celda cinética es un cilindro de acero inoxidable de paredes gruesas que tiene 13.3 cm de largo y 4.82 cm (OD) en diámetro. El cilindro se sella por medio de cuchillas y juntas de cobre recocido. Las cuchillas de 0.76mm (0.030 pg.) se colocan en el extremo del cilindro y en las tapas de los extremos. El aire se inyecta desde la parte inferior de la celda. Antes de la inyección, el aire fluye a través de un tubing enroscado de 3.2 mm (1/8 pg) y es precalentado. En la parte superior de la celda el aire sale y la temperatura se mide. El límite máximo de presión de la celda cinética es de 1000 psi.

La celda cinética se empaca con una mezcla de aceite, agua y arena. Dos coples de acero inoxidable de paredes delgadas son puestas dentro de la celda cinética. El cople superior es de 7.1 cm de largo con un diámetro interno de 2.7

cm. Este cople se llena de una mezcla de aceite y arena. El cople inferior se llena con arena seca. Esto sirve como pre calentador y dispersa el aire de entrada para obtener un flujo de aire en una sola dimensión. Las copas se perforan en la parte inferior para permitir el flujo de aire²⁸.

3.2 Experimento de la Celda Cinética

En el experimento cinético se deben de seguir una serie de pasos que ayudan a que el experimento sea hecho de la mejor manera. Los pasos a seguir son los siguientes (Fig. 13):

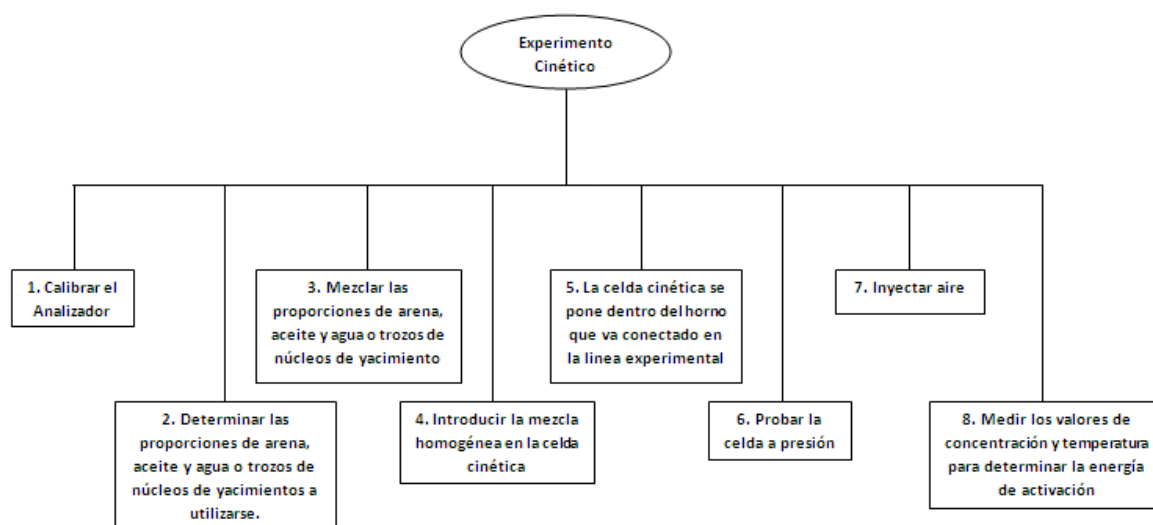


Figura 13: Procedimiento del Experimento de la Celda Cinética

1. El analizador de gas se calibra de acuerdo a las especificaciones de manufactura. Las concentraciones de oxígeno, metano y los óxidos de carbono en los efluentes de gases se miden una vez cada minuto y se registran en la computadora.
2. Las pruebas cinéticas se realizan en mezclas de arena, aceite y agua o en trozos de núcleos de yacimiento. Esta mezcla se utiliza para simular un medio poroso que produce aceite. La mezcla se hace en proporciones que van de 50g- 85g de arena o en su defecto para poder lograr un mejor entendimiento del proceso se utilizan trozos de núcleos de yacimientos carbonatados o arenosos, 2g-4g de agua y 2g-12g de aceite. El rango

para el contenido de aceite depende de los requerimientos de la saturación de aceite y de la reactividad del aceite. Aunque algo que no se puede dejar de lado es la importancia de la mineralogía de la matriz de los núcleos en dicho proceso, se dice esto porque una matriz de un carbonato comparándolo con una matriz de una arena favorece de mejor manera a la reacción de oxidación a baja temperatura y hay un consumo de oxígeno sin una generación significativa de CO_2 .

3. El aceite, agua y arena o trozos de núcleos se mezclan con una espátula hasta que una mezcla homogénea sea obtenida.
4. La mezcla se debe aplastar dentro del cople de la celda cinética. Después de llenar la celda, el tapón de la celda se aprieta.
5. La celda cinética se pone dentro del horno conectada a la línea experimental.
6. La celda debe de ser probada a presión inyectando nitrógeno a 100 psi.
7. Al ser activado el horno se inyecta aire a 0.5 litros por minuto estándar (SLPM) o 1.55 LPM dependiendo del experimento. En el momento de estar inyectando aire se va a generar una contrapresión, la cual depende de la presión suministrada a la celda.
8. Entonces el analizador de gas va midiendo la concentración del componente en el efluente de gas y los datos son registrados simultáneamente en una computadora. La temperatura es medida con un termocople que se encuentra en un termopozo. El termopozo termina en el centro de la celda. Por lo tanto, los valores de temperatura son leídos desde el centro de la celda²⁸.

A partir del experimento de la celda cinética se pueden obtener resultados favorables que ayudan a determinar la energía de activación la temperatura a la cual se puede originar tanto la oxidación a alta temperatura así como la oxidación a baja temperatura, aunque cada una de estas temperaturas se obtendrían analizando el consumo de oxígeno y la energía de activación que se puede lograr durante el proceso. En la figura 14 se muestra una grafica que relaciona el consumo de oxígeno con la temperatura.

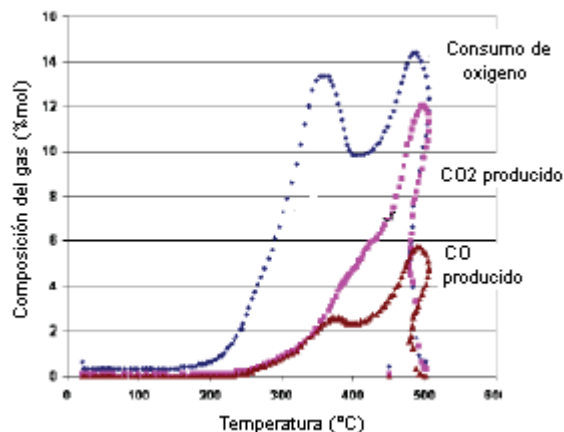


Figura 14: Perfil del efluente de gas (Tomada de artículo SPE 137608)

En la figura 14 se observa que la oxidación a baja temperatura ocurre a los 350 °C y la oxidación a alta temperatura ocurre a los 485°C. Esto es porque durante los 350°C hay una composición baja de CO y CO₂ producidos, después de alcanzar los 350 °C el consumo de oxígeno va disminuyendo y esto hace que la composición de los gases presentes no crezcan rápidamente, pero lo que realmente está ocurriendo es que la energía de activación va disminuyendo al llegar a la zona de oxidación a baja temperatura, lo cual va haciendo que el consumo de oxígeno vaya disminuyendo, aunque conforme va incrementando la temperatura los hidrocarburos más pesados se van quemando, por lo que nuevamente empieza a aumentar la energía de activación hasta que la temperatura llega a los 485 °C en donde se obtiene la composición máxima tanto de CO y CO₂ producidos. Por lo tanto el consumo de oxígeno está gobernado por la energía de activación, la composición del gas, la temperatura, la presión parcial del oxígeno (que aumenta con el aumento de la presión suministrada) y de los hidrocarburos que puedan estar situados en la mezcla, los cuales pueden reaccionar durante el proceso cinético²⁸.

Este comportamiento también puede ser analizado de forma analítica a partir de la ecuación de combustión, la cual es función de la concentración del combustible y

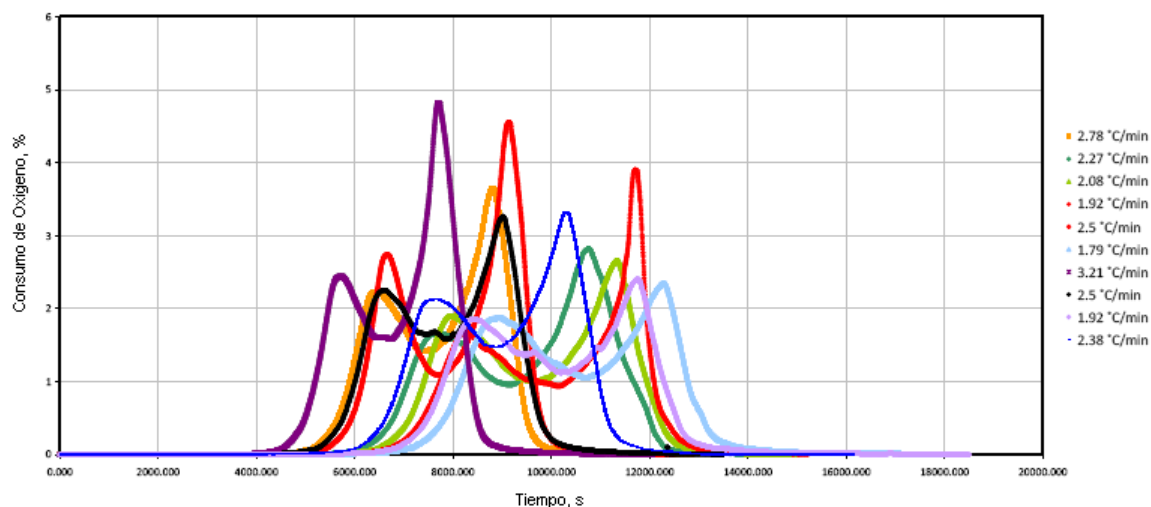
de la presión parcial del oxígeno. Asumiendo el comportamiento de Arrhenius para un gasto constante. El modelo analítico se define²⁶:

$$-\frac{dC_f}{dt} = Ae^{-E/RT}P_{o_2}^a C_f^b \quad (2.1)$$

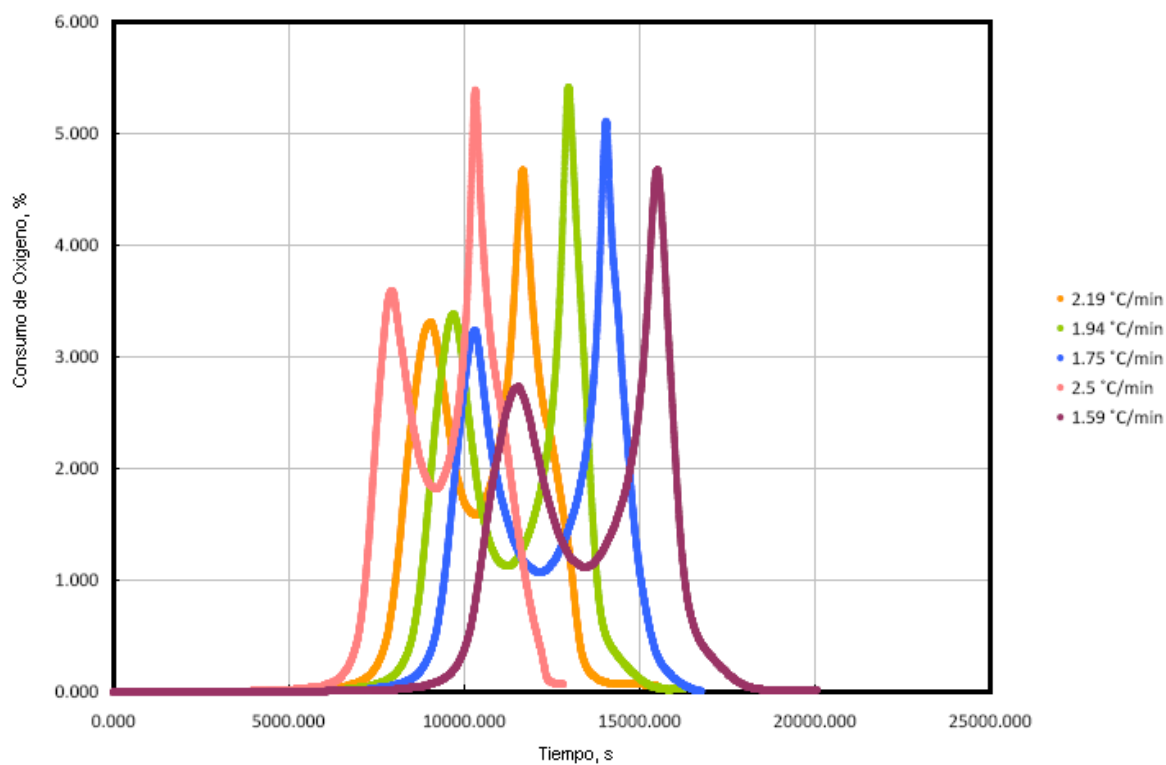
donde a y b representan exponentes para la presión parcial del oxígeno y del carbono. E es la energía de activación (J/mol), T es la temperatura absoluta (°K), R es la constante de los gases (J/mol-°K) y A es un factor pre-exponencial denominado constante de Arrhenius.

A partir del análisis de la ecuación 2.1 se puede hacer un análisis profundo para determinar cual es la energía de activación tanto en la LTO Y HTO, así como la temperatura a la que se da cada una de estas reacciones.

Al realizar un análisis a un aceite pesado y ligero se pudo observa que el consumo de oxígeno en un aceite ligero aumenta de una forma moderada, ya que un aceite ligero contiene hidrocarburos que tardan en reaccionar con el oxígeno, por lo que el consumo de oxígeno no aumenta de forma rápida con respecto al tiempo, sin embargo en un aceite pesado el consumo de oxígeno va aumentando de una forma mas rápida que en un aceite ligero, porque al estar presentes hidrocarburos pesados, el oxígeno reacciona de una forma mas rápida que en un aceite ligero, por esta razón el mayor consumo de oxígeno se da en menor tiempo que en un aceite ligero. El comportamiento de los dos aceites es mostrado en la Figura 15 para un aceite pesado y en la Figura16 para un aceite ligero.



**Figura 15: Consumo de Oxigeno VS Tiempo, Aceite de 10.5 °API
(Tomada de Artículo SPE 120995)**



**Figura 16: Consumo de Oxigeno VS Tiempo, Aceite de 20.9 °API
(Tomada de Artículo SPE 120995)**

En la actualidad existen otras técnicas para estimar parámetros cinéticos, una técnica es la rampa de oxidación a temperatura (RTO). Además hay otras

herramientas convencionales como son el calorímetro a gasto acelerado (ARC) y el análisis gravimétrico térmico (TGA). Estos métodos asumen un modelo de reacción para interpretar los datos experimentales.

3.3 Experimento del Tubo de Combustión

Así como en el experimento cinético hay pasos a seguir en el tubo de combustión también los hay. A continuación se describen dichos pasos (Figura 17):

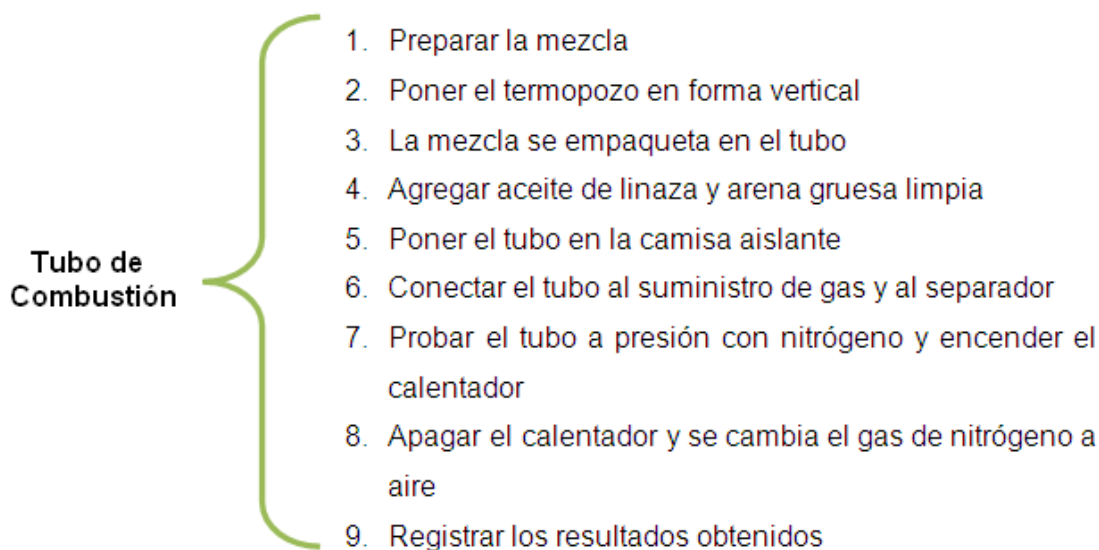


Figura 17: Procedimiento del Experimento del Tubo de Combustión

1. El material empaquetado para el tubo de combustión es preparado con las mismas proporciones y de la misma forma como es para la celda cinética excepto para grandes cantidades involucradas.
2. El termopozo se pone verticalmente en el centro del tubo antes del material empaquetado.
3. La mezcla se empaqueta en el tubo de combustión.
4. Cerca de 5 ml de aceite de linaza se agregan en la parte superior del paquete o mezcla., en el lugar del calentador, para mejorar la ignición. En la parte superior del paquete, cerca de 5 cm de arena gruesa limpia se agrega para ayudar a la distribución uniforme del gas inyectado. La parte inferior

también se empaqueta con otros 5 cm de arena gruesa para facilitar la producción.

5. Después el tubo es puesto en la camisa aislante y las líneas de flujo son conectadas.
6. La entrada del tubo se conecta a la línea del suministro de gas y la salida conectada al separador.
7. El tubo se prueba a presión por inyección de nitrógeno a 100 psi, aunado a esto se usa de agua y jabón para checar alguna fuga en la conexión. El nitrógeno se inyecta continuamente a 1 SLPM para establecer las trayectorias de flujo. El calentador es encendido al inicio de la inyección de nitrógeno.
8. Cuando la temperatura en la región de ignición ha alcanzado los 400°C., el calentador se apaga y el gas es cambiado de nitrógeno a aire.
9. En este momento, el registro de datos de los experimentos debe ser iniciado.

El termocople viaja dentro del termopozo que corre a través del centro del tubo. Un perfil de temperatura es obtenido por el movimiento del termocople arriba y abajo dentro del termopozo. Una temperatura pico se obtiene en la posición del frente de combustión. Los perfiles de temperatura son obtenidos en intervalos de 30-45 minutos, haciendo posible observar el movimiento del frente de combustión a lo largo del tubo. Los fluidos producidos se recogen en matraces cónicos en intervalos regulares²⁸.

Lo que se busca establecer con el experimento en el tubo de combustión es la identificación del frente de combustión, así como la propagación y la estabilidad del mismo, todo esto es posible realizando un análisis minucioso del experimento a partir de perfiles de temperatura.

Los perfiles de temperatura que se pueden obtener a lo largo del experimento son mostrados en las Fig. 18. Siempre y cuando los óxidos de carbono sean producidos, se va a poder formar un frente de combustión activo y en movimiento. Los picos de temperatura en cada perfil de temperatura implican que un frente de

combustión esta atravesando el medio. Un buen comportamiento de la propagación del frente de combustión, como se ilustra por los perfiles de temperatura en la figura 18, es típico de un exitoso experimento del tubo de combustión llevado a acabo en un medio poroso.

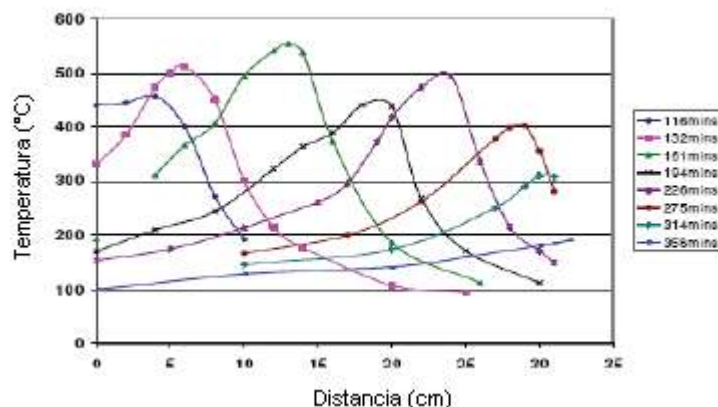


Figura 18: Perfiles de Temperatura, Mostrando la Propagación del Frente de Combustión (Tomada de Artículo SPE 137608)

Sin embargo, las variaciones de la composición del gas son directamente relativas al flujo de aire, es decir que cuando el gasto de aire es bajo, la cantidad de oxígeno consumido disminuye, al igual que la producción de óxidos de carbono. El comportamiento inverso es experimentado cuando el flujo de aire se incrementa²⁸.

Por lo tanto, la velocidad del frente de combustión es directamente proporcional al flujo de aire e inversamente proporcional a la concentración del combustible y a la relación aire-combustible, esto se cumple cuando las velocidades del frente de combustión son bajas debido a los efectos difusivos, pero cuando las velocidades del frente son altas dichas velocidades son función de las velocidades de inyección debido a los efectos dispersivos.

La estabilidad del frente de combustión depende del calor específico, la conductividad térmica que pueda tener la arena o los núcleos a los que se les realizara el experimento, así como de la permeabilidad que puedan tener estos para que el frente tenga una estabilidad y no se extinga, aunque si el experimento

se lleva a cabo en una roca con alta permeabilidad como por ejemplo una roca fracturada, en este caso el frente de combustión va empezar a carecer de oxígeno y se va a ir extinguiendo poco a poco. Sin embargo, también el frente de combustión se puede extinguir cuando el flujo de aire va disminuyendo debido a que las pérdidas de calor superan al gasto de calor generado. Por lo tanto, existe una relación entre el flujo de aire y la saturación de aceite la cual se puede obtener cuando el proceso de combustión in situ haya terminado.

En la Figura 19 se muestra que al momento de empezar a inyectar el aire por el pozo inyector la temperatura empieza a aumentar hasta llegar al pico máximo, a este pico se le llama temperatura del frente de combustión, al llegar a este pico empieza a disminuir la temperatura, pero por las condiciones de conductividad térmica, calor específico y permeabilidad que pueda tener la formación el frente va a ir avanza hasta llegar a la zona donde se encuentra el aceite entrampado, al llegar al aceite el frente le va a transmitir calor para que este aceite disminuya su viscosidad y aumente su gravedad específica y pueda fluir con mayor facilidad hacia la superficie. Además con todo esto se logra incrementar la saturación de aceite.

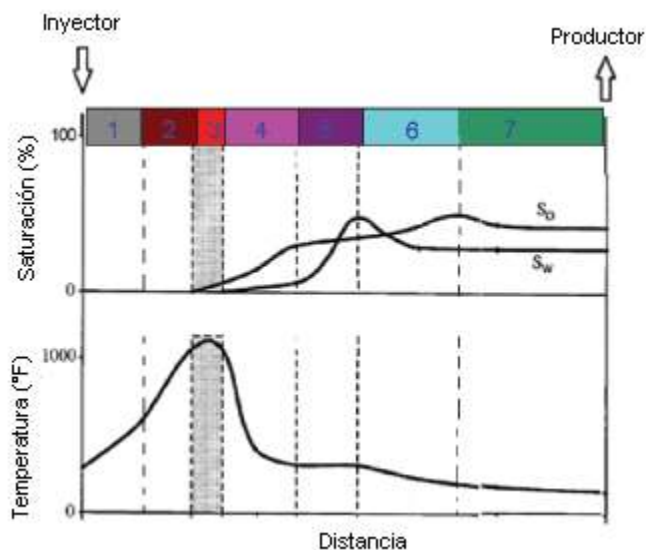


Figura 19: Perfil de Temperatura y Saturación
(Tomada de Artículo SPE 137608)

CAPITULO 4

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

CAPITULO 4: ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

En un proceso de recuperación mejorada se tiene una serie de variables involucradas las cuales son muy importantes para que se pueda lograr un diseño óptimo del proceso lo cual a su vez se vea reflejado en resultados económicos importantes y favorables para la industria petrolera. En este capítulo se va a dar a conocer cuales son las variables más importantes involucradas en el diseño del proceso de combustión in situ así como cual sería el impacto económico que esto tendría en la industria petrolera.

4.1 Diseño de un Proyecto de Combustión In Situ Convencional

.El procedimiento a seguir para el diseño de un proceso de combustión in situ en campo es el siguiente² (ver anexo 1):

- a. Determinar las variables m , n , Y y C_m del experimento en el laboratorio con el tubo de combustión.
- b. Calcular el aire total requerido (MMPCN) para la combustión, en base al volumen del patrón de pozos V_p , y a la eficiencia volumétrica de barrido E_v :
- c. Determinar el gasto de inyección de aire máximo, i_a y el tiempo requerido para alcanzar t_1 , en base a la máxima presión disponible para inyectar.
- d. Determinar el gasto de flujo de aire mínimo, u_{min} , por unidad de área seccional, requerido para mantener la combustión. Determinar también el radio de extinción. Si el límite de extinción es menor que la distancia del pozo inyector al pozo productor, se debe reducir el tamaño del arreglo o aumentar el gasto de inyección máximo, lo cual implica una mayor presión de inyección.
- e. Determinar el volumen de aceite producible por acre-pie de yacimiento $(\frac{Bl}{acre - pie})$.
- f. Determinar el volumen de agua producible $(\frac{Bl}{acre - pie})$, en base al agua inicialmente en el yacimiento y a la originada por la combustión.

- g. Determinar el gasto de producción de aceite y agua en base a los MMPCN de aire inyectado ($\frac{Bl}{MMPCN}$).

4.2 Casos Históricos de la Aplicación del Proceso de Combustión In Situ en Campos Petroleros

Los datos resultantes de la aplicación del proceso de combustión in situ en campo petroleros pueden ser muy importantes para el futuro de la economía de algunos países que son dependientes de la industria petrolera y también son muy útiles para saber si el proceso es económicamente factible en tiempo y forma, aunque esto podría variar dependiendo de la situación en la que se encuentre la industria petrolera en el momento que se aplique el proceso.

4.2.1 Campo Suplacu Barcau

El Campo Suplacu Barcau es un campo explotado por la compañía Petrom que contiene aceite pesado, el cual se encuentra situado en la parte noroeste de Rumania en la depresión Pannonian³¹. En la Tabla 4.1 se encuentran las condiciones iniciales del campo antes de iniciar su producción. El total de reservas probadas es de aproximadamente 130 millones de barriles.

Tabla 4.1 Condiciones Iniciales del Campo Suplacu Barcau
(Tomada de artículo SPE 100346)

Esesor Neto (m)	4-24
Presión inicial de yacimiento (bar)	4-22
Temperatura inicial de yacimiento (°C)	18
Porosidad (%)	32
Saturación inicial de aceite (%)	85
Permeabilidad absoluta (mD)	2000
Viscosidad dinámica del aceite (cp)	2000
Densidad de Aceite (Kg/m ³)	960
°API	16
Producción Inicial por Pozo (bl/día)	12.5-31.5

Inicio su producción en 1960 con gastos que iban desde los 12.5 bl/día a 31.5 bl/día aproximadamente por pozo, pero fueron disminuyendo rápidamente con el paso del tiempo hasta llegar a gastos de 0.6 bl/día por pozo, por tal razón en 1961

se hicieron pruebas de combustión in situ en algunos pozos del campo para ver si era satisfactorio poner en marcha un proyecto que involucrara a este mecanismo de recuperación, pero todo esto fue puesto en marcha hasta el año de 1970.

Hasta finales de 2005 casi 800 pozos tenían una producción total de aproximadamente 8202 bl/día de aceite. El aceite acumulado durante 35 años que se llevo a cabo el proceso era de aproximadamente 17.8 millones de toneladas que corresponde a un factor de recuperación de 44.8%, lo cual es equivalente a aproximadamente. 58, 240,000 barriles de aceite recuperados por medio de este proceso.

A finales de 2005 el precio del petróleo rondaba en 63.91 dólares por barril³², por lo tanto en este año la compañía Petrom tuvo ganancias económicas cercanas a los 524,189.82 dólares por día. En la tabla 4.2 se encuentran resumidos los resultados obtenidos con la implementación del proceso de combustión in situ

Tabla 4.2 Condiciones Resultantes del Proceso de Combustión In Situ
(Tomada de artículo SPE 100346)

Temperatura Máxima Alcanzada por Combustión In Situ (°C)	600
Producción Alcanzada por Combustión In Situ (bl/día)	8202
Producción recuperada (bl)	58,240,000
Factor de Recuperación (%)	44.8
Ganancia (dólares/día)	524,189.82

4.2.2 Campo West Hackbeny

El Campo West Hackbeny se encuentra localizado en el suroeste de Louisiana, en el cual se explota aceite ligero por parte de la compañía Amoco. Fue descubierto en el año de 1950 con las siguientes condiciones (Tabla 4.3)³³:

**Tabla 4.3: Condiciones Iniciales del Campo West Hackbeny
(Tomada de artículo SPE 38848)**

Porosidad (%)	28
Saturación Inicial de agua (%)	19
Permeabilidad (mD)	300
°API	30
Presión inicial de yacimiento (psi)	4100
Producción Inicial por Pozo(bl/día)	66-234
Densidad del Aceite (Kg/m ³)	874.4
Temperatura Inicial (°C)	174

Cabe mencionar que este proyecto fue dividido en dos yacimientos, por tal situación fueron nombrados como yacimiento A y B, en los cuales se probaron diferentes tipos de gases como fueron el oxígeno, gas natural, dióxido de carbono, nitrógeno y gases de combustión.

La inyección de aire comenzó en Julio de 1996 en el yacimiento A. En este yacimiento seis meses antes de la inyección de gas se tenía una producción de aceite de 234 bl/día, pero después de la inyección de aire los gastos de aceite aumentaron a 315 bl/día.

En el yacimiento B la inyección de aire comenzó en Diciembre de 1996. La producción de aceite en el yacimiento B incremento de 66 bl/día a 109 bl/día.

Para Mayo de 1997 la inyección de aire incremento la producción de aceite a 150 bl/día con un factor de recuperación del 60%, esta cifra fue la suma del aumento de la producción de los dos yacimientos y no es la producción total que se tenía en esta fecha. La producción total de aceite que se tuvo por los dos yacimientos en Mayo de 1997 fue de 450 bl/día.

En Mayo de 1997 el precio del barril oscilaba entre 19.47 dólares³⁴, por lo que la compañía Amoco tuvo ganancias cercanas a 8761.5 dólares por día únicamente por la explotación de estos dos yacimientos.

En la Tabla 4.4 se muestran los resultados que se obtuvieron con la implementación del proceso de combustión in situ.

Análisis Costo Beneficio del Proceso de Combustión In Situ

Tabla 4.4 Condiciones Resultantes del Proceso de Combustión In Situ
(Tomada de artículo SPE 38848)

Temperatura Máxima Alcanzada por Combustión In Situ (°C)	200
Producción Alcanzada por Combustión In Situ (bl/día)	450
Gasto de Inyección (MMPCD)	4
Factor de Recuperación (%)	60
Ganancia (dólares/día)	8761.5

4.2.3 Campo Balol

El Campo Balol es uno de los campos de aceite pesado de ONCG que esta localizado en el estado de Gujarat, India. Este campo fue descubierto en 1970 y puesto a producción en 1985 a través de pozos verticales³⁵. Las condiciones iniciales de este campo se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.4: Condiciones Iniciales del Campo Balol
(Tomada de Artículo SPE 126241)

Porosidad (%)	28 a 30
Permeabilidad (D)	8
Temperatura Inicial de Yacimiento (°C)	70
Presión Inicial de Yacimiento (Kg/cm ²)	105
°API	15
Viscosidad del Aceite (cp)	150 a 1000
Saturación de Aceite Inicial (%)	77

La implementación del proceso de combustión in situ húmeda normal fue hecha en dos fases: fase I y fase II. La fase I cubrió la parte sur del campo Balol, fue iniciada en Octubre de 1997 con la ignición artificial en un pozo. En cuatro pozos más se realizo una ignición artificial en Junio de 1999.

El proceso fue extendido para todo el resto del campo (Fase II) en Mayo de 2000 con el inicio de la ignición en un pozo. Algunos de los pozos productores fueron convertidos en pozos inyectoros (Fig. 20).

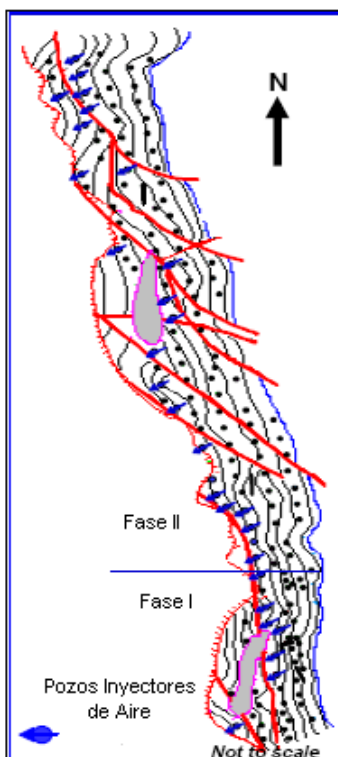


Figura 20: Localización del Campo Balol
(Tomada de Artículo SPE 126241)

En Octubre de 1997 se tenía una producción de $60 \text{ m}^3/\text{día}$ con un corte de agua de 80%. Con el inicio de la inyección de aire en la fase I, la producción de aceite incremento y se estabilizo en aproximadamente $260 \text{ m}^3/\text{día}$ reduciendo el corte de agua a 40%.

La producción de aceite durante la fase I vario casi linealmente con la inyección de aire. La recuperación de aceite en la fase I se acerca al 50%. Con la Inyección de 540 MMSm^3 de aire, la recuperación de aceite incremento en alrededor del 30% en diez años.

Al iniciar la fase II (Mayo de 2000) de la inyección de aire, la producción de aceite era de $150 \text{ m}^3/\text{día}$. Con el inicio de la combustión In situ, el corte de agua declino de 80% a 60% en 2004. El gasto de aceite incremento de $150 \text{ m}^3/\text{día}$ a $500 \text{ m}^3/\text{día}$.

En la fase II, el gasto de producción de aceite se incremento linealmente con el gasto de inyección de aire. Cerca de 960 MMSm³ han sido inyectados hasta el momento, rindiendo 0.63 MMm³ de aceite incremental.

Con el inicio del proceso de combustión in situ, la producción de aceite incremento de 350 m³/día en Octubre de 1997 a 700 m³/día en 2004. Con los nuevos pozos que se están perforando desde finales de 2010 se espera que para el 2012 se tenga una producción de 800 m³/día. Hasta inicios del 2010 cerca de 3.85 MMm³ habían sido explotados del Campo Balol.

4.3 Análisis Costo Beneficio del Proceso de Combustión In Situ en Campos Petroleros

El análisis costo beneficio es muy importante para determinar si se va a implantar o no un proceso de recuperación mejorada, por tal motivo en este subtema se hará un estudio detallado de cual sería el costo y el beneficio que se tendría al implementar el proceso de combustión in situ a un campo terrestre.

4.3.1 Proyección Económica

La proyección económica se aplicara en un campo terrestre productor de aceite hipotético. La información con la que se cuenta para realizar el estudio en este campo es la siguiente (Tabla 4.5):

Tabla 4.5: Propiedades del Fluido en el Campo Hielo

Temperatura del Yacimiento (°C)	92
Presión Inicial (Kg/cm ²)	220
Presión de Saturación (Kg/cm ²)	149
Presión Actual (Kg/cm ²)	215
Factor de Volumen de Aceite a Pb (m ³ /m ³)	1.25
RGA inicial (m ³ /m ³)	81
°API	18.3
Viscosidad de Aceite es Pb (cp)	7
Volumen Original de Aceite (MMBLS)	2607.7
Volumen Acumulado de Aceite (MMBLS)	265.6

Análisis Costo Beneficio del Proceso de Combustión In Situ

Para poder realizar el análisis costo beneficio se debe determinar en primer lugar el volumen de aceite residual (V_{or}) del Campo.

Para calcular el volumen de aceite residual se utilizara la ecuación 4.1³⁶:

$$V_{or} = (N - Np)B_o \quad (4.1)$$

Donde V_{or} es el volumen de aceite remanente, N es el volumen original de aceite, Np es el volumen acumulado de aceite y B_o es el factor de volumen de aceite.

$$V_{or} = (2607.7MMbls - 265.6MMbls) * 1.25 \frac{m^3}{m^3} = 2927.625 MMbls$$

Si se sabe que el proceso de combustión in situ puede llegar a recuperar entre el 10% y el 20% del volumen de aceite residual que puede contener un yacimiento. En este caso se utilizara un factor de recuperación de 5 y 10% para calcular el volumen de aceite que se podría recuperar:

$$V_{op} = V_{or} X Fr \quad (4.2)$$

$$\text{Para un Fr} = 5\%: \quad V_{op} = (2927.625 MMbls)(0.05) = 146.38125 MMbls$$

$$\text{Para un Fr} = 10\%: \quad V_{op} = (2927.625 MMbls)(0.10) = 292.7625 MMbls$$

Después de haber calculado el volumen de aceite recuperado por el proceso, a continuación se calculara cual seria el costo que se tendría al implementar dicho proceso. Si el costo por implementar el proceso va de 15 a 20 dólares por barril³⁵, por lo tanto el costo final que se tendría al implementar el proceso de combustión in situ en este campo de aceite llegaría a ser de aproximadamente:

$$\text{Costo} = V_{op} X \text{Costo por barril del proceso} \quad (4.3)$$

$$\text{Costo} = (146.38125 \times 10^6 \text{ bls})(20 \text{ dólares}) = 2927.625 \text{ millones de dólares}$$

$$\text{Costo} = (292.7625 \times 10^6 \text{ bls})(20 \text{ dólares}) = 5855.25 \text{ millones de dólares}$$

Análisis Costo Beneficio del Proceso de Combustión In Situ

Si el precio del petróleo actual es de 103.03 dólares por barril³⁷ la ganancia que se podría obtener al implementar este proceso en este campo sería de aproximadamente:

$$Ganancia = (V_{op} \times \text{Precio del barril actual}) - \text{Costo} \quad (4.4)$$

$$Ganancia = [(146.38125 \times 10^6 \text{ bls})(103.03 \text{ dólares})] - 2927625000 \text{ dólares}$$

$$Ganancia = 12154.035 \text{ millones de dólares}$$

$$Ganancia = [(292.7625 \times 10^6 \text{ bls})(103.03 \text{ dólares})] - 5855250000 \text{ dólares}$$

$$Ganancia = 24308.07 \text{ millones de dólares}$$

Y el beneficio que se tendría al aplicar este proceso en dicho campo oscilaría alrededor de:

$$Beneficio = \frac{V_{op}}{(\text{Costo por barril del proceso} \times \text{Precio del barril actual})} \quad (4.5)$$

$$Beneficio = \frac{146.38125 \times 10^6 \text{ bls}}{(20 \text{ dólares} \times 103.03 \text{ dólares})} = 71038.16849 \text{ bls/dólar}$$

$$Beneficio = \frac{292.7625 \times 10^6 \text{ bls}}{(20 \text{ dólares} \times 103.03 \text{ dólares})} = 142076.337 \text{ bls/dólar}$$

En la tabla 4.6 se resumen los resultados obtenidos de la proyección económica con el proceso de combustión in situ.

Tabla 4.6: Resultados Obtenidos con el Proceso de Combustión In Situ

	Fr = 5%	Fr = 10%
Volumen de Aceite Producido (MMbls)	146.38125	292.7625
Costo (Millones de Dólares)	2927.625	5855.25
Ganancia (Millones de Dólares)	12154.035	24308.07
Beneficio (bls/dólar)	71038.16849	142076.337

Al analizar la ganancia y el beneficio que se obtendría al poner en marcha un proyecto de combustión in situ en un campo petrolero, se ve claramente que dicho proyecto sería muy rentable económicamente para recuperar el aceite de este campo que todavía se encuentra atrapado.

Desafortunadamente no se cuenta con la información necesaria para realizar un análisis costo beneficio de una forma adecuada debido a que mucha de esta información es confidencial. Sin embargo, para poder realizar el análisis costo beneficio en este trabajo se recurrió a aplicaciones que se han llevado a cabo a nivel mundial en las cuales se dan a conocer algunos costos del proceso.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El proceso de combustión es un proceso que puede ser muy rentable para la recuperación de aceite cuando el precio del petróleo se mantenga en un nivel medio o alto.
- Para estudiar el proceso de combustión se necesita contar con conocimientos adicionales a los que se tiene en la industria petrolera como son los de transferencia de calor y de algunos otros más.
- Los experimentos realizados en laboratorio son de gran utilidad para poder determinar las propiedades resultantes de la combustión y de la reacción del hidrocarburo con el aire. Además de dar una idea de como se comportaría el proceso cuando este sea aplicado en campo.
- Durante el análisis experimental es muy importante identificar cuales son los parámetros que pueden influir en el éxito de dicho proceso.
- Dentro del proceso se debe de identificar de forma adecuada cual es la LTO y HTO, ya que estos dos rangos de temperatura pueden afectar las características del frente de combustión.
- Aunque se han hecho varias investigaciones por todo el mundo de este proceso no se ha podido afianzar como un proceso confiable por los problemas que se pueden tener al ser implementado en laboratorio o en campo.
- Si no se hace de forma adecuada el análisis de los parámetros involucrados en el proceso es posible que dicho proceso no tenga el éxito esperado.
- Si el proceso no se lleva a cabo de la mejor manera es posible que se puedan perder grandes cantidades de dinero.

Recomendaciones

- El proceso debería de ser también estudiado en yacimientos de aceite ligero, puesto que se ha visto que el proceso puede ser también exitoso en dichos yacimientos
- En México se le debería de dar más importancia a los proyectos de recuperación mejorada, ya que de estos proyectos puede depender el futuro de la industria petrolera mexicana.
- La combustión in situ podría ser de gran utilidad para mejorar la producción de aceite en Chicontepec, así como de otras cuencas que producen aceite pesado.
- Hacer un estudio minucioso en laboratorio y en campo del comportamiento del proceso en yacimientos naturalmente fracturados, ya que de estos yacimientos proviene la mayor parte de la producción de aceite de México y a lo mejor en un futuro se tendría que recurrir a este método.

ANEXO

ANEXO

Formulación de Parámetros Para el Diseño de un Proceso de Combustión In Situ

1.- Contenido de Combustible

$$\begin{aligned} \text{Moles totales producidos} &= \text{Moles} + \text{Moles} + \text{Moles} + \text{Moles} & (A.1) \\ \text{Por mol de combustible} & \quad \text{de CO}_2 \quad \text{de CO} \quad \text{de N}_2 \quad \text{de O}_2 \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores de: $\left(\frac{m}{m+1}\right)$, $\left(\frac{1}{m+1}\right)$, $\left(\frac{79}{21}\right)\frac{1}{Y}\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)$, $\left(\frac{1-Y}{Y}\right)\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)$, para los moles de CO₂, CO, N₂ y O₂ respectivamente, se

obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Moles totales producidos} &= 1 + \left(\frac{4,761-Y}{Y}\right)\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right) & (A.2) \\ & \text{por mol de combustible} \end{aligned}$$

Entonces, el porcentaje de O₂ con respecto a los moles del gas producido es:

$$\%O_2 = \frac{100xMolO_2}{MolTotales} = \frac{\left(\frac{1-Y}{Y}\right)\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)}{1 + \left(\frac{4,76-Y}{Y}\right)\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)} x100 \quad (A.3)$$

Entonces, la fracción del oxígeno utilizado Y, viene dada por:

$$Y = \frac{100 - 4,761x\%O_2}{100 - \%O_2 - \frac{\%O_2}{R}} \quad (A.4)$$

donde, $R = \left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)$

y el porcentaje en exceso de aire será:

$$\% \text{ exceso de aire} = \frac{1-Y}{Y} x100 \quad (A.5)$$

c.- Número de átomos de hidrógeno a átomos de carbono (n).

El porcentaje de CO₂ con respecto a los moles del gas producido es:

$$\%CO_2 = \frac{\left(\frac{m}{m+1}\right)}{1 + \left(\frac{4,761 - Y}{Y}\right)\left(\frac{2m+1}{2m+2} + \frac{n}{4}\right)} \times 100 \quad (A.6)$$

donde, al sustituir, m y Y, se obtiene:

$$n = \frac{106,3 + 2x\%CO - 5,06x(\%O_2 + \%CO + \%CO_2)}{\%CO_2 + \%CO} \quad (A.7)$$

una vez determinadas las variables m, n y Y, una expresión para el contenido de combustible, C_m ($\frac{lb}{pie^3}$), puede obtenerse como sigue:

- Sea W_c, las lb de carbono por pie³ de gas producido, luego:

$$W_c = \frac{12}{379 \times 100} (\%CO_2 + \%CO) \quad (A.8)$$

- Sea W_H, las lb de hidrógeno/pie³ normal de gas producido, luego:

$$W_H = \frac{2}{379 \times 100} \times 2x\left(\frac{21}{79}\%N_2 - \%O_2 - \%CO_2 - \frac{1}{2}\%CO\right) \quad (A.9)$$

Entonces, el peso total de combustible (lb de combustible/pie³ normal del gas producido) será:

$$W = W_c + W_H \quad (A.10)$$

Dado que el volumen de gas producido en el experimento, V_g (pie³ normales de gas) es conocido, entonces el peso del combustible quemado (lb de combustible) será:

$$W_F = V_g \times (W_c + W_H) \quad (A.11)$$

Luego, el contenido de combustible viene dado por:

$$C_m = \frac{V_g \times (W_c + W_H)}{(VolumenTotaldeFormaciónQuemada)} \quad (A.12) \quad \text{ó,}$$

$$C_m = \frac{4V_g}{379 \times 100 V_b} \left(\frac{21}{79}\%N_2 - \%O_2 + 2\%CO_2 + \frac{5}{2}\%CO\right) \quad (A.13)$$

donde, V_b es el volumen de la arena empacada en el tubo de combustión, pie³.

2.- Requerimientos de Aire

El requerimiento de aire, a , en PCN/pie³ de roca, se obtiene a partir de los datos del análisis seco y viene dado por:

$$a = \frac{379}{21Y} \times \frac{100C_m}{(12+n)} R = C_m F_{aF} \quad (\text{A.14})$$

donde, F_{aF} es la relación aire inyectado/combustible en PCN/lb de combustible.

Entonces, la relación aire inyectado/aceite desplazado viene dada por:

$$F_{ao} = \frac{(5,615)a}{(S_{oi} - S_r)\phi_R} \quad (\text{A.15})$$

donde, S_{oi} es la saturación inicial de aceite, fracción, ϕ_R es la porosidad de la formación, fracción, y S_r es la saturación de aceite consumida como combustible, fracción, dada por:

$$S_r = \frac{C_m}{\rho_f \phi} \quad (\text{A.16})$$

siendo ρ_f la densidad del combustible en lb/pie³.

3.- Velocidad del Frente de Combustión

La velocidad del frente de combustión, pie/día, viene dada por:

$$V_f = \frac{dr_f}{dt} = \frac{U}{r_f} \quad (\text{A.17})$$

$$\text{siendo, } U = \frac{i_a}{2\pi h a} \quad (\text{A.18})$$

donde, t es el tiempo en días, h es el espesor de la formación en pies.

De la ecuación (5.26), se puede escribir:

$$r_f^2 = 2Ut \quad (\text{A.19})$$

la cual puede ser usada para calcular la posición del frente de combustión a cualquier tiempo t .

La ecuación (5.26) puede escribirse de la forma:

$$V_f = \frac{u_a}{a} \quad (\text{A.20})$$

donde, u_a es el flujo local de aire. PCN/pie²xdía, dado por:

$$u_a = \frac{i_a}{2\pi r_f h} \quad (\text{A.21})$$

Así, si se quiere tener una velocidad del frente de combustión constante, el flujo local de aire u_a , tiene que irse aumentando en función del tiempo, o sea, en función de la posición del frente.

4.- Calor de Combustión

En general se expresa en BTU/lb de combustible consumido y se determina mediante:

$$\Delta H = \frac{174.000m}{(m+1)(n+12)} + \frac{52.500}{(m+1)(n+12)} + \frac{61.500n}{(n+12)} \quad (\text{A.22})$$

Donde, el primer término del lado derecho representa el calor de combustión del carbono a dióxido de carbono, el segundo término representa el calor de combustión del carbono a monóxido de carbono, y el tercer término representa el calor de combustión del hidrógeno a vapor de agua.

5.- Cantidad de Agua Formada por la Combustión

En la reacción química de algún combustible con oxígeno se forma una cierta cantidad de agua, la cual se denomina agua producto de la combustión. En general se expresa en bls/PCN de gases producto de la combustión, y se determina por:

$$V_w = \frac{36}{379 \times 350 \times 100} \left(\frac{21}{79} \%N_2 - \%O_2 - \%CO_2 - \frac{1}{2} \%CO \right) \quad (\text{A.23})$$

en base a los resultados del análisis seco.

6.- Ignición

Un parámetro importante referente a la ignición espontánea, es el tiempo requerido para que esta ocurra. De acuerdo a Tadema y Weijdema, el tiempo de ignición espontáneo puede ser calculado por medio de la siguiente ecuación:

$$t_i = \frac{MT^2 \left(1 + \frac{R}{T}\right) \frac{B}{T}}{\phi S_o \rho_o H_R A_o p_x^n B} x e^{\frac{B}{T}} \quad (\text{A.24})$$

donde:

t_i : tiempo de ignición, días

T_R : temperatura original del yacimiento, °R

M : capacidad calorífica de la formación, $\frac{BTU}{pie^3 - F}$.

ϕ : porosidad de la formación fracción

ρ_o : densidad del petróleo, $\frac{lb}{pie^3}$.

S_o : saturación de petróleo, fracción

H_R : calor de oxidación del petróleo, BTU/lb de O₂

p_x : presión parcial del oxígeno, lpc ($p_x = 0,209 p$ donde p es la presión de inyección del vapor en lpc)

A_o : constante, $lpc^{-n}d^{-1}$.

B : constante, °R

n : exponente de la presión, adimensional

Las constantes A_o , B y n se determinan por la medición de las tasas de oxidación de diferentes mezclas de crudos a diferentes presiones y temperaturas. La tasa de oxidación K (lb de oxígeno/lb de petróleo-día) se relaciona a la presión parcial del oxígeno p_x , y a la temperatura original del yacimiento T_R^* por medio de la siguiente ecuación del tipo Arrhenius:

$$K = A_o p_x^n e^{\frac{-B}{T}} \quad (\text{A.25})$$

7.- Gasto de Inyección de Aire

En ausencia de datos de campo, la tasa de inyección de aire se puede estimar mediante la siguiente ecuación:

$$P_i = P_w^2 + \frac{i_a \mu_a T_R}{0,703 k_g h} x \left(\ln \frac{d^2}{r_w V_b t_1} - 1,238 \right) \quad (\text{A.26})$$

donde:

P_i : presión del pozo de inyección, lpcá

P_w : presión del pozo de producción, lpcá

μ_a : viscosidad del aire, cps

k_g : permeabilidad efectiva al aire, md

r_w : radio de los pozos, pies

d : distancia del pozo inyector al pozo productor, pies

V_b : velocidad del frente de combustión, pie/día

T_R : temperatura del yacimiento, °R

h : espesor de la formación, pies

i_a : tasa de inyección de aire máxima, PCN/día

t_1 : tiempo requerido para alcanzar la tasa de inyección de aire máxima, días.

El valor t_1 se puede estimar mediante la siguiente relación:

$$t_1 = \frac{i_a}{2\pi h V_b^2 a} \quad (\text{A.27})$$

donde, a es el requerimiento de aire en $\frac{\text{PCN}}{\text{pie}^3 \text{roca}}$.

Sustituyendo t_1 de la ecuación (5.3) en la ecuación (5.2), se obtiene una ecuación con i_a como única incógnita, la cual requiere resolverse iterativamente.

Frecuentemente, la tasa de inyección de aire es estimada (si datos previos son disponibles) por medio de una relación del tipo:

$$i_a = G(P_i^2 - P_w^2) \quad (\text{A.28})$$

donde, G es una función de las propiedades del aire y de las rocas y de la geometría del yacimiento.

8.- Radio de Extinción

El radio de extinción se define como la distancia radial (a partir del pozo de inyección) r_{ext} , pies, a la cual ya no es posible mantener la combustión. Esta distancia se relaciona al gasto mínimo de flujo de aire (necesaria para mantener la combustión) u_{min} , $\frac{PCN}{d - pie^2}$, y al gasto de inyección de aire i_a , $\frac{PCN}{d}$, mediante la siguiente ecuación:

$$u_{min} = \frac{i_a}{2\pi r_{ext} h} \quad (A.29)$$

Selig y Couch, presentan una correlación gráfica para estimar el radio de extinción del frente de combustión radial (conectivo-convectivo). Este gráfico se presenta en la Figura A.1 con algunas modificaciones, y correlaciona las siguientes variables:

$$\frac{U}{2\alpha v} = \frac{M}{c_a \rho_a a} v_S \frac{v h}{2r_{ext}} = \frac{c_a \rho_a h u_{min}}{4k_h} \quad (A.30)$$

para valores de 0,5 y 0,7 de la temperatura adimensional, $\frac{T_c - T_R}{T_a - T_R}$

donde:

T_c : temperatura de ignición, F

T_R : temperatura original del yacimiento, F

$T_a - T_R$, es el incremento adiabático de temperatura, F y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$T_a - T_R = \frac{C_m \Delta H}{M} \quad (\text{A.31})$$

donde:

ΔH : calor de combustión, $\frac{BTU}{lb}$

C_m : contenido de combustible, lb/pie³ de roca.

M : capacidad calorífica de la formación, $\frac{BTU}{pie^3 - F}$

y:

$$v = \frac{c_a \rho_a i_a}{4\pi K_h h} \quad (\text{A.32})$$

donde:

c_a : calor específico del gas (aire) inyectado, medido a condiciones

normales, $\frac{BTU}{lb - F}$.

ρ_a : densidad del gas (aire) inyectado, medido a condiciones normales,
lb/pie³.

i_a : gasto de inyección de gas (aire), PCN/día.

K_h : conductividad térmica de las formaciones adyacentes, $\frac{BTU}{d - pie - F}$

h : espesor de la formación, pies.

La temperatura de ignición T_c , se estima igual a 600 F en la mayoría de los casos, debido a que la combustión del hidrógeno comienza alrededor de los 400 F, mientras que la del carbono se completa alrededor de los 700 F.

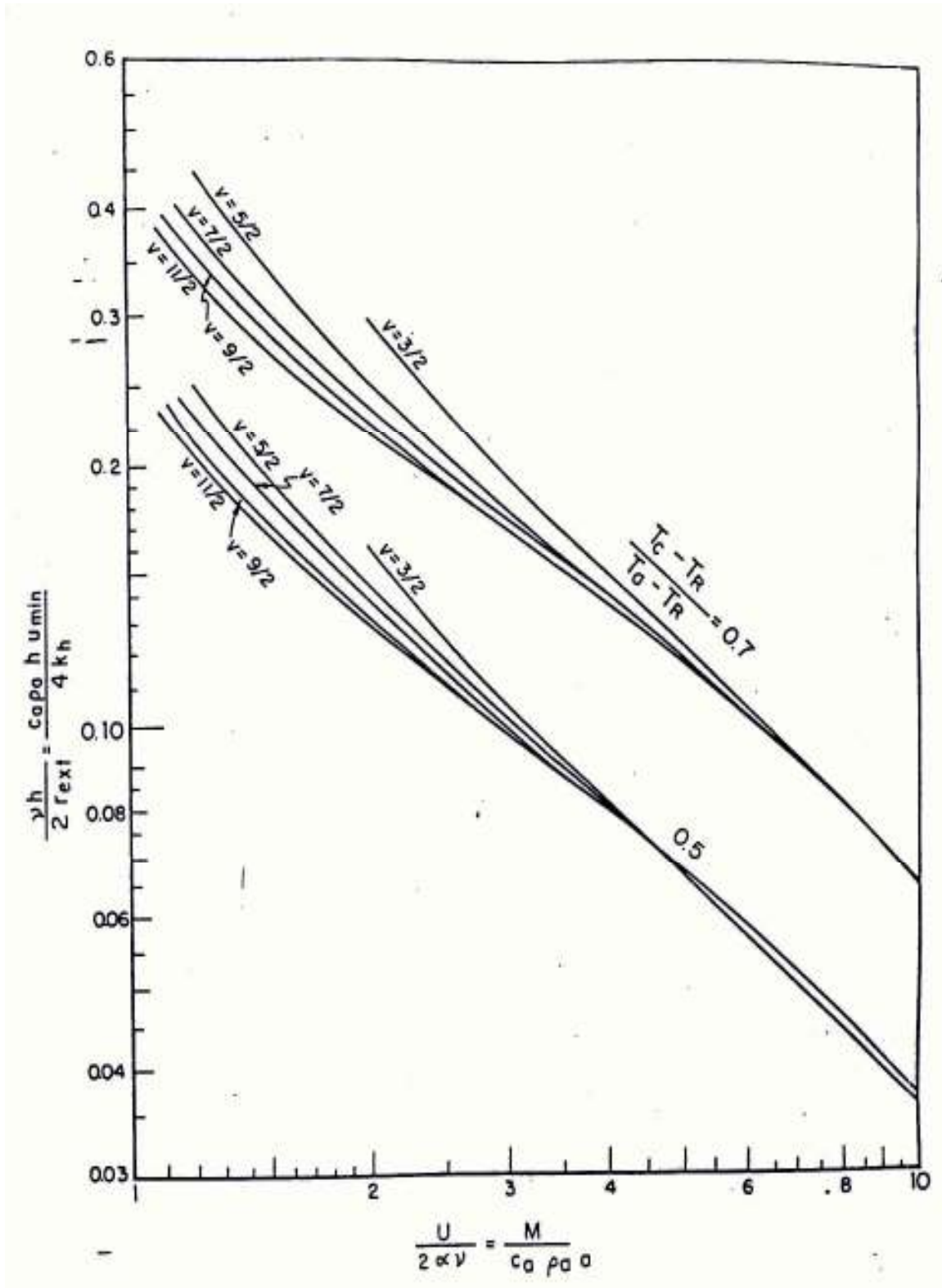


Figura A.1 – Correlación gráfica de Selig y Couch para determinar el radio de extinción

(Sarathi S. Parta, In situ Combustión Handbook, 1999)

9.- Eficiencia Volumétrica

La eficiencia volumétrica, definida como el producto de la eficiencia areal por la eficiencia vertical:

$$E_v = E_A \times E_1 \quad (A.33)$$

ha sido reportada en el rango de 30% a 100%.

10.- Volumen de Aceite Producible

$$Np = 7758 \left[\left(\frac{\phi S_{oi} E_v}{B_{oi}} - \frac{C_m F}{\rho_f} \right) + (1 - E_v)(0,40) \frac{\phi S_{oi}}{B_{oi}} \right] \quad (A.34)$$

donde:

ϕ : porosidad de la formación, fracción

ρ_f : densidad del combustible quemado (coque), $\frac{lb}{pie^3}$.

S_{oi} : saturación inicial de aceite, fracción

B_{oi} : factor volumétrico del aceite , BY/BN

C_m : contenido de combustible, $\frac{lb}{pie^3}$.

F : factor de corrección, adimensional

El factor de corrección F , está dado por:

$$F = \frac{(1 - \phi)}{(1 - \phi_p)} \quad (A.35)$$

donde, ϕ_p es la porosidad del empaque de arena en el tubo de combustión, fracción.

11.- Volumen de Agua Producible

$$W_p = 7758 \left(\frac{\phi S_{wi} E_v}{B_{wi}} + \frac{C_m V_w F}{\rho_w} \right) \quad (\text{A.36})$$

donde:

V_w : volumen de agua formada por la combustión, $\frac{Bl}{PCN}$.

ρ_w : densidad del agua, $\frac{lb}{pie^3}$

B_{wi} : factor volumétrico del agua, $\frac{BY}{BN}$.

S_{wi} : saturación inicial de agua, fracción

12.- El Gasto de Producción de Aceite y Agua en Base a los MMPCN de Aire Inyectado

$$N_p' = \frac{N_p}{a_T} \quad (\text{A.37})$$

$$W_p' = \frac{W_p}{a_T} \quad (\text{A.38})$$

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

1. C. Donalson, Erle: V. Chilingarian, George; Fu Yen, The: *Enhanced Oil Recovery II – Processes and Operations*. Holanda, Editorial Elsevier, 1989.
2. S. Sarathi , Partha: *In Situ Combustion Handbook – Principles and Practices*. EUA, Oficina Tecnológica Nacional Petrolera, 1999.
3. M. Schulte, William: S. de Vries, Arnold: *In Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs*. SPE 10723, 1985.
4. Tabasinejad, F.: Karrat R: *Feasibility Study of In Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs*. Iran, SPE 103969, 2007.
5. Prats, M.: *Thermal Recovery Monografía Vol. 7*. EUA, SPE, 1986.
6. W. Lake, Larry: *Enhanced Oil Recovery*. EUA, Editorial Prentice Hall, 1989.
7. <http://www.spe.org/publications/>
8. <http://www.onepetro.org/mslib/app/search.do>
9. Lu, Chuan: C. Yortsos, Yanis: *A Pore Network Model of In Situ Combustion in Porous Media*. EUA, SPE 69705, 2001.
10. Turta, A.T.: Singhal: A. K.: *Reservoir Engineering Aspects of Light Oil Recovery by Air Injection*. Canada, SPE 72503, 2001.
11. Ren, S.R.: Greaves, M.: Bath, R. R.: *Air Injection LTO Process: An IOR Technique for Light Oil Reservoirs*. EUA, SPE, 2002.
12. Castanier, L. M.: Brigham, W. E.: *Upgrading of Crude Oil Via In Situ Combustion*. Stanford, EUA, JPETSCIENG, 2002.
13. Xia, T.X.: Greaves, M.: Turta, A. T.: Ayasse, C.: *THAI a Short Distance Displacement In Situ Combustion Process for the Recovery and Upgrading of Heavy Oil*. Canada, Instituto de Calgary, 2003.

14. I. Kuhlman, Myron: *Expanded Uses of Nitrogen, Oxygen and Rich Air for Increased Production of Both Light Oil and Heavy Oil*. EUA, SPE 86954, 2004.
15. Akkutlu, Yucel: C. Yortsos, Yanis: *Steady State Propagation of In Situ Combustion Fronts With Sequential Reactions*. EUA, SPE 91957, 2004.
16. Hen, B.: Chen, Q.: Castanier, L. M.: Kovscek, A.R.: *Improved In Situ Combustion Performance With Metallic Salt Additives*. EUA, SPE 93901, 2005.
17. Adentuji, A.: Teigland, R.: Kleppe, J.: *Light Oil Air Injection Performance: Sensitivity to Critical Parameters*. Noruega, SPE 96844, 2005.
18. R. Rodríguez, J.: D. Mamora, D.: *Analytical Model of the Combustion Zone in Oxygen Enriched In Situ Combustion Tube Experiments*. Canada, Sociedad Petrolera, 2005.
19. Cristofari, J.: Castanier, L. M.: Kovscek, A.R.: *Laboratory Investigation of the Effect of Solvent Injection on In Situ Combustion*. EUA, SPE 99752, 2006.
20. Younis, R.: Gerritsen, M.: *Multiscale Process Coupling by Adaptive Stepping: An In Situ Combustion Model*. EUA, SPE 93458, 2006.
21. Vahidreza Mostafavi, S.: Kharrat, R.: Razzaghi, S.: *Feasibility Study of In Situ Combustion in a Carbonate Reservoir*. Medio Oriente, SPE 105576, 2007.
22. Saraji, S.: Kharrat, R.: Razzaghi, S.: *Kinetic Study Of Crude Oil Combustion in the Presence of Carbonate Rock*. Medio Oriente, SPE 105112, 2007.
23. Wenlong, Guan: Shunhong, Wu: *Physical Simulation of In Situ Combustion of Sensitive Heavy Oil Reservoir*. China, SPE 110374, 2007.
24. Cinar, M.: Castanier, L. M.: Kovscek, A.R.: *Improved Analysis of the Kinetics of Crude Oil In Situ Combustion*. EUA, SPE 113948, 2008.
25. R. Kristensen, M.: G. Gerritsen, M.: G. Thomsen, P.: H. Stenby, E.: *Impact of Phase Behavior Modeling on In Situ Combustion Process Performance*. Dinamarca, SPE 113947, 2008.

Bibliografía

26. Cinar, M.: Castanier, L. M.: Kovscek, A. R.: *Isoconversional Kinetic Analysis of the Combustion of Heavy Hydrocarbons*. EUA, SPE 120995, 2009.
27. A. Mailybaev, A.: Bruining, J.: Marchesin, D.: *Analytical Formulae for In Situ Combustion*. Brasil, SPE 122204, 2010.
28. Awoleke, O. G.: Castanier, L. M.: Kovscek, A. R.: *An Experimental Investigation of In Situ Combustion in Heterogeneous Media*. EUA, SPE137608, 2010.
29. K. Dubey, N.: *Laboratory Investigation on Light Oil Air Injection*. Peru, SPE138372, 2010.
30. D. Mamora, Dalaut: *Kinetics of In Situ Combustion*. EUA, Departamento de Ingeniería Petrolera, 1993.
31. Panait- Patuca, A.: Serban, D.: Llie, N.: *Suplacu de Barcau Field – A case History of a Successful In Situ Combustion*. Rumania, SPE 100346, 2006.
32. http://www.bancentral.gov.do/publicaciones_economicas/economia_int/economia_int2005-08.pdf
33. Gillham, T.H.: Cervený, B. W.: Turek, E. A.: Yannimaras, D.V.: *Keys to Increasing Via Air Injection in Gulf Coast Light Oil Reservoirs*. Louisiana, EUA, SPE 38848, 1997.
34. <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=180>
35. Sharad Dayal, Har: Mitra, Sujit: Sinha, S. K.: *In Situ Combustion: Opportunities and Anxieties*. India, SPE 126241, 2010.
36. Garaicochea P., Francisco: Bashbush B., Jose Luis: *Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*, México, UNAM, 1987.
37. <http://www.pemex.com/>
38. Taber, J. J.: Martin, F.D.: Seright, R. S.: *EOR Screening Criteria Revisited Part 2: Applications and Impact of Oil Prices*. EUA, SPE 39234, 1997.