



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MÉTODOS ALTERNOS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA.- INYECCIÓN DE AIRE**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :

ANTONIO MURILLO PULIDO

DIRECTOR DE TESIS

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO

M.C. HERÓN GACHUZ MURO

MÉXICO, D.F. NOVIEMBRE DE 2010.



Agradecimientos

Primeramente agradezco a Dios por darme salud, fuerza y entendimiento, en todas la actividades que realizo día con día

A mi madre que me ha apoyado brindándome su confianza y amor en todo momento

A mis hermanos por ser un apoyo en mi vida

A mi novia por acompañarme en gran parte de mi carrera y apoyarme con sus consejos

A todos mis amigos por los buenos y malos momentos.

Al Ing. Herón Gachuz Muro e Ing. Israel Castro Herrera por todo su apoyo brindado para la elaboración de este trabajo

A mi alma mater Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, por permitirme, estudiar en su seno y forjarme como profesionalista

A mis sinodales Ing. Manuel Villamar Viguera, Ing. Manuel Serrano Saldaña, Dr. Rafael Rodríguez Nieto y al Dr. Rafael Herrera Gómez por el tiempo y sus comentarios acerca de este trabajo de tesis.

MÉTODOS ALTERNOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.- INYECCIÓN DE AIRE

	Página
RESUMEN.....	1
1. CAPÍTULO 1 COMBUSTIÓN IN SITU.....	2
1.1. Métodos de combustión In Situ.....	3
1.1.1. Combustión progresiva seca.....	4
1.1.2. Combustión húmeda.....	6
1.1.3. Combustión inversa	8
1.2. Disponibilidad de combustible.....	10
1.3. Reacciones oxígeno/combustible.....	14
1.4. Requerimiento de aire.....	16
1.5. Calor de la combustión In Situ	18
1.6. Cinética de la combustión In Situ	18
1.7. Ignición espontánea.....	19
1.8. Relación entre el flujo de aire y la velocidad del frente de combustión.....	21
1.9. Desplazamiento de la zona quemada.....	22
2. CAPÍTULO 2 PRUEBAS DE LABORATORIO	25
2.1. Prueba de calorimetría.....	25
2.1.1. Propósito de una prueba de calorimetría.....	26
2.1.2. Método de la unidad ARC	26
2.1.3. Características de la unidad ARC	28
2.1.4. Limitaciones de las pruebas de la unidad ARC	31
2.2. Prueba del tubo de combustión	32
2.2.1. Características del tubo de combustión	34
2.2.2. Principios del tubo de combustión.....	36
2.2.3. Infraestructura experimental.....	38
2.2.4. Metodología de prueba en el tubo de combustión.....	41
3. CAPÍTULO 3 CRITERIOS COMUNES DE SELECCIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE	43
3.1. Criterio de selección aplicado para cuando el gas se encuentra en condiciones miscibles o inmiscibles.....	46

3.1.1. Inyección de aire inmiscible con reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO-IAF).....	47
3.1.2. Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO-IAF)	48
3.1.3. Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO-MAF).....	49
3.1.4. Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO-MAF)	50
3.2. Criterio de selección basado en una aproximación mediante un análisis de regresión.....	51
3.3. Guías de selección para los procesos de inyección de aire	52
3.4. Criterios de selección basados en estadísticas de procesos exitosos.....	54
4. CAPÍTULO 4 EJEMPLOS PRÁCTICOS DE CAMPO	58
4.1. El uso de la inyección de aire para mejorar el proceso de doble desplazamiento	58
4.1.1. Descripción del campo.....	61
4.1.2. Drene por gravedad	61
4.1.3. Efectos térmicos	62
4.1.4. Régimen de inyección.....	62
4.1.5. Aumento de la producción de aceite	63
4.2. Inyección de aire profundo en la cuenca de Williston.....	66
4.2.1. Descripción del proyecto	67
4.2.2. Campo Búffalo	69
4.2.3. Unidad Capa Madison.....	70
4.3. El Campo Suplacu de Barcáu, Rumania.....	71
4.3.1. Características del yacimiento	71
4.3.2. Rendimiento por producción primaria.....	71
4.3.3. Combustión in-situ piloto y su expansión	72
4.3.4. Rendimiento de la combustión in-situ.....	73
4.3.5. Comparativo de yacimientos exitosos donde se aplicó la inyección de aire contra las guías de selección más utilizadas	75
5. CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y/O RECOMENDACIONES.....	76
NOMENCLATURA.....	78
REFERENCIAS.....	80

Resumen

El presente trabajo se enfoca en el método de combustión in-situ ó inyección de aire, es uno de los métodos de recuperación mejorada más antiguos, los primeros registros datan de principios del siglo pasado. Este proceso consiste en inyectar aire al yacimiento hasta que se produzca la ignición espontánea ó inducida al estar en contacto con el crudo y se produce la combustión que a su vez produce un frente de combustión. A medida que la combustión avanza a través del yacimiento, se genera suficiente calor y gas de combustión para reducir la viscosidad del crudo pesado y aumentar la movilidad del aceite que se encuentra delante del frente de combustión.

Capítulo 1. Se muestra de manera detallada en qué consiste este proceso apoyándose con esquemas que ayudan a comprender este método.

Capítulo 2. Se enfoca en dos pruebas de laboratorio que son muy importantes al momento de implementar un proyecto de inyección de aire, las pruebas en estudio son la unidad ARC y la del tubo de combustión.

Capítulo 3. Se muestran los criterios de selección utilizados para ver si un yacimiento es candidato para el proceso de inyección de aire.

Capítulo 4. Hace una revisión de los proyectos de inyección de aire que han sido tanto técnica como económicamente exitosos.

Capítulo 5. Se muestran las conclusiones y/o recomendaciones que en base en este trabajo fueron realizadas.

1. COMBUSTIÓN IN SITU

El principio de la combustión in situ es alcanzar la combustión de hidrocarburos dentro de los poros del yacimiento, quemando parte del aceite, mejorando así el flujo de fluidos y desplazando el aceite de la parte quemada. La combustión es apoyada por la inyección de aire al yacimiento por uno o más pozos.

La combustión in situ consiste en quemar una parte de aceite del yacimiento para crear energía y mejorar la condiciones del aceite remanente, para que pueda ser producido más fácilmente.

Algunos motivos por los que se recomienda usar combustión in situ son:

- La abundante disponibilidad de aire.
- La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a que no hay que hacer ningún proceso de desplazamiento de hidrocarburos por vapor de agua y nos permite aprovechar la facilidad con la que el agua se mueve a través de la zona almacenadora de hidrocarburos.
- El proceso de oxidación produce hasta un 14% de CO₂ con respecto al volumen de oxígeno inyectado.
- Esta técnica puede ser utilizada tanto para aceites pesados como ligeros.

En la **Figura 1.1** se muestra esquemáticamente la representación de algunas características del proceso de combustión in situ mediante la inyección de aire, esto es

sólo una representación aproximada del proceso, en un caso real puede ser muy distinta debido a las características de cada yacimiento

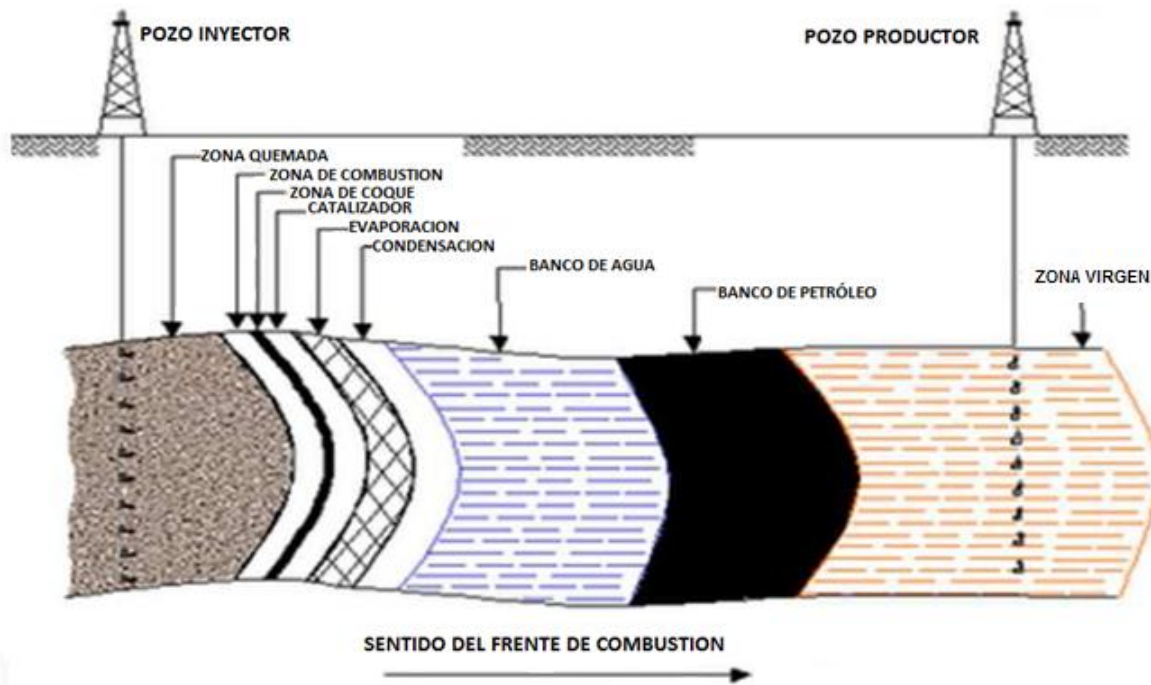


Figura 1.1 Diagrama del proceso de inyección de aire.

1.1. Métodos de combustión in situ

Si se considera el caso simple de un pozo de inyección de aire y un pozo de producción, fácilmente se puede apreciar que la dirección de propagación del frente de combustión depende de dónde ocurre la ignición.

En la combustión progresiva seca, el frente de combustión se mueve hacia adelante desde el pozo inyector a medida que continúa la inyección de aire. El frente de combustión se mueve hacia adelante en la misma dirección del aire.

La combustión húmeda o parcialmente apagada,¹ también conocida por el acrónimo inglés *COFCAW*² (combinación de combustión progresiva e inyección de agua), utiliza la inyección de agua durante el proceso de combustión para aprovechar el calor de la zona quemada y de los estratos adyacentes. Por otra parte, si la zona que rodea al pozo

productor es calentada, la ignición toma lugar cerca del pozo productor y el frente de combustión viaja hacia el pozo inyector, es decir en dirección opuesta al flujo de fluidos, Proceso que se conoce como combustión inversa.

1.1.1. Combustión progresiva seca

En este proceso, el frente de combustión actúa como un pistón que empuja una fracción de crudo hacia delante, barriendo la zona quemada. Las fracciones pesadas, convertidas en coque, son quemadas por el oxígeno presente en el aire inyectado, manteniendo de esta forma la combustión.

Los niveles de temperatura en la combustión progresiva seca son afectados por la cantidad de combustible consumido por unidad de volumen total del yacimiento; a la vez, los niveles de temperatura afectan el desplazamiento, destilación, extracción, craqueo, ebullición del crudo y formación de combustible corriente abajo del frente de combustión. Frecuentemente, tanto en laboratorio como en campo, se han observado temperaturas entre 350 y 900°C. A altas temperaturas la zona de combustión es muy estrecha. A temperaturas moderadas, la reacción de la combustión progresa lo suficientemente lenta para permitir una fuga significativa de oxígeno libre en la dirección del flujo, aumentando así el grosor de las zonas de reacción.

Una característica del proceso de combustión progresiva seca es que la temperatura de la zona quemada permanece alta, debido a que la capacidad calorífica del aire inyectado es demasiado baja para transferir una cantidad significativa de calor. Por esta razón, algunas veces se utiliza agua durante o después del proceso de combustión, para ayudar a que el calor sea transferido de la zona quemada y utilizar el calor más eficientemente corriente abajo, donde se localiza el petróleo. En condiciones fijas, el yacimiento puede dividirse en

cuatro principales zonas, numeradas en dirección corriente arriba, como se muestra en la

Figura. 1.2

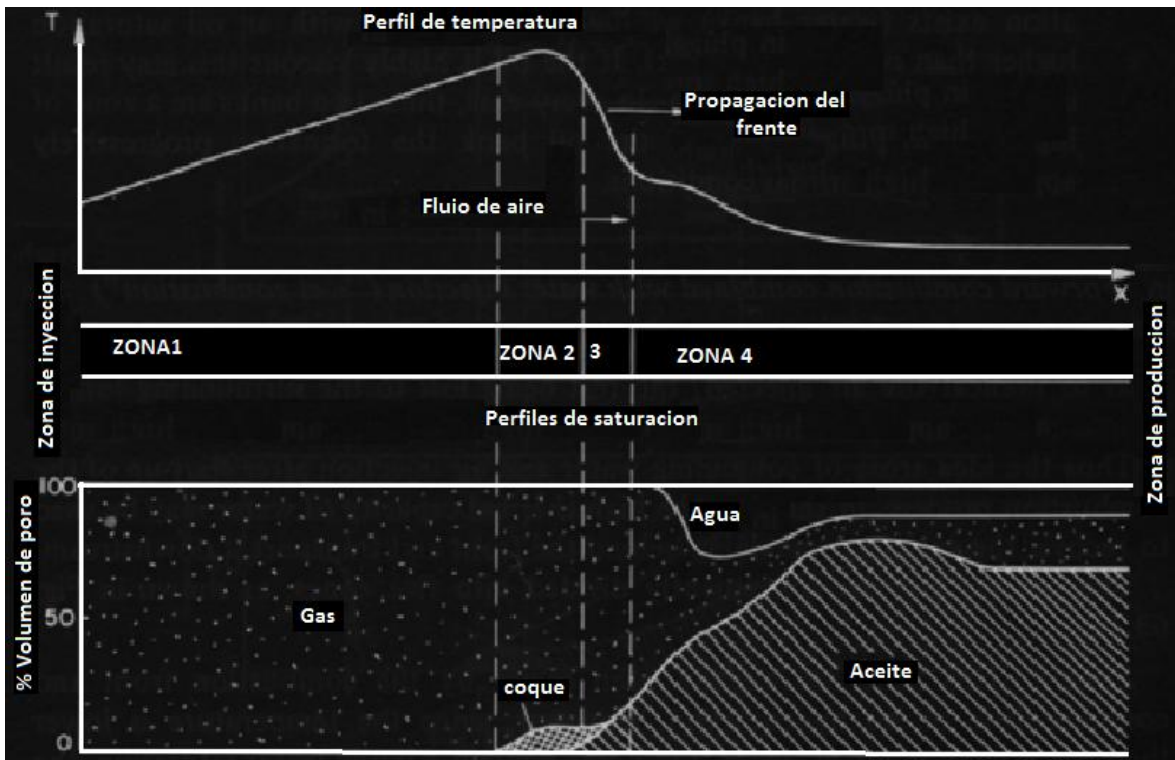


Figura. 1.2 Diagrama combustión progresiva seca.³

Zona 1: En esta parte ya inició la combustión y la formación productora en esta zona está completamente limpia. El aire inyectado es calentado por la matriz de la roca y el calor es recuperado por la energía de combustión.

Zona 2: La zona de combustión. El oxígeno es consumido por reacciones de combustión desplazando los hidrocarburos; el coque permanece en la roca. La temperatura alcanzada en esta zona depende de la naturaleza de los sólidos, líquidos y gases presentes por unidad de volumen de yacimiento.

Zona 3: La zona de formación de coque. Las fracciones pesadas de aceite que no fueron desplazadas ni evaporadas sufren pirólisis. Este craqueo puede realizarse en presencia de oxígeno, si éste no ha sido consumido completamente en la zona de combustión.

Zona 4: En ésta la temperatura cae considerablemente; no hay cambios significativos en la composición química. Esta zona es barrida por los gases de combustión y fluidos desplazados, y ocurre lo siguiente:

a) En la región corriente abajo, cerca de la zona de vaporización, se comienza a condensar el agua y después el aceite ligero; con la condensación de agua de combustión, la transferencia de calor corriente abajo tiende a acelerarse.

b) Se inicia la formación de un banco de agua seguido de un banco de aceite, el banco de agua tiene temperaturas bajas a diferencia del banco de aceite que presenta temperaturas mayores. Si el aceite es altamente viscoso, puede causar un taponamiento a la formación. En cada caso, ambos bancos presentan en esta zona una drástica caída de presión. Después del banco de aceite, la formación cada vez se acerca más a sus condiciones originales.

1.1.2. Combustión húmeda

Utiliza la inyección de agua durante el proceso de combustión, para aprovechar el calor de la zona quemada y de estratos adyacentes.

En este proceso, se utiliza la relación entre el agua y el aire inyectados para controlar la velocidad del frente de combustión, el tamaño de la zona de vapor y la distribución de la temperatura.

Durante la combustión progresiva, parte del aire inyectado es empleado para precalentar la matriz de la roca, el resto se pierde en las formaciones que lo rodean. De esta manera surgió la idea de combinar agua y la inyección de aire, después de iniciada la combustión. Así, se utiliza la capacidad térmica del agua durante y después del proceso de combustión para ayudar a que el calor sea transferido de la zona quemada y utilizar el calor más eficientemente corriente abajo, donde se localiza el petróleo.

El proceso puede dividirse en cinco zonas, como se muestra en la **Figura 1.3**

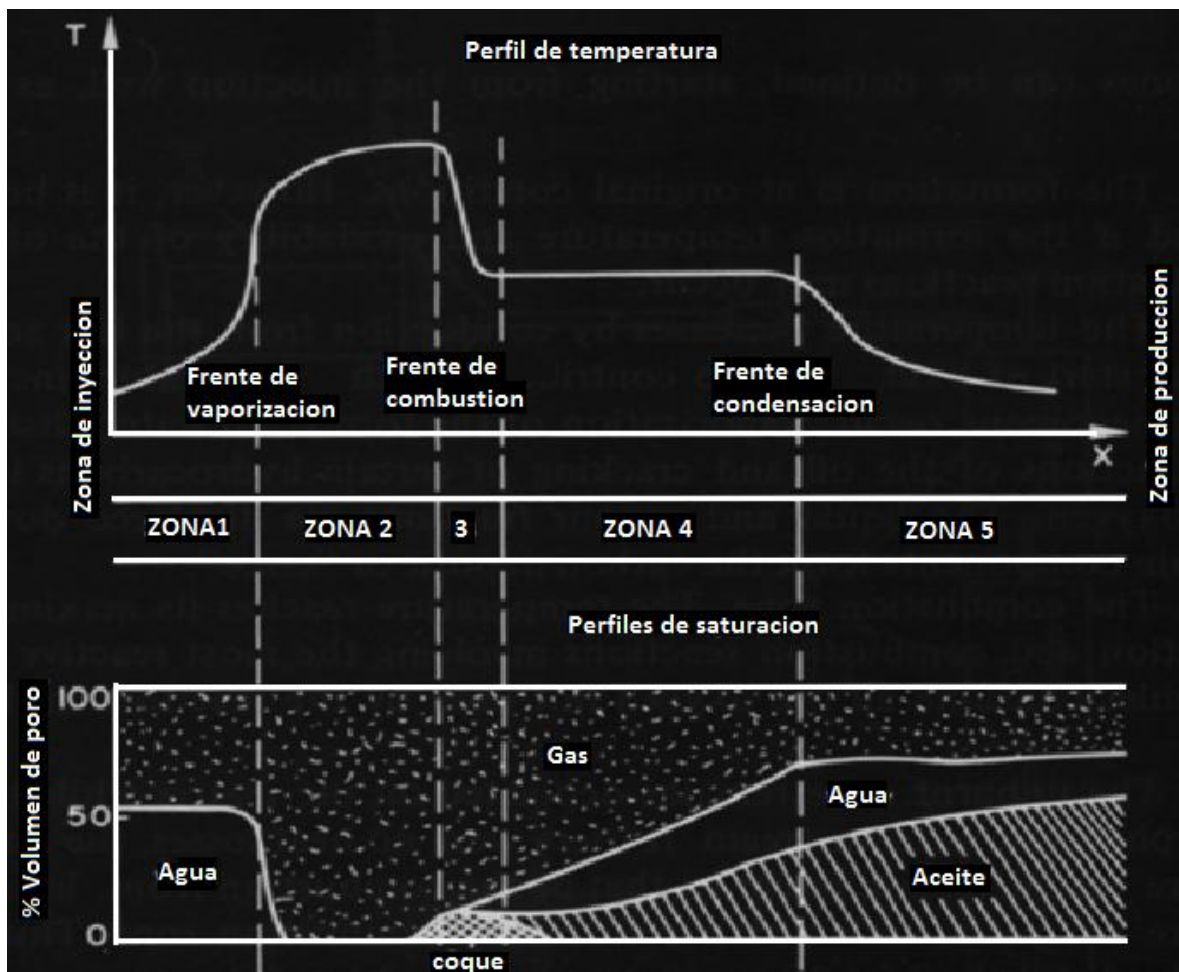


Figura 1.3 Diagrama combustión húmeda.³

Zona 1: Esta zona ya ha sido barrida por el frente de combustión y contiene poco o nada de hidrocarburos. Sin embargo, puesto que la temperatura es más baja que el punto de ebullición del agua, los poros contienen una saturación de agua en estado líquido; el resto del espacio está ocupado por el aire inyectado.

Zona 2: El agua está en fase vapor en esta zona, y los poros están saturados de una mezcla de aire y vapor de agua inyectada. Debido a la inyección de agua, se genera un frente de vapor en el límite entre las Zonas 1 y 2.

Zona 3: Zona de combustión. El oxígeno se consume en la combustión de los hidrocarburos y el coque es depositado corriente abajo de la zona.

Zona 4: Zona vaporización-condensación. La temperatura en esta zona es próxima a la de vaporización de agua. La condensación de vapor tiene lugar en esta zona. Además, algunas fracciones de aceite ligero se vaporizan y son llevadas corriente abajo. Si la temperatura es lo bastante alta, pueden continuar las reacciones químicas en esta zona.

Zona 5: Corriente abajo de la zona de evaporación-condensación está la zona de alta contrapresión, debido a la formación de un banco de agua adelante de un banco de aceite. Nuevamente corriente abajo la formación se acerca gradualmente a sus condiciones iniciales.

1.1.3. Combustión inversa

Después de la ignición, el movimiento del frente de combustión va del pozo productor hacia el pozo inyector. Las cuatro zonas se pueden definir, a partir del pozo de inyección como se muestra en la **Figura 1.4**

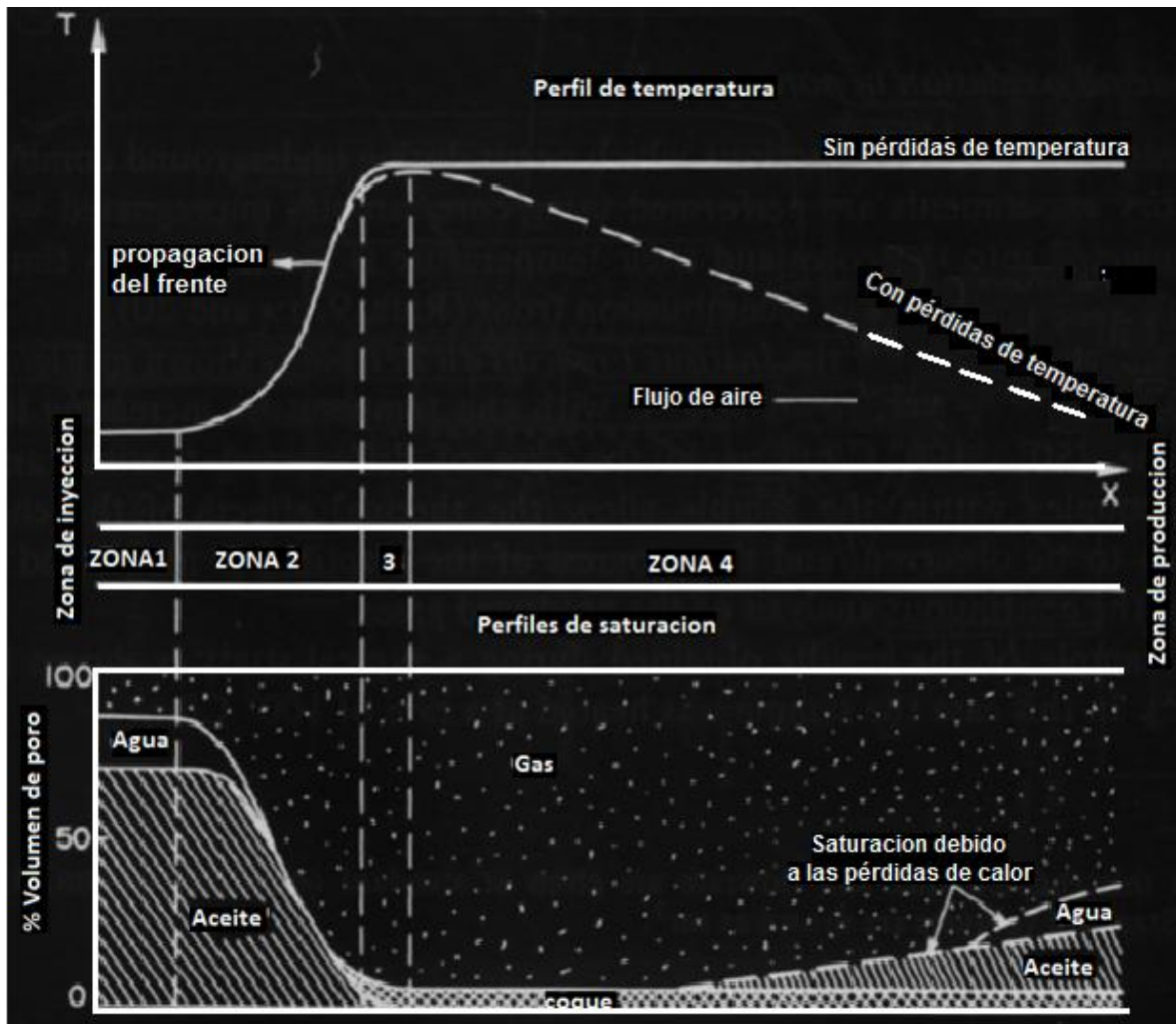


Figura 1.4 Diagrama del método de combustión inversa.³

Zona 1: La formación está en condiciones originales, sin embargo, está siendo barrida por aire. Las reacciones de oxidación pueden ocurrir aquí debido a la alta temperatura de la formación, por ello, se presenta una alta oxidabilidad del petróleo.

Zona 2: La temperatura aumenta por la zona de vapor corriente abajo; el inicio de la oxidación también contribuye a un aumento de la temperatura. Ocurren los siguientes fenómenos: vaporización del agua de formación, destilación de las fracciones ligeras de aceite y el craqueo de los hidrocarburos en presencia de oxígeno. Las fracciones de

líquido y vapor son desplazadas corriente abajo, mientras que algunos componentes forman un depósito de carbón o “coque”.

Zona 3: Zona de combustión. La temperatura alcanza su máximo valor; las reacciones de oxidación y combustión de las moléculas de hidrocarburos más reactivos consumen todo el oxígeno no utilizado en las reacciones de las zonas anteriores.

Zona 4: El coque quemado permanece depositado en la matriz en las fases vapor líquido corriente abajo. Si no hay pérdidas de calor, la temperatura corriente abajo se mantendrá igual a la del frente de combustión. En realidad, la temperatura disminuye con la distancia de la zona de combustión. Por lo tanto, se produce la condensación y destilación del aceite y posiblemente de vapor de agua.

1.2. Disponibilidad de combustible

El término “disponibilidad de combustible” se refiere a la cantidad de combustible requerido por el frente de combustión. La disponibilidad de combustible puede expresarse en varias y diferentes unidades. Las unidades más comunes que se encuentran en la literatura son $\text{lbm hidrocarburos}/100 \text{ lbm de roca}$, $\text{lbm de combustible hidrocarburos}/\text{ft}^3$ de roca, y $\text{lbm de carbono}/\text{ft}^3$ de roca. La siguiente definición de disponibilidad de combustible que se utiliza en el texto es:

$$m_R = \text{lbm de combustible}/\text{ft}^3 \text{ Volumen quemado del yacimiento.} \quad (1)$$

Existen dos regímenes distintos de combustión. Cuando la temperatura de combustión es superior a los $343 \text{ }^\circ\text{C}$ (650°F), la reacción de combustión se denomina de alta temperatura de oxidación (HTO) y los productos de la combustión son el CO_2 , CO y el agua. A temperaturas menores que $343 \text{ }^\circ\text{C}$ ($650 \text{ }^\circ\text{F}$), se forman agua e hidrocarburos

oxigenados. A este régimen de combustión se conoce como de baja temperatura de oxidación (LTO).

HTO. La disponibilidad de combustible en las condiciones de HTO se determina con análisis de laboratorio, y experimentos de combustión con núcleos del yacimiento y aceite. Varios tipos de experimentos han sido usados, siendo el experimento más común el de llevar a cabo un balance de materia de los gases efluentes, recogidos durante un experimento llamado tubo de combustión. Se compone de un tubo de diámetro de 2 a 4 pulgadas, que contiene material poroso.

El tubo de combustión se coloca dentro de un tubo más grande. El tubo interior contiene un sistema de termopares para determinar la distribución de la temperatura a medida que avanza el frente de combustión a través del tubo. Algunos tubos utilizan un calentador en el exterior para mantener la cámara en condiciones adiabáticas. En el tubo de diámetro pequeño, la pérdida de calor se minimiza por aislamiento. El experimento de tubo de combustión se realiza verticalmente de arriba hacia abajo aprovechando los efectos de la gravedad. La combustión es iniciada por el uso de un calentador eléctrico para calentar el aire y el medio poroso de la roca a una alta temperatura. El calentador se apaga una vez que se desarrolla el frente de combustión. El ritmo de inyección de aire se mantiene constante a la entrada del tubo. A la entrada y salida el ritmo de flujo y su composición se miden en función del tiempo. La tasa constante de combustión se establece generalmente después de la ignición. Los gases de combustión contienen N_2 , O_2 , CO_2 , CO , y H_2O . La concentración de CO_2 es generalmente pequeña. Para determinar la disponibilidad de combustible es necesario hacer algunas suposiciones en las reacciones de combustión. En HTO, se supone que todo el hidrogeno en el combustible reacciona con el oxigeno produciendo agua. Todo el carbón combustible se convierte en monóxido de carbono o en dióxido de carbono, que se recuperan en los gases producidos. El

dióxido de carbono se puede disolver en el aceite crudo ocasionando una reducción sustancial de su viscosidad. Sin embargo, en el laboratorio todos los poros de la roca son generalmente barridos por el frente de combustión, de manera que el CO_2 disuelto es efectivamente desplazado por el frente de combustión. El metano que se obtiene en los gases producidos puede tomarse en cuenta en los cálculos de balance de materia. En el yacimiento, los gases hidrocarburos probablemente se disuelven en el aceite adelante del frente de combustión, por lo cual no se detecta el metano.

El combustible que realmente es quemado durante la combustión in situ no es el petróleo crudo en el yacimiento. El combustible es el residuo rico en carbono que resulta del craqueo térmico y de la destilación del crudo residual próximo al frente de combustión. El carbón de ocurrencia natural, si es que hay presente en la roca, también contribuye a la combustión. La cantidad de combustible presente por unidad volumétrica total del yacimiento es un factor de gran importancia en el proceso de combustión, pues a partir de este se puede determinar la cantidad de aire requerido para quemar una unidad volumétrica del yacimiento.

El consumo de aire se ve afectado no solamente por las reacciones con los combustibles orgánicos, también por reacciones entre el oxígeno y algunos minerales en el yacimiento. Cuando los minerales reaccionan, se debe tener un especial cuidado para determinar la cantidad de combustible quemado. Las variaciones que pueden ser correlacionadas con muestra del yacimiento, extraídas de zonas de mineralogía o litología diferente merecen interpretación espacial.

Las variables operacionales también afectan la cantidad de combustible para la combustión. Con bajos ritmos de flujo de aire, puede ser que no se logre alcanzar la temperatura de combustión activa, entonces, cierta cantidad de oxígeno pasa a través de la zona de combustión y se combina con el crudo. Se sabe que la oxidación del crudo a

baja temperatura aumenta la cantidad de combustible disponible para la combustión a alta temperatura. A ritmos de flujo altos de aire, se reduce considerablemente el tiempo de permanencia del oxígeno en la zona de reacción de alta temperatura, por lo cual no todo el oxígeno reacciona. Aunque el tiempo de permanencia en la región de oxidación a baja temperatura puede ser relativamente largo, las tasas de reacción son lo suficientemente bajas para permitir que el oxígeno que no ha reaccionado pase al gas efluente.

*Nelson y McNiel*⁴ Propusieron una corrección para la cantidad de combustible quemado en el laboratorio cuando la porosidad del material confinado en el tubo experimental, ϕ_E , es diferente a la porosidad del yacimiento estudiado, ϕ . Esta corrección está dada por:

$$m_R = \frac{1-\phi}{1-\phi_E} m_E \quad (2)$$

Donde:

m_R = Es la masa de combustible quemado por unidad de volumen total del yacimiento $\left(\frac{\text{lbm de combustible}}{\text{pie}^3}\right)$.

m_E = Es la masa del combustible quemado por unidad de volumen total en el experimento de laboratorio $\left(\frac{\text{lbm de combustible}}{\text{pie}^3}\right)$.

Esta corrección está basada en la observación de que la cantidad de combustible requerida para calentar una unidad de volumen de la matriz, a una temperatura dada, aumenta a medida que la cantidad de material inorgánico (que es proporcional a $1 - \phi$) aumenta.

La saturación de petróleo equivalente quemado se puede expresar en términos del combustible quemado (dado en masa por unidad de volumen) mediante:

$$S_{of} = \frac{m_R}{\emptyset \rho_o} \quad (3)$$

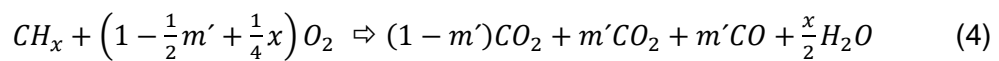
Donde ρ_o es la densidad del petróleo, $(\frac{lbm}{ft^3})$.

\emptyset = Porosidad (m^3 poros / m^3 roca)

1.3. Reacciones oxígeno/combustible

°QA

A temperaturas mayores de alrededor de 343.3°C (650°F), las reacciones entre el oxígeno y los combustibles orgánicos derivados de los crudos resultan en la formación de CO_2 , CO, y H_2O como principales productos de esas reacciones. A temperaturas menores de 343.3°C (650°F), el agua y los compuestos orgánicos oxigenados son los principales productos de la reacción. Estos productos, oxidados parcialmente, Por lo general consisten en ácidos carboxílicos, aldehídos, ketonas, alcoholes e hidroperóxidos y están catalogados por *Burger* y *Sauquet*⁵ como el resultado de la oxidación a baja temperatura (LTO). La estequiometría del proceso de oxidación a alta temperatura (HTO) viene dada por:



En esta expresión se ignora el contenido de azufre, nitrógeno y oxígeno del combustible.

En la ecuación (4), x es el número promedio de átomos de hidrógeno por átomo de carbono, conocida como la relación atómica $\frac{H}{C}$ y m' es la relación de moles de CO con respecto a $(CO + CO_2)$.

Aunque la estequiometría dada por la ecuación (4) es sólo una aproximación a las reacciones que envuelven el oxígeno, el carbono y el hidrógeno por no tener en cuenta: (2) reacciones de oxidación a baja temperatura, (3) reacciones que incluyen a los minerales y (4) reacciones agua/combustible orgánico, generalmente se utiliza como base para estimar la relación H/C equivalente del combustible quemado. La relación hidrógeno a carbón del combustible quemado (Relación H/C) puede expresarse como una relación atómica o como una relación de moles. Cuando la estequiometría dada por la ecuación 4 es válida, el valor de x se determina mediante el cálculo de la relación molar del CO con respecto a $CO + CO_2$, que se denota por m' , y la relación molar del oxígeno total que ha reaccionado, al CO_2 generado, indicado por \tilde{n} . Cuando la reacción puede aproximarse por la ecuación (4), x viene dada por:

$$x = 4(1 - m')\tilde{n} + 2m' - 4 \quad (5)$$

Sin embargo es difícil aún en condiciones de laboratorio, determinar la cantidad de oxígeno que ha reaccionado y la cantidad de carbono y óxidos de hidrógeno que se producen solamente de la reacción oxígeno/combustible. Esto en principio, requiere cuidadosos balances de masa para el O_2 , H_2 y C presentes en el sistema de reacción, incluso el oxígeno que frecuentemente es despreciado del crudo y las contribuciones que resultan de las alteraciones de los minerales. En la práctica, estas contribuciones son comúnmente ignoradas y la relación molar del oxígeno total que ha reaccionado con el CO_2 generado. El factor \tilde{n} se determina mediante un sencillo balance del oxígeno y la suposición de que no hay acumulación de estos gases en el sistema. Para el aire tenemos:

$$\tilde{n} = \frac{0.21ia - qC_{O_2}}{qC_{CO_2}} \quad (6)$$

Donde:

0.21= La fracción molar (o volumétrica) del oxígeno contenido en el aire.

ia = Es el ritmo de inyección de aire $[\frac{ft^3}{dia}]$.

q = Es el ritmo de producción de gas, y es la fracción molar (o volumétrica) en el efluente $[\frac{ft^3}{dia}]$.

O_2 y CO_2 = Se refieren al oxígeno y al dióxido de carbono.

Como el nitrógeno y el argón, que esencialmente representan la otra 0.79 parte de la composición del aire, pueden ser considerados como inertes, se tiene que:

$$0.79 ia = qC_{N_2} \quad (7)$$

Con estas suposiciones, entonces, la relación atómica equivalente C/H del combustible quemado podría ser calculada mediante:

$$x = 4(1 - m') \left(\frac{0.27C_{N_2} - CO_2}{C_{CO_2}} \right) + 2m' - 4 \quad (8)$$

1.4. Requerimiento de aire

El frente de combustión puede avanzar solamente por el consumo de combustible. Por lo tanto, el aire necesario será directamente proporcional a la disponibilidad de combustible. Es necesario para quemar el combustible que todo el oxígeno puro o una mezcla de aire sea suficiente para sostener la combustión. Debido a que el aire es la fuente de oxígeno, el requerimiento de aire para la combustión progresiva seca se define como el volumen de aire requerido para quemar una unidad de volumen de yacimiento. El requerimiento de aire se define como

$$a_R = \left(\frac{Mpce}{pie^3} \right) \quad (9)$$

a_R = Aire requerido para quemar dentro de la formación $\left(\frac{Mpce}{pie^3}\right)$.

Una vez lograda la relación atómica equivalente H/C gdel combustible quemado se estima el volumen de aire requerido para quemar 1 libra masa de combustible utilizando la ecuación (4) según la cual $(1 - \frac{1}{2}m' + \frac{1}{4}x)$ moles de oxígeno reaccionan con un mol de combustible. Un mol de gas ocupa 0.379 Mpce y un mol de combustible pesa $12 + xlbm$. Por lo tanto, el volumen de aire requerido para quemar un pie cúbico del yacimiento, a_R , se calcula utilizando:

$$a_R = \left(\frac{10^{-3}Mpce}{pce}\right) \frac{452m_R}{(12+x)} (4 - 2m' + x)pce/pie^3 \quad (10)$$

Donde m_R es el combustible quemado por unidad volumétrica total del yacimiento expresado en lbm/pie^3 .

Aunque el requerimiento de aire ha sido fijado como la cantidad de aire requerido para quemar una unidad de volumen de la formación, el requerimiento de aire es, de hecho, una medida del aire inyectado para quemar una unidad de volumen de la formación. En el volumen quemado se almacena cierta cantidad de aire, la cual es proporcional a la densidad promedio del aire en la zona quemada. La presión en esa zona frecuentemente se aproxima por la presión de inyección P_{iny} pero la temperatura promedio generalmente no se conoce bien. El aire inyectado requerido para quemar a través de una unidad de volumen de roca viene dado por:

$$a^*R = \frac{\left[a_R + (10^{-3}Mpce/pie^3) \left(\frac{T_{sc,ab}}{T_{ab}} \right) \left(\frac{P_{iny,ab}}{P_{sc,ab}} \right) \phi \right]}{E_{O_2}} \quad (10)$$

Donde:

a^*R = Aire consumido en la combustión in situ, $\left[\frac{scf}{ft^3}\right]$.

P_{sc} = Presión a condiciones estándar [psi].

T_{sc} = Temperatura a condiciones estándar [°F].

ab = Expresa valores absolutos

E_{O_2} = Es la eficiencia del consumo o de la utilización de oxígeno.

1.5. Calor de la combustión in situ

El calor desprendido de la reacción que se indica en la ecuación (4) está dado, según *Burger y Sahuquet*⁵, por:

$$\Delta h_a = \frac{94 - 67.9m' + 31.2x}{1 - \frac{1}{2}m' + \frac{1}{4}x} \quad (\text{Btu}/\text{pce de aire}) \quad (11)$$

1.6. Cinética de la combustión in situ

La cinética trata de la dinámica de los procesos de la reacción, por ejemplo: el orden en que estos ocurren, la velocidad y los mecanismos de las reacciones.

El interés primordial en el estudio de la cinética de la combustión in situ es determinar las condiciones requeridas para lograr la ignición y mantener la combustión. La cantidad de oxígeno que reacciona por unidad de masa de combustible, K , puede formularse así:

$$-\frac{1}{m_O} \frac{dm_{O_2}}{dt} = K = P_{O_2}^n A_c e^{-E/RT_{ab}} \quad (12)$$

Donde:

m_{O_2} = es la masa de oxígeno consumida por unidad de volumen total del yacimiento.

m_o = Es la masa de petróleo por unidad de volumen total del yacimiento.

P_{O_2} = Es la presión parcial del oxígeno (en atmósferas).

E = Es la energía de activación (Btu/lbm mol).

R = Es la constante universal de los gases ($R = 1,986$ Btu/°R.lbm mol)

T_{ab} = Es la temperatura absoluta (°R).

A_c = Es la constante pre exponencial ($seg^{-1}atm^{-n}$).

n = es el orden de la reacción con respecto al oxígeno.

Durante la oxidación a baja temperatura, el combustible es probablemente el propio crudo.

Los valores registrados para las constantes A_c , n y E obtenidos experimentalmente para temperaturas de hasta 250°C, (482°F), han sido resumidos por *Burger y Sahuquet* ⁶. La energía de activación E varía de 30,300 a 36,400 Btu/lbm mol, con valor promedio de 32,300 Btu/lbm mol. Los valores de la constante pre-exponencial, A_c , varían ampliamente y el orden de reacción cubre desde 0.31 a 0.75. El área superficial y el tipo de mineral en la matriz de la roca influyen en la cinética de oxidación y de combustión y parecen tener un efecto pronunciado en la cantidad de combustible quemado.

1.7. Ignición espontánea

Primero se inyecta aire para determinar la permeabilidad del aire y posteriormente se realiza el diseño. Pueden requerirse altas presiones del compresor si la saturación de fluidos de la formación no cuenta con gas. En el caso de los aceites pesados, la ignición espontánea u oxidación lenta puede ocurrir durante la inyección de aire. La ignición

espontánea puede ser detectada sin lugar a dudas por el aumento de presión en el pozo inyector.

La ignición espontánea no es conveniente por lo que es necesario estimar el tiempo en que se presenta, la demora de la ignición medida desde el mismo comienzo de la inyección se puede aproximar utilizando la expresión analítica siguiente:

$$t_{ig} = [2.04 \times 10^{-7} M_R T_{abi}^2 (1 + 2RT_{abi}/E) R e^{E/RT_{abi}}] / [\Delta h_a \phi S_o \rho_o A_c E P_{O_2}^n] \quad (13)$$

Donde:

T_{abi} = Es la temperatura absoluta inicial del yacimiento [°R]

ρ_o = Densidad del aceite en $[\frac{lbm}{ft^3}]$

Δh_a = Calor liberado por la reacción de combustión suponiendo que el agua producida por la combustión se condensa

M_R = Capacidad volumétrica de calor de roca $[\frac{Btu}{ft^3-^{\circ}F}]$

ϕ = Porosidad [fracción]

Se toma en cuenta la inyección de aire y se hace uso del hecho de que Δh_{O_2} es proporcional a Δh_a

Los tiempos de la ignición son muy sensibles al valor de E/RT_{abi} un error de 1°F en la temperatura del yacimiento puede resultar en un error de varios puntos de porcentaje en el tiempo de ignición.

1.8. Relación entre el flujo de aire y la velocidad del frente de combustión

De la definición de requerimiento de aire a_R^* se desprende de que sobre una base local, la relación entre el ritmo de avance del frente de combustión U_b y el flujo de aire U_a en la misma dirección es:

$$U_b = E_{O_2} U_a / a_R^* \quad (14)$$

Donde:

E_{O_2} = Es la eficiencia del consumo de oxígeno.

El requerimiento de aire a_R^* es proporcional a la cantidad de combustible quemado por unidad de volumen del yacimiento cuyo ritmo de combustión está controlada por la temperatura del ambiente.

Para ritmos suficientemente grandes, la velocidad a la cual se libera energía en el frente de combustión es grande en comparación con la velocidad a la cual se pierde calor al yacimiento cercano y a las formaciones adyacentes. En estos términos, las temperaturas permanecerán altas en el frente de combustión que avanza, asegurando así una velocidad alta de reacción entre el combustible y el oxígeno y un proceso vigoroso continuo. A flujos menores, sin embargo, la velocidad a la cual se genera el calor es correspondientemente más baja. Para velocidades muy bajas, es posible que la velocidad de pérdida de calor hacia la masa circundante exceda al ritmo de generación de calor. Esto conduciría a una reducción de temperatura y a un descenso adicional en la velocidad de reacción y en la liberación de calor. Por esta razón, se ha argumentado que existe un flujo mínimo de aire por debajo del cual no se puede mantener la combustión. Es difícil determinar este ritmo de aire, ya que es muy sensible a la geometría del flujo, a la historia

térmica anterior del proyecto y a las características de oxidación a baja temperatura del combustible en contacto con el oxígeno en el yacimiento.

1.9. Desplazamiento de la zona quemada

La estequiometría se puede utilizar para estimar el volumen de aceite desplazado por el frente de combustión, la relación aire/aceite para la zona quemada, y el volumen de los gases de combustión producidos. Sin embargo, los gastos de producción de aceite no pueden ser estimados a partir de la estequiometría.

El frente de combustión desplaza el aceite y el agua que no fueron consumidos por el proceso de combustión. Por lo tanto, el desplazamiento del aceite de la zona quemada puede calcularse por balance de materia. Se requiere que el aceite desplazado sea igual al inicial menos el aceite quemado.

$$V_{ob} = \phi V_{Rb}(S_{oi} - S_{oF}) \quad (15)$$

V_{ob} = Volumen de aceite quemado, ft^3 .

V_{Rb} = Volumen de roca quemada, ft^3 .

S_{oF} = Saturación de aceite equivalente al combustible consumido.

S_{oi} = Saturación de aceite inicial.

La saturación de aceite equivalente esta dado por

$$S_{oF} = m_R / \phi \rho_F \quad (16)$$

Donde:

ρ_F = Densidad del combustible, lbm/ft^3 .

La saturación de aceite equivalente requiere una estimación de la densidad del combustible. Como ya se ha hablado, el combustible tiene una composición muy diferente a la del petróleo crudo original, por consiguiente no se puede conocer la densidad del combustible con exactitud. *Nelson y McNeil*⁷ sugieren usar una gravedad específica de 1.0 ($\rho_F = 62.4 \text{ lbm/ft}^3$) para reconocer los cambios en el petróleo crudo como consecuencia del coque y craqueo que ocurre durante el proceso de depósito del combustible. *Prats*⁸ asume que la densidad del combustible es igual a la del aceite. El agua desplazada por el proceso de combustión in-situ proviene de la saturación inicial de agua y la producida por las reacciones de combustión. El volumen de agua desplazada del la zona quemada está dado por

$$V_{wb} = \phi V_{Rb} (S_{iw} - S_{wF}) \quad (17)$$

Donde:

S_{wF} = saturación de agua equivalente al agua producida por las reacciones de combustión.

V_{wb} = Volumen de agua desplazada del volumen quemado.

$$S_{wF} = 9.0 m_R F_{HC} / \rho_w \phi (12 + F_{HC}) \quad (18)$$

F_{HC} = Es la relación atómica de H/C en el combustible.

La economía de la combustión in-situ es controlada por el costo de compresión de aire. La relación de aire /aceite es una medida de la estequiometria efectiva. Considerando solo la zona quemada, la relación del aire inyectado y aceite desplazado está dada por

$$F_{AO_b} = \frac{a_R^* \left(\frac{\text{scf}}{\text{ft}^3} \text{ parte quemado del yacimiento} \right) \left(\frac{5.615 \text{ ft}^3}{\text{bbl}} \right)}{\phi_R \left(\frac{\text{ft}^3 \text{ PV}}{\text{ft}^3} \text{ volumen del yacimiento} \right) (S_{oi} - S_{oF}) \left(\text{ft}^3 \frac{\text{oil}}{\text{ft}^3} \text{ PV} \right)} \quad (19)$$

Simplificando

$$F_{AO_b} = 5.615[a_R^*/\phi_R(S_{oi} - S_{oF})](scf/bbl) \quad (20)$$

Es importante estimar F_{AO_b} para un proyecto de campo donde los parámetros de la ecuación (20) son conocidos. *Gates and Ramey*^{9,10} Presentan datos para el Sur de Belridge en un proyecto de recuperación térmica. Los siguientes valores son representativos de aquel proyecto.

$$a_R^* = 385 \text{ scf}/ft^3$$

$$m_R = 2.20 \text{ lbm}/ft^3$$

$$\phi_R = 0.36$$

$$\rho_F = 343 \text{ lbm}/bbl$$

$$S_{oi} = 0.60$$

De la ecuación (16), $S_{oF} = 0.10$. Sustituyendo los valores en la ecuación (20) se obtiene

$$F_{AO_b} = 5.615[385/0.36(0.60 - 0.10)](scf/bbl) = 12,010 \text{ scf}/bbl$$

La estequiometría revela el volumen de aceite que es desplazado del volumen de roca. No hay ninguna información sobre cuánto del aceite desplazado es producido. La relación real aire/aceite aumentará si la nueva saturación ocurre en el yacimiento. Por otra parte. La estequiometría de combustión no representa el aceite que es desplazado de las regiones adyacentes que son calentadas por el frente de combustión o afectadas por los gases de combustión

2. PRUEBAS DE LABORATORIO

Este tipo de pruebas son muy importantes para la toma de decisiones al implementar el proceso de inyección de aire en un campo, por lo que en este capítulo se muestran las más utilizadas para este proceso.

2.1. Prueba de calorimetría

Prueba de calorimetría (accelerating rate calorimeter o ARC, por sus siglas en inglés). Este tipo de pruebas permiten la estimación de parámetros cinéticos de la reacción de oxidación (energía de activación, órdenes de la reacción y factor pre-exponencial) sin embargo éstas no reproducen las condiciones de flujo que ocurren dentro del yacimiento, por lo cual no se dispone de mayor información para entender el desarrollo del proceso de recuperación.

Pruebas de laboratorio y de campo muestran que es factible acelerar la producción de aceite e incrementar la reserva al inyectar aire a un yacimiento. La reacción de oxidación puede ocurrir de dos formas:

- **Reacción por adición de oxígeno.** El oxígeno se combina con el aceite produciendo moléculas oxigenadas más pesadas.
- **Reacción por partición o separación del enlace molecular.** El oxígeno presente en el aire separa (craquea) las fracciones ligeras y pesadas de los hidrocarburos al reaccionar preferentemente con las últimas; este es el efecto térmico que moviliza el aceite del yacimiento.

2.1.1. Propósito de una prueba de calorimetría

Determinar si el aceite en estudio reacciona espontáneamente al estar en contacto con el aire, identificar el rango de temperatura en el que reacciona, comprobar la continuidad de la reacción al transitar del “bajo” al “alto” rango de temperatura, así como evaluar los parámetros cinéticos de Arrhenius: energía de activación, orden de la reacción y factor pre-exponencial, que se utilizan en la simulación numérica del tubo de combustión.

2.1.2. Método de la unidad ARC

En el interior de la celda, de diámetro de una pulgada, se colocan los reactivos: aceite, aire y, algunas veces, grano de roca del yacimiento. Se controlan el flujo de calor hacia la celda y se emplea un registro de temperatura. La reacción exotérmica se mantiene bajo condiciones casi-adiabáticas. Datos de tiempo, presión y temperatura son automáticamente registrados hasta el término de la reacción exotérmica; el hecho de que el proceso sea adiabático facilita la estimación del calor generado y de los parámetros de la cinética de reacción.

La unidad ARC tiene dos modos de operación:

- **Sistema cerrado.** Donde se emplea una cantidad fija de aire.
- **Sistema fluyente.** Donde se repone continuamente el aire que se consume.

Del primera forma de operación se obtienen la mayoría de los parámetros cinéticos de reacción; del segundo, un análisis cromatográfico de los gases producidos.

La unidad ARC puede ejecutarse bajo dos esquemas:

- **Barrido.** Donde los incrementos de temperatura se definen con anticipación a la corrida, los intervalos de temperatura a los que el aire y aceite reaccionan pueden ser rápidamente identificados al ejecutarse por medio de barrido
- **Isogestación.** Donde la muestra de aceite, roca y aire se mantiene a presión y temperatura del yacimiento durante 5 días, bajo el esquema de isogestación se determina si el aceite reacciona espontáneamente una vez entre en contacto con el aire.

El logaritmo del incremento en la temperatura exotérmica ($^{\circ}\text{C}/\text{min}$) se grafica en función de la temperatura y la extensión, finalmente la continuidad de la curva exotérmica resultante es examinada. Se asume que una muestra de aceite presenta reacción exotérmica al registrarse un incremento de temperatura a cierto intervalo de temperatura. Ausencia de puntos en el registro indican que no hay reacción. Por lo general, la curva de reacción exotérmica es discontinua y bimodal; el intervalo del primer modo define el rango de las “bajas temperaturas de oxidación” (LTO) y de “altas temperaturas de oxidación”, el del segundo (HTO). La investigación ha mostrado que, para petróleos pesados, las reacciones LTO deben ser reducidas al mínimo. La **Figura 2.1** muestra la respuesta del oxígeno con la temperatura de un petróleo pesado típico. que se incrementa directamente con el tiempo. Nótese que la región de gradiente negativa de temperatura donde la tasa de oxígeno decrece con el aumento de temperatura. Si la temperatura en el proceso de ISC está por debajo del gradiente negativo de temperatura, la eficiencia del desplazamiento del aceite será más baja. Esto es porque en el proceso LTO aumenta la viscosidad del aceite y el contenido de combustible.

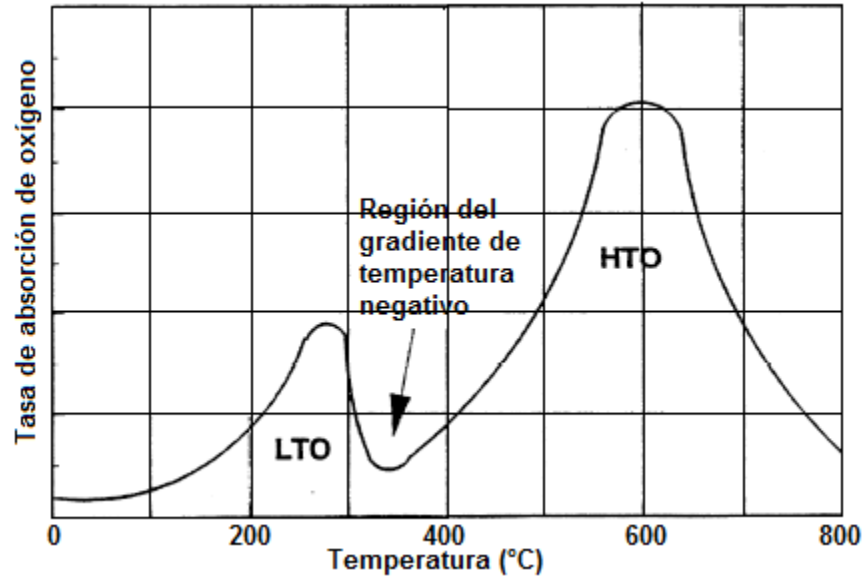


Figura 2.1 Esquema del perfil de temperatura del proceso de combustión progresiva seca (mostrando el efecto general de temperatura sobre tasa de adsorción de oxígeno para petróleos pesados y la región de gradiente negativa de temperaturas).¹¹

Si se trata de aceites ligeros, una corrida de la unidad ARC en el rango de las bajas temperaturas es suficiente, siempre que éstos reaccionen por partición al contacto con el aire. Para aceites pesados, la prueba de la unidad ARC debe realizarse en el rango de las altas temperaturas.

2.1.3. Características de la unidad ARC

Tiene un rango extendido de presión (0 a $714 \frac{Kg}{cm^2}$). Las pruebas de la unidad ARC son corridas para obtener la energía de activación de Arrhenius, el factor pre-exponencial y el orden de reacción. La prueba adiabática es hecha a presión de yacimiento, se inicia a temperatura de yacimiento y se eleva a 500°C (930 °F).

La unidad ARC consiste de una celda (aproximadamente de 2.84 cm de diámetro interno y 17 cm de alto) y un soporte esférico de muestra (bomba), dentro del cual, los reactantes son colocados bajo temperatura y control del suministro de calor muy exactos, los cuales son los factores clave en el diseño y construcción de la unidad ARC.

1. La bomba se encuentra dentro de un calorímetro. La entrada de potencia a los calentadores del calorímetro es controlada manteniendo una diferencia de temperatura cercana a cero entre la bomba y las paredes del calorímetro. Las temperaturas son medidas con termopares colocados sobre la bomba y sobre las paredes del calorímetro, los cuales contienen a los calentadores. Como se muestra en la **Figura 2.2**

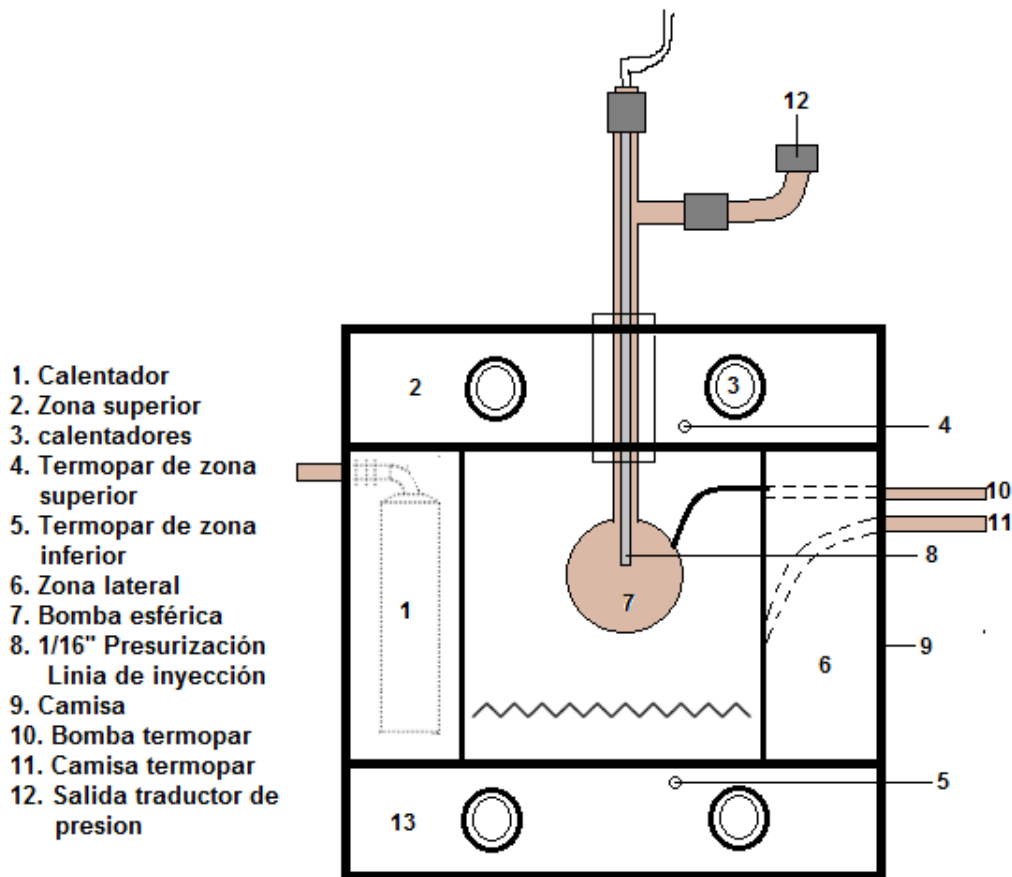


Figura 2.2 Calorímetro de velocidad de aceleración a alta presión.

El flujo de calor hacia el exterior de la bomba varía de acuerdo a la diferencia de temperatura entre la bomba y las paredes del calorímetro. Esto permite seguir la pista de las rápidas reacciones exotérmicas bajo condiciones adiabáticas estrictas. El factor principal en el diseño y la construcción de la unidad ARC es el mantenimiento de las condiciones adiabáticas casi perfectas. Un transductor de presión unido a la cabeza de la bomba permite medir la presión dentro de la bomba.

La unidad ARC, consiste de una unidad principal con un recipiente a presión, una unidad de potencia, una unidad de control y un graficador X – Y. Una computadora es utilizada para controlar la operación de la unidad ARC. También sirve para reunir y procesar los datos y obtener los valores térmicos y cinéticos.¹²

Una muestra de aceite crudo se sujeta a una prueba de “sistema cerrado” en la unidad ARC (cantidad ajustada de aire, inicialmente a presión de yacimiento, sobre la muestra de aceite y a operación casi-adiabática). Las corridas empiezan a temperatura inicial. Después de 15 minutos, si el sistema no detecta una tasa de calor mayor que la del umbral de detección del calorímetro (usualmente de 0.016 a 0.022°C (0.03 a 0.04°F) por minuto), la temperatura de la bomba es incrementada cada 5.55°C, (10°F). Este procedimiento se repite hasta que se eleva de manera significativa la temperatura, y las reacciones térmicas entre el aceite y el oxígeno, sean notadas. En ese momento, la tasa de calor es ajustada para alcanzar y mantener la condición adiabática.

La unidad ARC opera como un “sistema cerrado”, dentro del rango de presión y temperatura permitidas. Esta manera de operación es satisfactoria para obtener la mayoría de los parámetros asociados con la oxidación de los aceites. Por otra parte, puesto que en el yacimiento las reacciones cinéticas son dinámicas y están afectadas por

el flujo de oxígeno, es altamente deseable obtener los parámetros cinéticos bajo condiciones de flujo.

2.1.4. Limitaciones de las pruebas de la unidad ARC

En la prueba de la unidad ARC, los parámetros cinéticos son calculados asumiendo un modelo de reacción simple (modelo de reacción de oxidación a alta temperatura, HTO). Un modelo de reacción simple, por otro lado, no puede representar realísticamente la oxidación del aceite crudo debido a que el oxígeno es usado no solo para formar óxidos de carbono y agua (reacción de oxidación a alta temperatura, HTO), sino que también forma componentes oxigenados estables (reacción de oxidación a baja temperatura, LTO).

Si ambas reacciones ocurren simultáneamente, a lo largo de la prueba, como usualmente es el caso en el sistema ARC, entonces, los parámetros cinéticos no pueden ser estimados cuantitativamente. En la unidad ARC, los parámetros cinéticos son estimados basados en los correspondientes datos a la temperatura más alta (reacción de oxidación a alta temperatura, HTO). El modelo asumido es entonces extrapolado a la temperatura más baja y los parámetros cinéticos para la oxidación a baja temperatura (LTO) están calculados en base a las diferencias en la tasa de calor entre los dos regímenes de temperatura.

Los datos obtenidos de un “sistema cerrado” en la unidad ARC no son útiles para el escrutinio del aceite pesado candidato para combustión in-situ. Esto es porque en un “sistema cerrado”, debido a un rápido decremento en la presión parcial del oxígeno (mayormente debido a las reacciones de adición de oxígeno), las temperaturas de reacción a menudo fallan al exceder la región del gradiente de temperatura negativo y a que es incapaz de alcanzar la zona de reacción de oxidación a alta temperatura (HTO).

Una unidad ARC en “sistema fluyendo” puede evitar esta desventaja, debido a que la presión del oxígeno puede ser mantenida constante a lo largo del experimento.

Las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO) no se contraponen al éxito del proceso de combustión en un yacimiento de aceite ligero, debido a que en estos yacimientos, la temperatura del frente de combustión es a menudo menor a 316°C, (600°F). Esto aún corresponde a la región de la reacción de oxidación a baja temperatura.

A pesar estas desventajas, la unidad ARC queda como una herramienta simple y útil para analizar cualitativamente las reacciones de oxidación de los crudos y para estudiar la reactividad del aceite a baja temperatura.

2.2. Prueba del tubo de combustión

Aunque los estudios cinéticos pueden proporcionar información útil sobre las reacciones del proceso de ISC, los experimentos del tubo de combustión son necesarios y obligados en la determinación de parámetros necesarios para diseñar e implementar proyectos en campo. Sarathi¹³ señala, "los estudios de tubo de combustión son el primer paso necesario en el diseño de un proyecto de ISC".

El tubo de combustión tiene por objeto representar un pequeño volumen del yacimiento. Se realiza en núcleos o muestras representativas de material de la matriz y el petróleo, colocado en posición vertical para aprovechar los efectos de la gravedad y se calienta a temperatura del yacimiento. El encendido se inicia normalmente en la parte superior donde se encuentran los calentadores eléctricos y el frente de combustión se propaga hacia abajo. Esto permite el avance de un frente de combustión y las reacciones químicas asociadas a condiciones cercanas a las de un yacimiento. Los perfiles de temperatura, presiones, gas, inyección de líquidos, los ritmos de producción, y el historial de

composición en la entrada y la salida se registran. El proceso ISC recorre el tubo y la correlación directa de los resultados del tubo de combustión al campo no es posible. Sin embargo, cuando las corridas se realizan con roca y fluidos del yacimiento a condiciones de presión y temperatura del mismo, las reacciones de disponibilidad de combustible y la combustión pueden ser aproximadamente similares en ambos casos en el tubo combustion y el yacimiento. Las corridas en el tubo de combustión nos proporcionarán información sobre la eficiencia de barrido en el proceso de ISC. De esta manera se analiza el modelo del proceso químico, pero no el comportamiento de flujo en el yacimiento, y sólo en parte se modela el proceso de transferencia de calor. El comportamiento de flujo en el yacimiento es afectado por la gravedad, espaciamiento, geometría y la heterogeneidad del yacimiento, en tubo de combustión no se pueden reproducir estos fenómenos. Por otra parte la transferencia de calor del tubo con el entorno puede ser mucho mayor que las pérdidas de calor en el yacimiento.

Muchos investigadores utilizan calentadores de franja alrededor del tubo para disminuir el gradiente de temperatura entre el tubo y los alrededores. Esto reduce las pérdidas de calor y permite la propagación del frente a flujos similares a los del campo. Esto, sin embargo, puede llevar a una sobreestimación de relación agua / aceite en el proceso de combustión húmeda los calentadores proporcionan demasiada energía al sistema, como sucede con frecuencia.

El tubo de combustión es un experimento dinámico que simula; bajo las condiciones físicas, mineralógicas y reológicas (más no petrofísicas) imperantes en el yacimiento; el proceso de oxidación.

Este tipo de pruebas proveen información cuantitativa sobre la combustión y el desarrollo de la recuperación de aceite que puede ser lograda en campo, por otro lado, éstas no proveen ningún dato cinético de las reacciones ocurridas. Un diseño y operación

apropiados de las pruebas del tubo de combustión, no solo puede proveer información muy útil acerca del sistema roca-fluido, sino que también proporciona los datos necesarios para hacer proyecciones apropiadas de un proyecto de inyección de aire.^{14 , 15}

La información que puede ser adquirida de las corridas del tubo de combustión son las siguientes:

- Combustible quemado
- Aire requerido para quemar una unidad de volumen del yacimiento
- La relación atómica H / C del combustible quemado
- El exceso de aire y la utilización de oxígeno
- Relación aire / combustible
- Aceite recuperado de la zona barrida
- Optimización de aire y de la proporción agua en la combustión húmeda
- Composición de los fluidos producidos
- Ritmo de avance del frente de combustión

2.2.1. Características del tubo de combustión

Consiste de un tubo de acero, en el extremo superior del mismo se encuentra una tubería de inyección de aire y después de esta se encuentra un bache de arena limpia que sirve para homogenizar la entrada de aire al tubo de combustión. Posteriormente, se encuentran dos resistencias, las cuales están colocadas en la parte superior del tubo de combustión y sirven para elevar la temperatura del sistema hasta el punto de ignición de la muestra de aceite con el oxígeno. Para registrar las temperaturas en las posiciones

fijadas en el tubo de combustión, un juego de 10 termopares son colocados a lo largo del tubo de combustión. También se cuenta con una cinta de calentamiento que proporciona calor de manera homogénea al tubo de combustión, ésta envuelve al tubo de combustión de la parte superior a la inferior; por otro lado, para evitar pérdidas de calor alrededor del tubo, una cinta de asbesto es colocada, también alrededor del tubo. En el extremo inferior del tubo se encuentra la salida de los fluidos producidos, a este a su vez está conectado con un sistema de separación de dos etapas. **La Figura 2.3** muestra un esquema del tubo de combustión.

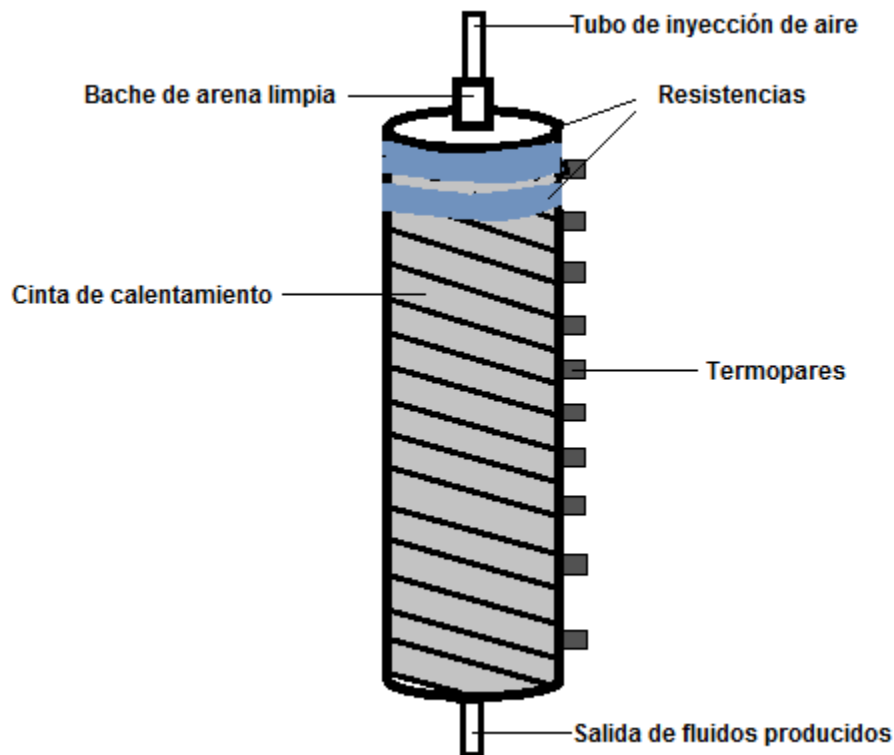


Figura 2.3 Tubo de combustión usado para realizar pruebas de combustión.

2.2.2. Principios del tubo de combustión

Una vez ensamblado el tubo de combustión, se confina a presión de yacimiento y se lleva la temperatura de las resistencias a la del yacimiento, se inicia con un gasto constante de aire inyectado por el extremo superior del tubo, a una presión ligeramente superior a la del yacimiento. Al contacto con el aire, una parte del aceite comienza a oxidarse y la temperatura empieza a elevarse. En los puntos más calientes donde una mayor cantidad de calor se ha acumulado, el aceite se “craquea”, las fracciones más ligeras se separan de las pesadas que se precipitan formando “coque”. Por requerir menor temperatura para su oxidación, es el coque quien en adelante, encabezará el proceso de reacción, el cual será el combustible y la fuente principal de calor. En una sección longitudinal del tubo de combustión, siete regiones son identificables en un lapso de tiempo como se muestra en la figura **Figura 2.4**. Enumeradas en el sentido del flujo se tiene:

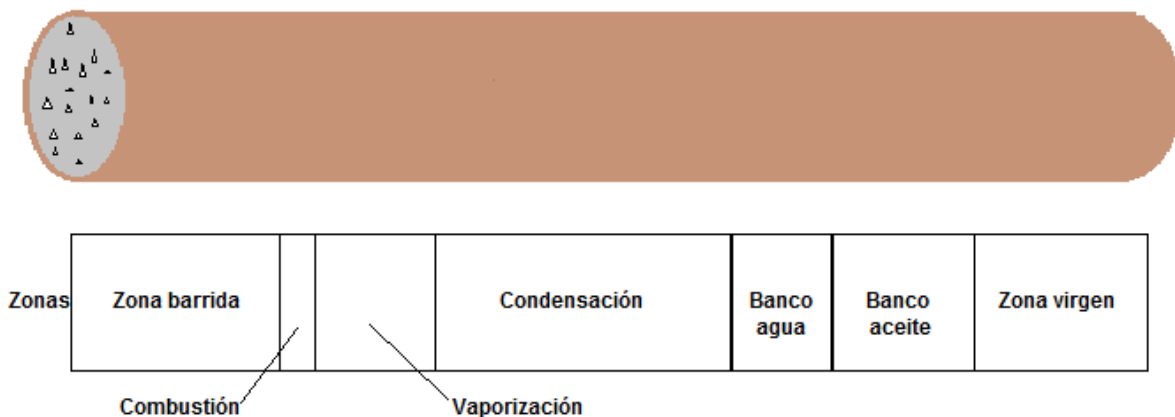


Figura 2.4 Principales regiones en la sección longitudinal del tubo de combustión.

- 1. Región de barrido:** Zona a través de la cual ha transitado el frente de combustión, zona totalmente saturada de aire sin huella de aceite residual.

2. **Frente de combustión:** Franja delgada de algunos milímetros de espesor (5 mm), donde aire y coque reaccionan elevando al máximo la temperatura (ejemplo: máximo para LTO (325°C @ LTO), siendo el bióxido de carbono, el monóxido de carbono y el vapor de agua los productos de la reacción.
3. **Zona de vaporización:** La propagación del calor de reacción craquea los hidrocarburos, precipita el coque y cambia a fase vapor los ligeros y la salmuera.
4. **Zona de condensación:** En fase vapor los fluidos incrementan su velocidad de flujo, recorren mayores distancias y gradualmente pierden calor.
5. **Banco de agua:** El agua es el primer fluido en condensarse, aumenta su saturación al encontrarse en fase líquida, disminuye su permeabilidad relativa con respecto al vapor, otros fluidos aún en fase vapor conservan su movilidad.
6. **Banco de aceite:** Se condensan las fracciones ligeras y mezclan con los hidrocarburos presentes, iniciales o residuales, se incrementa su saturación, el bióxido de carbono se agrega a los mecanismos de empuje o, dependiendo de la presión del yacimiento, se disuelve en el aceite.
7. **Zona virgen:** Región aún inalterada por los efectos de la inyección del aire.

En el experimento, el tubo de combustión se empaca con fragmentos de roca de yacimiento, se satura de aceite y agua, se calienta a temperatura del yacimiento y se comprime a presión de yacimiento. El aire se inyecta por el extremo superior del tubo (lado izquierdo en la figura), reacciona con los hidrocarburos existentes, esencialmente con el coque, y produce un frente de combustión, siendo bióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO) y vapor de agua, los productos de la reacción.

El incremento de temperatura vaporiza los fluidos del entorno inmediato y el gradiente de presión los desplaza con mayor facilidad. Corriente abajo, ante la pérdida gradual de calor, los vapores se condensan, el agua primero, el aceite a continuación dando lugar a la formación de los bancos respectivos. El bióxido de carbono CO_2 se agrega a los mecanismos de empuje del aceite o se disuelve en él. En la zona virgen se mantienen inalteradas la saturación y la temperatura.¹⁶

2.2.3. Infraestructura experimental

Está compuesto de 5 partes principales: un sistema de inyección de fluido, tubo de combustión, sistema de producción de fluidos, cromatógrafo de gas y sistema de medición de pruebas de humedad, y sistema de registro de datos. Un diagrama esquemático del arreglo se muestra en la **Figura 2.5**.

Partes principales del arreglo:

- **Sistema de inyección de fluido:** El sistema de inyección de fluido consiste de dos partes: inyección de nitrógeno e inyección de aire.
 - **Inyección de nitrógeno:** El nitrógeno es usado para drenar el sistema antes de cualquier corrida, permitiéndole fluir a través del controlador de flujo principal dentro del tubo de combustión. El nitrógeno es también usado para presurizar el tubo de combustión, cerrando el regulador de presión y al final de la producción de vapor. Al final de la corrida de combustión, el nitrógeno es inyectado dentro del sistema para drenar y enfriar el tubo de combustión.
1. **Inyección de gas:** El término aire es usado para referirnos a la mezcla normal de oxígeno y nitrógeno en la atmósfera. El aire es inyectado a un gasto constante de 2.5 lt/min (este valor puede variar dependiendo del experimento) a lo largo de la

corrida de combustión. Un cilindro con aire está conectado al sistema de inyección. Cuando la temperatura en la interfase de la mezcla de arena limpia empacada alcanza aproximadamente 300°C, se inyecta aire a un ritmo de flujo de 2.5 lt/min dentro del tubo de combustión para iniciar la ignición y mantener la combustión.

- 2. Tubo de combustión:** El sistema del tubo de combustión es colocado verticalmente y está asegurado al final de la producción y al armado del motor del juego de termopares. Cada uno de los termopares está conectado a su terminal para mostrar o registrar su señal a un registrador de datos, al panel de control y al monitor de la PC.
- 3. Sistema de producción de fluidos:** Un regulador de contrapresión mantiene la presión de salida del tubo de combustión a un valor constante predeterminado durante el experimento. Los fluidos producidos del tubo de combustión pasan a través de una separación de dos etapas donde son recolectados a la salida de la producción. Los gases pasan a través de un condensador mantenido a baja temperatura para recuperar cualquier volumen de líquido en estado de vapor. En tal caso, una salida al final de la unidad de condensado es usada.
- 4. Cromatógrafo de gas y sistema de medición de prueba de humedad:** Una pequeña fracción del gas producido es inyectada al cromatógrafo de gas en donde el gas, es analizado en cuanto a la composición de dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y monóxido de carbono, en intervalos de tiempo establecidos cada 5 minutos (el tiempo puede variar dependiendo del experimento). Un medidor de prueba de humedad instalado antes del cromatógrafo de gas permite la medición de los gases de combustión producidos, la cual es grabada en una PC.

5. Sistema de grabación y medición de datos: Dos registradores (sistemas de adquisición de datos) y dos computadoras personales son usados para registrar los siguientes parámetros: tiempo, temperaturas de la camisa del tubo de combustión, temperaturas de los termopares, presión de inyección, presión de producción, gasto de inyección de gas, gasto promedio del gas producido y gasto de gas acumulado. Los parámetros son grabados en intervalos de 30 segundos (dependiendo de la prueba) y la mayoría de ellos son mostrados en los monitores de la PC para propósitos de monitoreo.

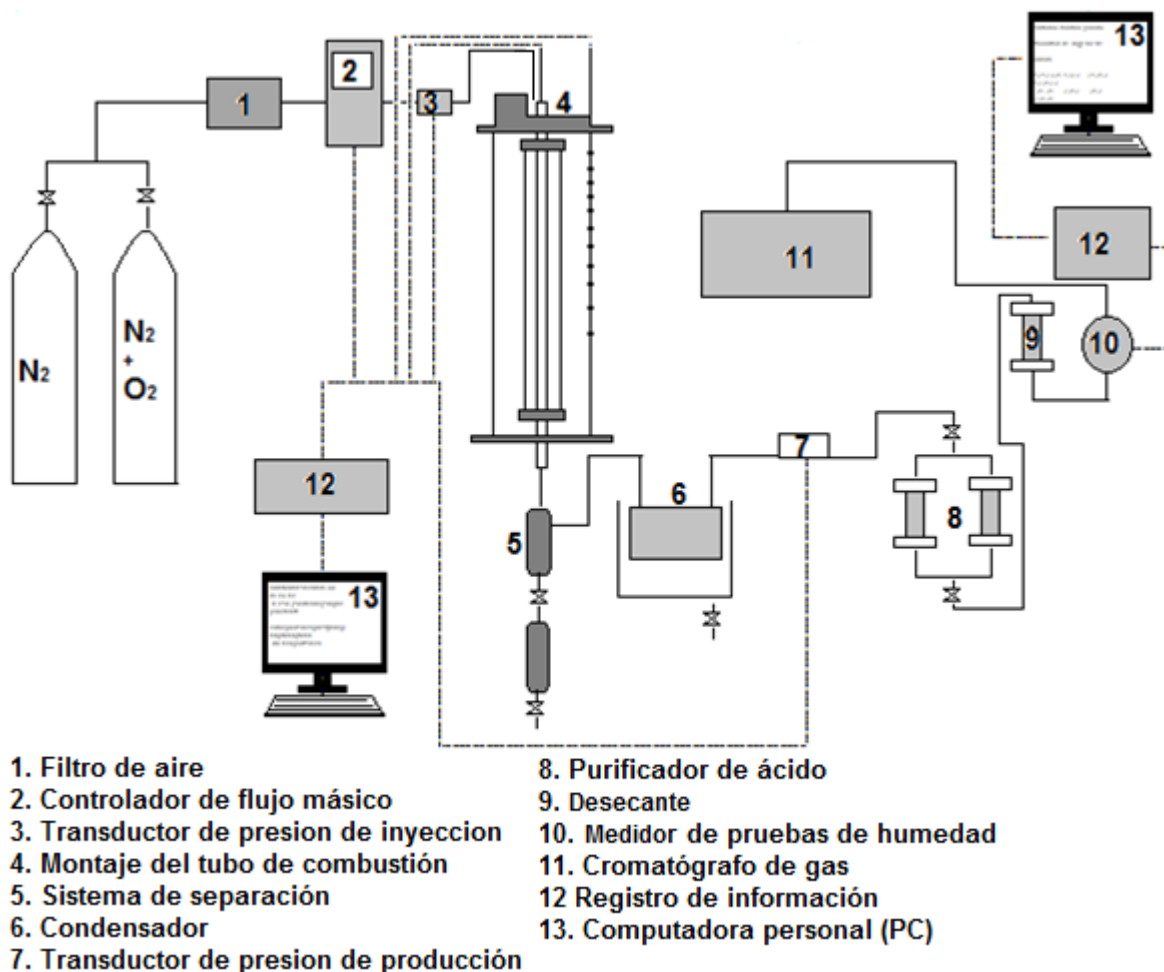


Figura 2.4 Arreglo experimental para realizar pruebas de combustión.

2.2.4. Metodología de prueba en el tubo de combustión

Primero se realiza la malla. Para esto se debe contar con roca del yacimiento, se tritura para obtener los granos que se harán pasar por mallas de apertura fija para que todos los granos sean lo más homogéneos posible. Para poder representar la porosidad del yacimiento se deben seleccionar los granos adecuados, a la arena obtenida se le conoce como malla.

También debe ser determinada la temperatura de combustión, la cual se determina con un dispositivo cilíndrico aproximadamente de 15 cm de alto y una pulgada de diámetro con una resistencia que eleva la temperatura hasta el punto en que el aceite reacciona con el oxígeno esta temperatura es registrada siendo la temperatura de combustión (T_C).

Posteriormente se coloca en un recipiente arena y agua y se revuelve hasta que toda el agua sea absorbida por la arena. Después, se agrega aceite con la concentración deseada y se vuelve a mezclar hasta obtener una muestra homogénea. Esta mezcla se empaca en el tubo de combustión a modo de que se garantice un empacamiento uniforme. Es conveniente señalar que el mallado de la arena usada debe ser el adecuado a fin de obtener una porosidad equivalente a la del yacimiento. En la parte superior, se agrega un poco de arena limpia con la finalidad de que al inyectar el aire, el flujo se distribuya de manera homogénea a la mezcla.

Se colocan las tapas el tubo, se sujeta verticalmente y se instalan los dispositivos y conexiones adecuadas para la inyección de aire, el calentamiento uniforme del tubo, el registro de las temperaturas a lo largo del mismo y la recuperación de agua, aceite y los gases resultantes de la combustión.

El tubo es cubierto con una cinta de calentamiento, la cual va a mantener a una temperatura inicial constante (T_0) sobre la longitud del tubo de combustión. Dos

resistencias se colocan en la parte superior del tubo para elevar la temperatura (T) hasta el punto de ignición al contacto de la muestra con el oxígeno. Se puede utilizar una o las dos resistencias dependiendo si el experimento le requiere. Una cinta de asbesto envuelve al sistema para evitar lo menos posible la pérdida de calor hacia los alrededores. Mientras que las resistencias de calentamiento llevan al sistema a la temperatura (T) requerida. Por el extremo superior del tubo se inyecta a gasto constante un gas inerte, en este caso nitrógeno. Esto permite mantener el sistema a una presión constante (P_0), además de homogeneizar aún más la muestra, y permitir la formación de pequeños canales por donde pueda desplazarse más fácilmente el aceite y con ello mejorar su recuperación.

Una vez que se alcanza la temperatura (T_0) se encienden las resistencias para alcanzar la temperatura de combustión estimada (T_C), a la cual el aceite hace combustión debido a la presencia de oxígeno, se deja de inyectar nitrógeno y se inyecta aire a un flujo (f) de masa constante. La combustión ocurre y el gradiente de temperatura aumenta rápidamente.

Una vez que la combustión se ha obtenido, y se ha formado apropiadamente un frente de combustión robusto, las resistencias se apagan. Después, a intervalos iguales de tiempo se toman muestras de aceite, agua y gases obtenidos debido a la combustión del hidrocarburo en presencia de oxígeno proporcionado por el aire inyectado. El dispositivo experimental cuenta con una tarjeta recolectora de datos provenientes de 10 termopares colocados a lo largo del tubo.¹⁷

3. CRITERIOS COMUNES DE SELECCIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE AIRE

Una gran cantidad de campos petroleros alrededor del mundo han sido explotados durante un largo tiempo y actualmente son revisados para evaluar las opciones que permitan incrementar su recuperación final. Esta tarea involucra la determinación y evaluación de procesos que nos permitan recuperar un volumen de aceite incremental, por lo que muchos de los campos maduros están próximos a reintegrarse a las oportunidades de inversión y existe una expectativa general de aquellos procesos y técnicas que puedan conducir estos proyectos hacia una recuperación adicional de hidrocarburos.

Los criterios de selección para procesos de recuperación mejorada son utilizados ampliamente para evaluar campos, antes de que cualquier otra evaluación detallada sea llevada a cabo. Estos criterios de evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc.), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos) o bien desde un entendimiento de las características y de la física de cada uno de los procesos de recuperación mejorada. Por otra parte, los criterios de selección nos permiten obtener una visión general de los procesos posibles a implementar en un determinado campo antes de seleccionar el más adecuado.

La selección de un método de recuperación mejorada de aceite para su aplicación en un yacimiento en particular depende de muchos factores, el lugar en donde se encuentra el aceite remanente, las propiedades de los fluidos del yacimiento, las condiciones del yacimiento y las heterogeneidades de éste.¹⁸

Para que en este tipo de métodos se obtenga una recuperación de aceite de manera rentable, la formación debe tener una alta permeabilidad y la saturación de aceite debe ser alta al inicio del proceso.¹⁹

La combustión in-situ implica una ignición dentro del yacimiento y la inyección de aire adicional para mantener la quema de ciertos componentes del aceite. La técnica más común es el frente de combustión, en la cual, dentro del yacimiento mediante la inyección de aire enriquecido con oxígeno, se produce una ignición y la inyección continua de aire propaga la combustión desde el pozo inyector hacia el pozo productor. Una de las variaciones de esta técnica es el frente de combustión seguida por la inyección de agua. Una segunda técnica es la combustión inversa, en la cual, la ignición es provocada en un pozo mismo que eventualmente será el pozo productor y posteriormente la inyección de aire se llevará a cabo desde pozos adyacentes.²⁰

Si todos los criterios de selección son favorables, la combustión parece ser un atractivo método de recuperación para yacimientos que no pueden ser tratados con métodos utilizados en aceites ligeros. Sin embargo, el proceso es muy complicado, con muchos problemas prácticos tales como la corrosión, la erosión y las pobres relaciones de movilidad de los fluidos.²¹

En la combustión in-situ el aceite se recupera mediante:

- Transferencia de energía en forma de calor mediante conducción y convección con lo cual se logra la disminución de la viscosidad del aceite.
- Los productos de la destilación de vapor y del craqueo térmico que son llevados en el frente de combustión para mezclarse con el aceite de mejor calidad.

- Los gases de combustión pueden eventualmente alcanzar miscibilidad con el aceite del yacimiento
- El CO_2 generado por la combustión se mezcla con el crudo del yacimiento, disminuyendo la viscosidad, favoreciendo el hinchamiento del mismo
- Quema de coque que es producto de los componentes más pesados del aceite.
- Por la presión suministrada al yacimiento mediante la inyección de aire.

Guía de selección técnica

ACEITE	
Densidad	< 40° API (normalmente de 10-27°API).
Viscosidad	< 5,000 cp.
Composición	Contenido de asfaltenos que ayuden a la deposición de coque.
YACIMIENTO	
Saturación de aceite	> 64,450 $m^3/km^2 - m$ (500 bl/acre-pie) (> 40-50% del volumen poroso).
Tipo de formación	Formaciones de arenas y areniscas con alta porosidad.
Espesor neto	> 3 metros (10 pies).
Permeabilidad	> 50 mD.
Transmisibilidad	> 6 mD-m/cp (20mD-pie/cp).
Profundidad	> 3,500 metros (11,500 pies).
Temperatura	> 38°C (100°F) preferentemente.

Tabla 3.1 Guía de selección técnica.

3.1. Criterio de selección aplicado para cuando el gas se encuentra en condiciones miscibles o inmiscibles

Cuando se inyecta aire en un yacimiento de aceite, se producen dos fenómenos simultáneos: el desplazamiento de petróleo y la oxidación del aceite. De acuerdo a la eficiencia del desplazamiento y la intensidad de la oxidación, cuatro tipos principales de procesos se pueden producir.

1. Inyección de aire inmisible (IAF) con oxidación intensiva.
2. Inyección de aire inmisible (IAF) sin oxidación intensiva.
3. Inyección de aire miscible (MAF) con oxidación intensiva.
4. Inyección de aire miscible (MAF) sin oxidación intensiva.

Los dos últimos procesos se conocen comúnmente como la inyección de aire de alta presión.

De acuerdo a la intensidad de la oxidación, ya sea de la oxidación a baja temperatura (LTO) o la oxidación a alta temperatura (HTO), las reacciones pueden dominar el desarrollo del proceso. En realidad, cuando HTO tiene lugar en la inyección de aire inmisible, se obtiene el clásico proceso de combustión in situ, mientras que si se lleva acabo LTO el proceso se llama LTO-IAF (LTO combinado con la inyección de aire inmisible). En realidad, el LTO-IAF a veces era sin querer obtenido al aplicar ISC, bien cuando la operación de encendido no alcanzaba éxito, o la operación de encendido se realizaba correctamente, pero el frente de ISC no se lograba mantener, debido a cualquiera de una variedad de motivos. Por consiguiente, este proceso ha sido aplicado sólo para aceites relativamente viscosos.

En general, la inyección horizontal de gas inmiscible puede aumentar la recuperación de petróleo en última instancia hasta un 5% -6%.

Para que un proyecto de inyección de aire sea exitoso, debe de cumplir las siguientes condiciones:

- La utilización de oxígeno en la inyección de aire debe ser prácticamente del 100%
- La ignición espontánea debe lograrse fácilmente.

Con el fin de cumplir la primera condición, adicionalmente, dos condiciones deben ser satisfechas.

- La zona de aceite debe ser lo más homogénea posible.
- Se debe contar con el combustible suficiente para mantener la combustión, o una temperatura muy alta del yacimiento que lleva a una utilización del 100%.

3.1.1. Inyección de aire inmiscible con reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO-IAF)

En ocasiones en la aplicación de una combustión in-situ es requerida una operación de ignición para iniciar el proceso, generando una ola de calor. Este proceso está asociado con la existencia de un rango de temperatura 350 - 600 °C (608 – 1112°F), lo cual generará un vigoroso frente de combustión que viaja hasta los pozos de productores. La combustión in-situ parece ser no recomendable para yacimientos con porosidades extremadamente bajas, ya que la porosidad está directamente relacionada con las pérdidas de calor.²²

Criterio de selección

La combustión in-situ es aplicada principalmente para yacimientos de aceite pesado con viscosidades mayores a los 10 cp. Los yacimientos candidatos deben cumplir las siguientes condiciones:

- No ser yacimiento fracturado.
- Porosidad > 20%.
- No presentar casquete de gas o acuífero asociado.
- Espesor neto > 3 metros.
- Profundidad > 150 metros.
- Permeabilidad > 100 mD.
- Viscosidad del aceite > 10 cp.
- Contenido de aceite $\phi S_o > 0.065$.
- Transmisibilidad del aceite (k_{oh}/μ_o) > 6 mD-m/cp.

3.1.2. Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a baja temperatura

(LTO-IAF)

En ocasiones debido a un insuficiente flujo de aire, este proceso puede ser encontrado durante muchas operaciones de combustión in-situ. En estos casos predominan las reacciones de oxidación a baja temperatura, extinguiendo el frente de combustión y siendo consumido el oxígeno en dichas reacciones, las cuales se propagan en una amplia región, incrementando la viscosidad del aceite en vez de disminuirla. Hasta ahora el

proceso de LTO-IAF no ha demostrado ser un proceso eficaz. En realidad, parece ser el menos eficiente.

Este tipo de procesos tiene una muy baja oportunidad de éxito económico en inyecciones horizontales. Sin embargo, puede tener potencial en una inyección vertical.²²

Los motivos por los cuales las reacciones de oxidación a baja temperatura dominan el proceso, pueden ser:

- Alta heterogeneidad (incluyendo fracturas).
- Baja presión y temperatura del yacimiento.
- Bajos gastos de inyección de aire.

Criterio de selección

Para que un yacimiento sea candidato debe cumplir las siguientes condiciones:

- $30 \text{ cp} > \text{Viscosidad del aceite} > 10 \text{ cp}$.
- Saturación del aceite $> 50\%$.
- $850 \text{ kg/m}^3 > \text{Densidad del aceite} > 800 \text{ kg/m}^3 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$.

3.1.3. Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a alta temperatura (HTO-MAF)

Este proceso puede ser aplicado en yacimientos profundos y homogéneos con temperaturas mayores a $80 \text{ }^\circ\text{C}$ (176°F). Otra condición es que exista el contenido de coque suficiente o que la matriz de la roca contenga suficiente material orgánico para sostener la gran ola de temperatura.

Criterio de selección

Para que un yacimiento sea candidato debe cumplir las siguientes condiciones:

- No ser yacimiento fracturado.
- No presentar un gran casquete de gas o acuífero asociado.
- Espesor neto > 3 metros.
- Viscosidad del aceite < 10 cp.
- Densidad del aceite < 850 kg/m³.
- Saturación de aceite > 30%.
- Profundidad > 2,000 metros.
- Temperatura de yacimiento > 80 °C.
- Permeabilidad > 10 mD.
- Porosidad > 15%.

3.1.4. Inyección de aire miscible con reacciones de oxidación a baja temperatura

(LTO-MAF)

Este proceso puede ser aplicado en yacimientos que tengan una temperatura menor a 80 °C (176°F), y con propiedades del aceite que permitan una inyección de gas miscible. Así mismo, el aceite no es capaz de depositar suficiente coque y/o la matriz de la roca por sí misma no contiene suficiente material orgánico para sostener una gran ola de temperatura. Cuando la heterogeneidad es muy pronunciada, la ola de temperatura no

podrá ser sostenida sin importar cuánto combustible este depositado o que tan alta sea la temperatura de yacimiento.²²

Criterio de selección

Los yacimientos candidatos a este método deben cumplir con las siguientes condiciones:

- Viscosidad del aceite < 10 cp.
- No presentar un gran casquete de gas o acuífero asociado.
- Espesor neto no es un parámetro crítico.
- Permeabilidad > 10 mD.
- Densidad del aceite < 850 kg/m³.
- Profundidad > 2,000 metros.
- Temperatura de yacimiento > 80 °C.
- No ser yacimiento fracturado.
- Porosidad > 15%.
- Saturación de aceite > 30%.

3.2. Criterio de selección basado en una aproximación mediante un análisis de regresión

La variable continua (y) es definida como una medida para conocer el éxito o el fracaso de un proyecto de inyección de aire.

Fue buscada una ecuación mediante un análisis de regresión para relacionar la variable dependiente (y) a un número de variables independientes que incluye h , Z , Φ , k , So , $^{\circ}API$, μ , kh/μ y ΦSo . La temperatura de yacimiento es fuertemente dependiente de la profundidad y por lo tanto no es incluida. La ecuación resultante es:

$$y = -2.257 + 0.0001206Z + 5.704\phi + 0.000104k - 0.00007834kh\mu + 4.6\phi So \quad Ec.3.1$$

La variable (y) calculada para 6 procesos exitosos resultó estar en un rango de 0.289 a 1.347, Mientras que para 11 proyectos no exitosos la variable tuvo valores entre -1.099 a 0.251. Por lo que el criterio de selección define que si el valor de la variable (y) es mayor a 0.27 esto denotará un proyecto potencialmente exitoso. Una condición adicional a este criterio es que la viscosidad del aceite debe ser menor a 1,000 cp, debido a que en aceites altamente viscosos es preferible la aplicación de un proceso de inyección de vapor.²³

3.3. Guías de selección para los procesos de inyección de aire

Las guías de selección para los procesos de combustión in situ han sido propuestas por varios autores, incluyendo poettman,²⁴ Geffen,²⁵ Lewin y Assocs,²⁶, Chu.²⁷ y iyoho.²⁸

Esta guía se realizó considerando la capacidad de producción de petróleo en primera instancia y en segundo término la viabilidad económica de los proyectos, se utiliza como criterio para la aceptación o rechazo de una perspectiva. Las guías de selección propuestas por estos autores se encuentran en la **Tabla 3.2**

Autores	Año	h	z	ϕ	k	s_o	°API	T	ϕSo	comentarios
Poettman	1964	-	-	>0.20	>100	-	-	-	>0.10	-
Geffen	1973	>10	>500	-	-	-	<45	>100	>0.05	Para COFCAW
Lewis y Asociado	1976	>10	>500	-	-	>0.50	10 a 45	>20	>0.05	-
Chu	1977	-	-	≥ 0.22	-	≥ 0.50	≤ 24	-	>0.13	Limites de confianza
Iyoho	1978	5 a 50	200 a 4500	≥ 0.20	>300	>0.50	10 a 40	>20	>0.077	Para combustión seca (espaciamiento de pozos >40 acres)
	1978	10 a 120	-	≥ 0.20	-	>0.50	<10	-	-	Para combustión inversa
	1978	>10	>500	≥ 0.25	-	>0.50	<45	-	>0.064	Para combustión húmeda
Chu	1980	-	-	≥ 0.16	>100	>0.35	<40	>10	>0.10	-

Tabla 3.2 Guía de selección para proyectos de inyección de aire.⁵

Donde:

h = Espesor (m)

Z = Profundidad (m)

ϕ = Porosidad $\left(\frac{m^3}{m^3}\right)$

K = Permeabilidad (mD)

S_o = Saturación de aceite

$^{\circ}API$ = Densidad

T = temperatura ($^{\circ}C$)

3.4. Criterios de selección basados en estadísticas de procesos exitosos

Datos de proyectos exitosos alrededor del mundo han sido examinados con el propósito de identificar las más adecuadas características de los yacimientos y sus fluidos.

Los siguientes criterios de selección fueron realizados considerando estadísticas de proyectos exitosos de recuperación mejorada alrededor del mundo. Los datos empleados fueron tomados de los registros de proyectos publicados por el *Oil & Gas Journal*. El procedimiento para identificar las mejores características involucró el análisis de diversos conjuntos de datos para el proceso de inyección de aire.

Generalmente los criterios propuestos en la literatura consideran apropiadas solamente las formaciones de areniscas para la implementación de un proyecto de combustión, sin embargo, se han llevado a cabo proyectos exitosos en formaciones carbonatadas. El criterio propuesto a continuación para los procesos de combustión in-situ mostrando en la **Tabla 3.3** se llevó a cabo considerando 39 proyectos exitosos y prometedores, para los

cuales se hace una distinción entre los parámetros de los proyectos implementados en yacimientos carbonados ubicados en Estados Unidos y los implementados en yacimientos de areniscas (Estados Unidos, Canadá e India). Cabe señalar que el número de datos analizados puede ser suficiente para dar confiabilidad al criterio.²⁹

Densidad y viscosidad

Se analizaron 39 proyectos exitosos en yacimientos de areniscas y carbonatos prometedores para implementación de combustión in-situ. Se observó que las densidades del crudo del yacimiento candidato deben encontrarse preferentemente por encima de los 10°API. Estos resultados fueron consistentes con los publicados en la literatura. Por otra parte todos los resultados propuestos presentaron valores de viscosidades, que se encuentran por debajo de los 1,000 cp.

Saturación de aceite

Se analizaron 17 proyectos de areniscas y carbonatos. los valores de saturación inicial de aceite en todos los proyectos analizados se encuentran por encima del 50%. Se pudo observar que las saturaciones de aceite fueron mayores en los yacimientos de areniscas; por otra parte, los criterios propuestos en la literatura dicen que el 50% de la saturación es el valor más adecuado para la implementación de un proyecto de inyección de aire.

Porosidad

Se analizaron 17 proyectos en yacimientos de areniscas y carbonatos. Los criterios en la literatura sugieren una porosidad mayor al 20%. Esto es consistente en los yacimientos de areniscas. Sin embargo, algunos proyectos de combustión resultaron ser exitosos con rocas con porosidades por debajo de lo presentado en la literatura.

Permeabilidad

Las formaciones de areniscas se encuentran por encima de los 90 mD. No obstante, podemos observar que formaciones carbonatadas con valores que no sobrepasan los 15 mD resultaron ser proyectos exitosos.

Temperatura y profundidad

Los valores de profundidad en los proyectos de combustión se encuentran por debajo de los 3,000 metros. Mientras que las temperaturas de más del 90% de los proyectos se encuentran por superiores de los 20 grados centígrados.

Criterio de selección

Parámetro	Valor Óptimo Propuesto	Rango Encontrado
Densidad (°API)	> 10	9.5 - 38
Viscosidad (cp)	< 1,000	1.44 - 660
Saturación de Aceite (%)	> 50	52 - 94
Porosidad (%)	> 25 ^a , >17 ^c	17 - 32
Permeabilidad (mD)	> 90 ^a , >10 ^c	10 - 15,000
Profundidad (m)	< 3,000	77.72 - 2,895.6
Temperatura (°C)	> 20	17.78 - 110
Tipo de Formación	Areniscas Carbonatos	-

Tabla 3.3 Criterio propuesto y rangos encontrados de procesos exitosos de combustión. ^a Areniscas; ^c Carbonatos.²⁹

Limitaciones

- Si no es depositado el coque suficiente, producto del aceite que está siendo quemado, no se podrá mantener durante el tiempo requerido el proceso de combustión.
- Si es depositado demasiado coque, la tasa de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire requerida para mantener el proceso será muy alta.
- La saturación de aceite y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor en la formación.
- El proceso tiende a efectuar un mejor barrido por la parte alta del yacimiento, por lo tanto la eficiencia de barrido será pobre en formaciones con espesores grandes.

Problemas

- Se puede presentar una relación de movilidades desfavorable.
- Por ser un proceso complejo y de difícil control, se requiere para su implantación grandes inversiones de capital.
- La producción de gases de combustión puede presentar problemas ambientales. por lo cual debe contemplarse la reinyección de estos en alguna otra zona del yacimiento.
- Problemas operacionales tales como, una alta corrosión debido al pH del agua caliente, complejas emulsiones agua-aceite, incremento en la producción de arena, deposición de carbón y parafinas, además de fallas en las tuberías y en los pozos productores debido a las altas temperaturas.

4. EJEMPLOS PRÁCTICOS DE CAMPO

Este trabajo describe la aplicación de recuperación térmica utilizada en campos en los que la inyección de aire fue todo un éxito comercial. Por otra parte, se comparan las características de cada uno de estos yacimientos.

4.1. El uso de la inyección de aire para mejorar el proceso de doble desplazamiento

El Proceso de Doble Desplazamiento (DDP) ha sido definido como el desplazamiento de aceite por el gas y el agua que eventualmente invaden la zona de aceite. El objetivo es inyectar el gas en la parte alta del yacimiento para recuperar más aceite, creando un casquete de gas y permitiendo la acción del drenaje por gravedad de los líquidos como se ilustra en la figura (4.1). En 1994, Amoco Production Company, en asociación con el Departamento de Energía de Estados Unidos, puso en marcha el primer proyecto, combinando la inyección de aire con el DDP. Debido al costo relativamente bajo y las posibilidades de recuperación acelerada, este proceso de doble desplazamiento con la inyección de aire fue económicamente viable.

El desarrollo de la DDP con el aire indica que la tasa inyección/producción son factores predominantes en el desempeño del DDP y necesita ser optimizado. Por otra parte, el drenaje por gravedad es mayor debido a la movilización de aceite por el frente térmico del gas de combustión generado, que se mezcla con los componentes de hidrocarburos ligeros. Estos se presentan como líquidos de gas natural (NGL) en el flujo de producción. Los resultados experimentales indican, que el oxígeno del aire inyectado produce la combustión espontánea con la saturación de aceite residual en el yacimiento. En

comparación con la inyección de nitrógeno, la inyección de aire debe producir volúmenes de aceite adicional a un costo menor.

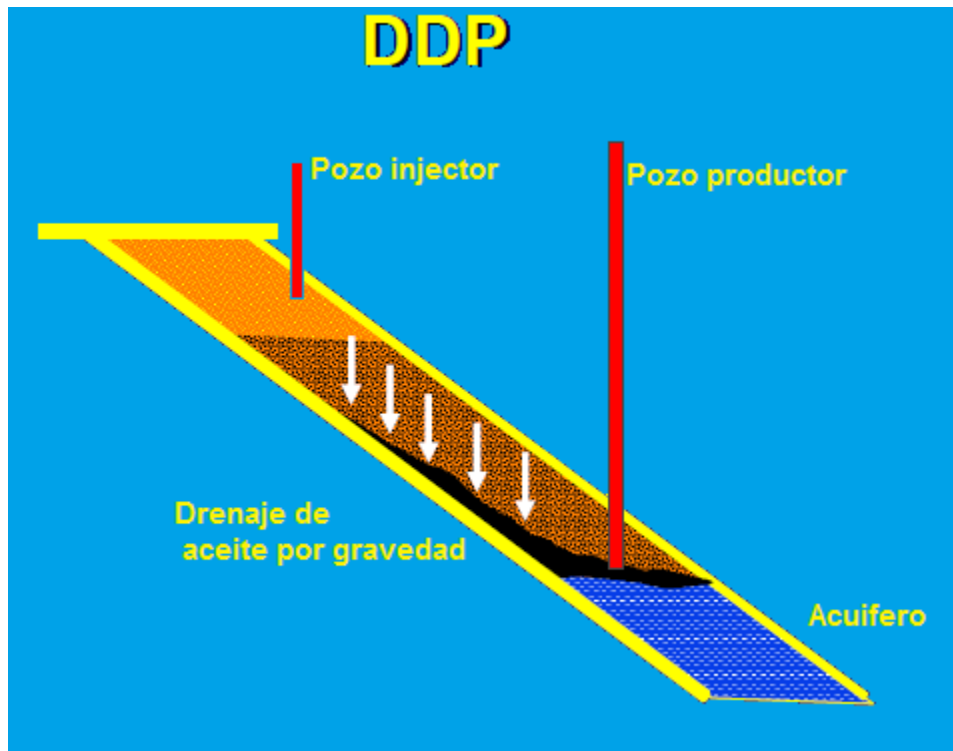


Figura 4.1 Representación grafica del proceso de doble desplazamiento.

Los objetivos de este proyecto son:

- Desplazar el petróleo por gravedad.
- Impulsar el acuífero que ha invadido la zona de aceite hacia su posición original agua-aceite.

La inyección de aire para la recuperación de petróleo en yacimientos profundos de petróleo ligero ha sido recomendada por las siguientes razones.³⁰ En primer lugar, se tiene el aporte de un gas que se necesita para represar el yacimiento o mantener su presión durante el agotamiento.

En comparación con otros gases, el aire representa una mejor opción para la inyección, ya que también reacciona con el aceite para formar gases de combustión in situ (85 % N_2 , 15% de CO_2). La compresión de aire es generalmente más barata que la inyección de nitrógeno o CO_2 . También, debido a la transferencia de masa entre el aceite, gas y aire a condiciones de yacimiento, los componentes ligeros de los hidrocarburos son quitados del aceite. Estos componentes aparecen como NGL en el flujo de gas que se produce.³¹ En general, los yacimientos más profundos y más calientes son mejores candidatos. Una presión más alta aumenta la capacidad de mezclado y temperaturas más altas mejoran la utilización de oxígeno.

Los dos desplazamientos se refieren a los desplazamientos de aceite por el drene por gravedad y el desplazamiento del agua por el gas / aceite de movimiento hacia debajo de la estructura. Cuando el aire inyectado, y se logra el encendido del aceite, un frente de combustión se crea alrededor del pozo inyector. El aceite se moviliza por el frente de combustión. El DDP con el aire se puso a prueba por primera vez en el campo Hackberry. Las características de la roca y fluidos del yacimiento se muestran en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.1 Características de roca y fluidos del Campo Hackberry

Propiedades	W. Hackberry
Porosidad (%)	27.6-23.9
S_o (%)	55
Temperatura de yacimiento (°C)	96-90
Espesor (m)	9
Gravedad API	33
Viscosidad (cp)	0.9
Presión del punto de burbuja, psi	3295

4.1.1. Descripción del campo

El campo West Hackberry es un campo petrolero maduro del Sur de Louisiana. Fue descubierto en 1924. El campo cuenta con siete arenas productivas a profundidades que van de 915 m (3,000 pies) hasta 3660 m (12,000 pies)]. Los estratos de arena se pueden correlacionar en todo el campo.

Los rangos de porosidad son de 24% al 30%, la permeabilidad varía de 300 a 1,000 md, y la saturación existente de aceite residual es alrededor del 26%. En la zona del casquete de gas, la saturación de aceite estimado es de apenas 8%, lo cual prueba la efectividad de la segregación gravitacional. El aceite es de 33 ° API con una viscosidad de 0.9 cp a la temperatura del yacimiento de 93°C (200 ° F).

4.1.2. Drene por gravedad

En West Hackberry, debido a la pronunciada inclinación de los estratos, el mecanismo de drene por gravedad juega un papel clave, con dos aspectos principales: En primer lugar,

el aceite baja desplazándose a un ritmo determinado por la ley de Darcy.³² Segundo, el aceite acumulado en la parte inferior de la retribución fluidos fluye hacia abajo para unirse a la columna de petróleo.³³

El drene por gravedad es lento. Por lo general, el drene vertical aumenta si hay una permeabilidad alta, cuando la diferencia de densidades es alta entre el aceite y el gas inyectado.

4.1.3. Efectos térmicos

La reacción entre el aire y el petróleo juega un papel secundario, sin embargo, en el caso del flujo heterogéneo; se debe considerar la ignición espontánea a condiciones de yacimiento. Un instrumento llamado Accelerating Rate Calorimetry (ARC) se puede utilizar para obtener la presión a que se realizará la ignición espontánea.³⁰ Varias pruebas en el ARC se realizaron para estudiar el comportamiento no isotérmico de una mezcla de aceite-aire a condiciones de inyección.

La primera reacción exotérmica ocurrió alrededor de 125 ° C (257 ° F), la cual es mayor en 10°C (50 ° F) que la temperatura del yacimiento. Al producirse la ignición, la reacción exotérmica se prolongó hasta 350 ° C (662 ° F). Este patrón es una indicación de una combustión intensa en el yacimiento.

4.1.4. Régimen de inyección

El aire se inyectó a un ritmo del 1.5 MMpcd en el pozo N ° 18 Watkins. Este pozo se terminó en dos partes C-1 y C 2- C 3 como se muestra en la **Figura 4.2**. La velocidad de inyección fue seleccionada con base en el gasto crítico de desplazamiento estable gravitacionalmente.

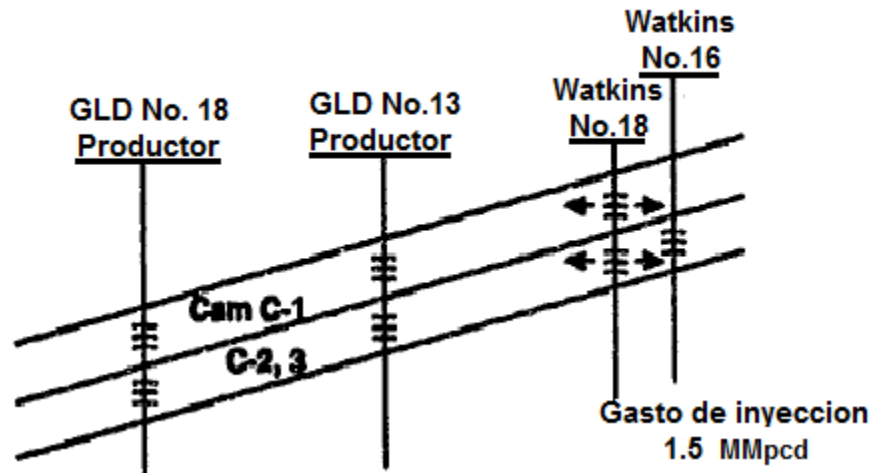


Figura 4.2 Arreglo de inyección

4.1.5. Aumento de la producción de aceite

Cuando comenzó la inyección de aire, la producción de petróleo aumentó casi instantáneamente. La figura 4.3 muestra la producción conjunta proveniente de los cuatro pozos del yacimiento. A partir de julio de 1996, la producción de petróleo mostro un incremento en un total de 136 bpd, o 76% por encima del declive normal. El funcionamiento general del proyecto indica que a la fecha los ritmos de inyección aumentaron la producción petróleo, al tiempo que el corte de agua se mantuvo constante.

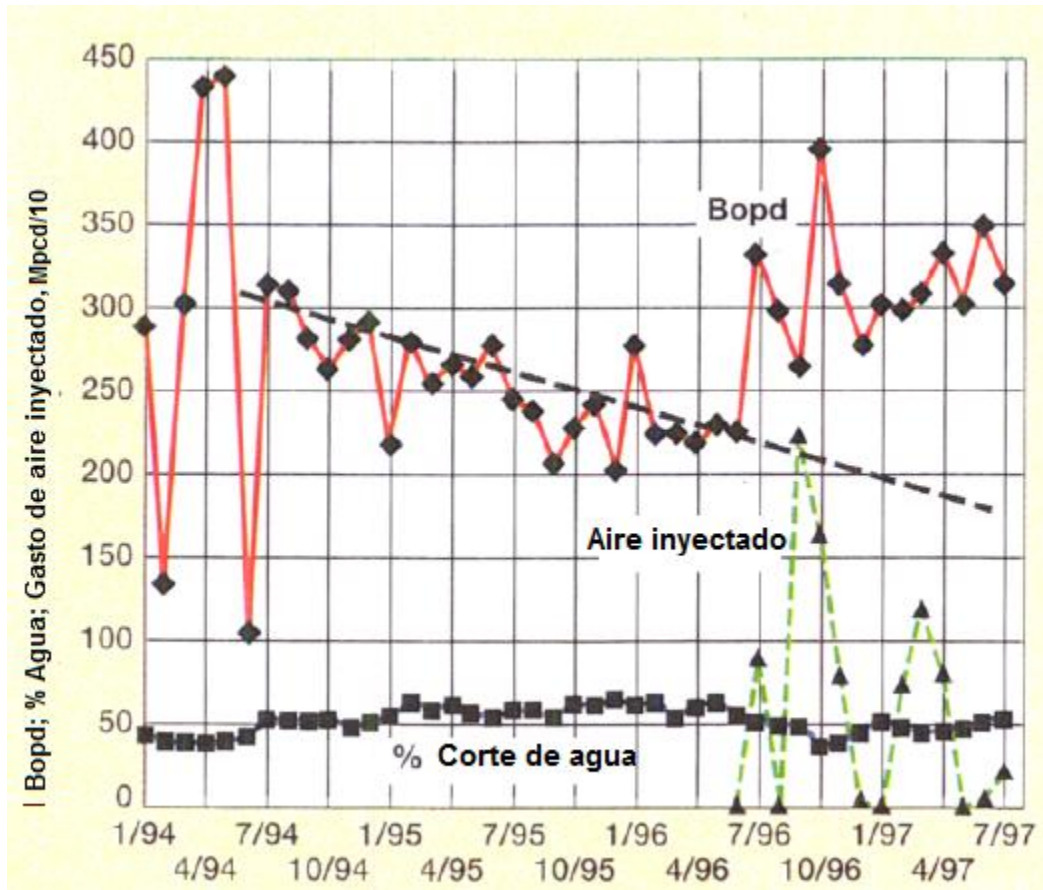


Figura. 4.3 Yacimiento A producción con un total de cuatro productores.³⁴

En diciembre de 1996, la inyección se interrumpió en el yacimiento A al iniciar la inyección del yacimiento B. Por lo que se observó que la producción de petróleo disminuyó de inmediato cuando el aire se desvió hacia el yacimiento B. Se ha observado una mayor producción de petróleo con dos pozos de producción que se muestra en la **Figura 4.4**.

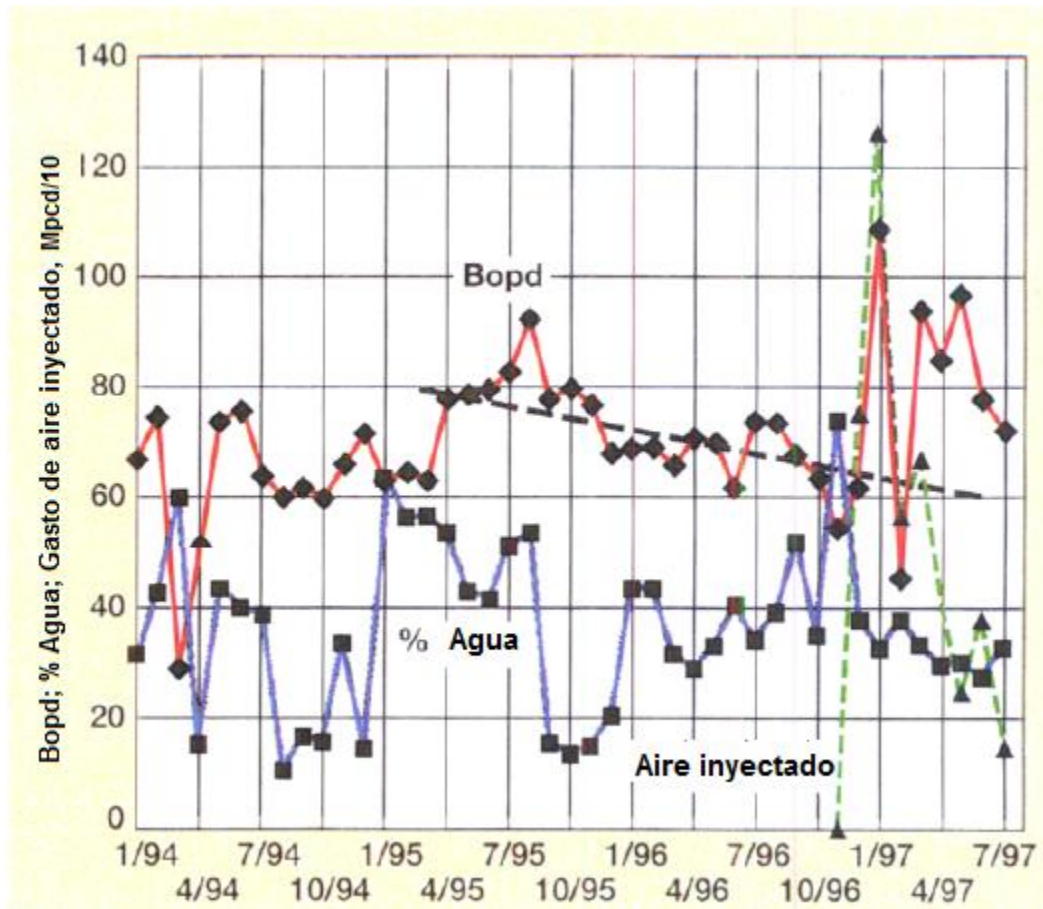


Figura. 4.4 Yacimiento B producción con un total de cuatro productores.³⁴

La Figura 4.5 muestra la producción compuesta de los yacimientos A y B. A partir de julio 1996 a julio 1997, la producción de aceite por la inyección de aire mejoró en ambos yacimientos, dando un total de 58,500 bls o 61% por encima del declive normal. Como resultado de esta respuesta de la producción, el proyecto de inyección se extendió a un tercer yacimiento de baja presión.

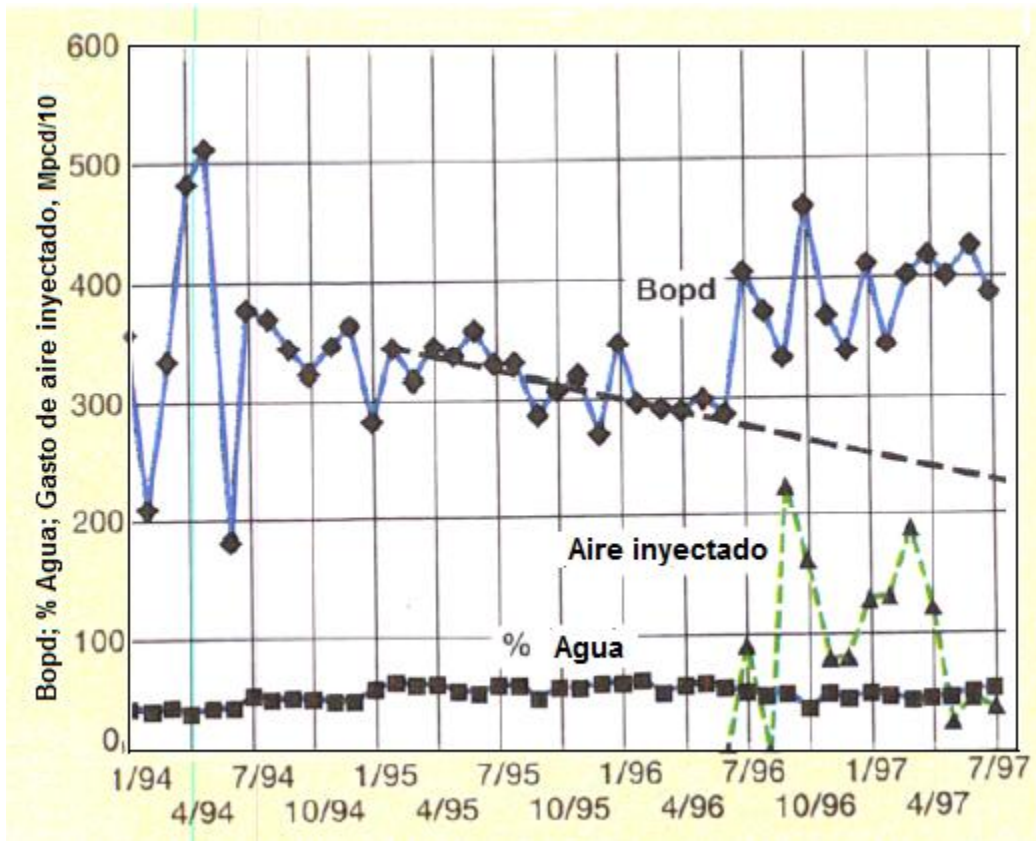


Figura 4.5 Producción compuesta del yacimiento A y B, con un total de seis pozos productores.³⁴

4.2. Inyección de aire profundo en la cuenca de Williston

El proceso de combustión en la cuenca de Williston en Dakota del Norte y Dakota del Sur inició desde 1979. Tiene tres proyectos de combustión in-situ en la cuenca, como se indica en la **Figura 4.6**. La unidad Medicine Pole Hills (HUM) y la Unidad Capa Madison (CMU) se encuentran en Dakota del Norte, mientras que la Unidad Buffalo está situada en Dakota del Sur. Debido a la baja recuperación primaria de estos yacimientos profundos de carbonatos, se realizaron estudios para determinar cómo el gran volumen de aceite restante podría ser recuperado, y se tomó la decisión de complementar el proceso inyección de aire, en la modalidad de mantenimiento de la presión en estos yacimientos.

El objetivo principal es revisar los resultados anteriores de estos proyectos de combustión y discutir algunos de los problemas de funcionamiento que se detectaron.

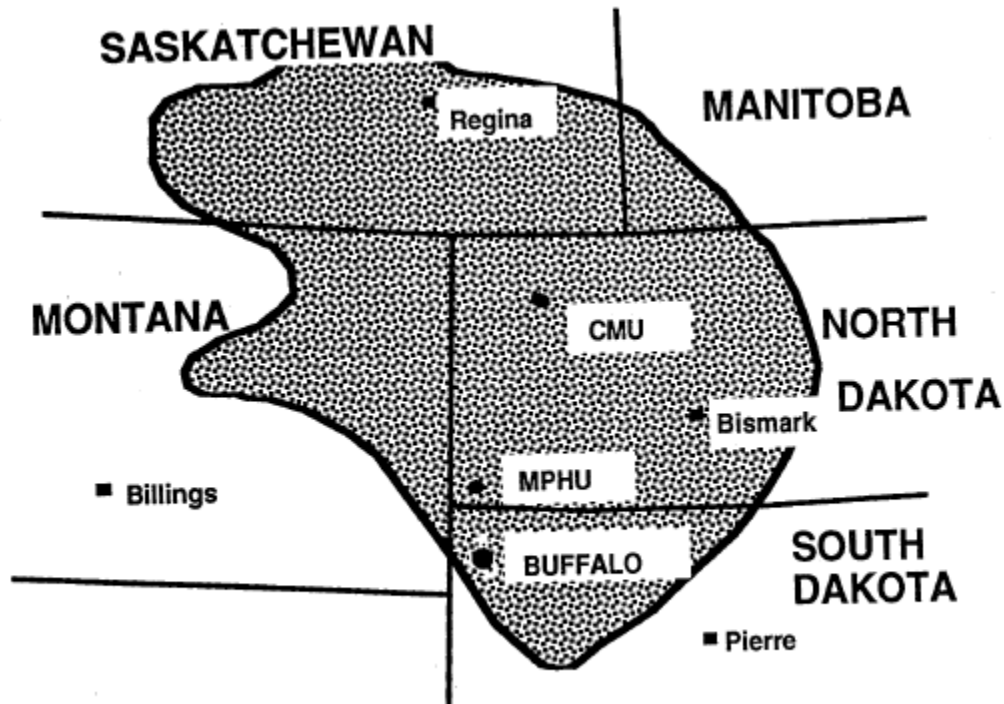


Figura 4.5 Localización de los proyectos de combustión in situ en la cuenca de Williston

4.2.1. Descripción del proyecto

La unidad Medicine Pole, se encuentra en el suroeste de Dakota del Norte. El campo produce de carbonatos a una profundidad media de 2895 m (9500 pies). Fue descubierto y desarrollado en 1978. Produjo aproximadamente el 15% del aceite por producción primaria, que fue principalmente por la expansión de roca-fluidos y una unidad parcial de agua. Las propiedades del yacimiento y fluido se muestran en la **Tabla 4.2**.

Debido a la baja recuperación primaria, se consideraron varias alternativas para mejorar la recuperación de aceite seleccionando la inyección de aire para el éxito del proyecto de combustión in-situ en el campo de Buffalo, situado a 20 kilómetros al sur de la Unidad Medicina Pole. Ambos campos tienen propiedades similares del yacimiento.

Tabla 4.2 Propiedades de la roca y fluidos de los yacimientos de la cuenca de Williston

Propiedades	MPHU	Buffalo	Capa Madison
Profundidad (m)	2896	2575	2560
Espesor (m)	5.5	3	6
Permeabilidad (mD)	5	10	1
Porosidad (%)	17	20	10
Saturación de agua (%)	43	45	42
Gravedad °API	39	31	43
Viscosidad (cp)	0.48	2.1	0.28
Punto de burbuja (psi)	2,246	3,000	3,317

El campo MPHU cubre 39 Km^2 , Contiene 13 pozos productores y 7 Pozos inyectores en una distancia de 1.3 Km^2 .

La inyección de de aire a alta presión de aire se inició en octubre de 1987 y la inyección de aire acumulado a diciembre de 1993 alcanzó 12 MMMpc. El aire se inyectó a un ritmo de 9 MMpcd a 4400 psi a través de siete pozos. La producción de petróleo al inicio del proyecto era de 400 bpd y el ritmo llegó a alcanzar a 950 bpd, mientras que el número de pozos productores se mantuvo constante. La producción máxima de petróleo fue de 1200 bpd. El proyecto aportó líquidos de gas natural (NGL), junto con el aceite, recuperando la

planta procesadora de gas. En los últimos dos años, el (NGL) que se recuperó de la planta de procesamiento de gas aumentó a alrededor de 200 [bpd] debido a una extracción de los productos finales ligeros por la del gas de combustión in situ generados.

La producción de petróleo adicional de este proyecto a la fecha es de alrededor de 1.1 MMb.

4.2.2 Campo Buffalo

El campo Buffalo se encuentra en el noroeste de Dakota del Sur. El proyecto Buffalo se dividió en tres unidades, que fueron denominadas la unidad Buffalo Red River, la Unidad del Sur, y la Unidad de Occidente. En conjunto cubren aproximadamente 1215 Km^2 . El proyecto de combustión se implementó como piloto en la Unidad Red River en 1979 y más tarde se amplió el proyecto hacia la Unidad del Sur que inició en 1983. La inyección de aire en la Unidad del Occidente se inició en 1987. Las tres unidades juntas en la actualidad tienen 30 pozos inyectores y 8 productores en 0.64 Km^2 .

Las propiedades del yacimiento y del fluido se muestran en la **Tabla 4.3**. La roca del yacimiento se encuentra es una dolomía con una profundidad media de 2560 m. El espesor llega a ser de 6 m y tiene un promedio de 3 m. La presión de yacimiento es de 4500 psi. La gravedad del aceite es de 31 ° API, que es inferior a la de MPHU de 39 ° API. Es un yacimiento bajo saturado con una presión de burbuja de 3000 psi.

En la Unidad Buffalo Red River, la producción de petróleo aumentó de 1000 bpd antes del comienzo de la inyección de aire en 1979 a un máximo de 2,800 bpd a mediados de 1991. La inyección de aire acumulado a diciembre de 1993 fue alrededor de 90 MMMpc y la producción de petróleo adicional en 1993 de este proyecto fue de unos 10 MMb.

4.2.3. Unidad Capa Madison

Implementado en Capa de Madison en Dakota del Norte. Produce a partir de dos zonas, la zona de Mission Canyon y la zona de Madison. El campo fue explotado tanto por producción primaria como por recuperación secundaria. El proyecto de combustión se implementó en la zona de Madison.

Las propiedades del yacimiento y del fluido se muestran en la **Tabla 4.2**. La zona de Madison se encuentra a una profundidad promedio de 2560 m, constituido por roca carbonatada y fracturada con una permeabilidad media de 1 mD y porosidad del 10%. La Unidad Capa Madison es un yacimiento de baja calidad en comparación con el MPHU y Buffalo.

La inyección de aire se inició a mediados de 1984. El proyecto consta de cuatro inyectores y ocho productores con un espaciado es de 0.64 Km^2 . La inyección de aire es limitada por la capacidad del compresor a 4 MMpcd.

La producción pasó de un gasto de 125 bpd antes de la inyección a 275 bpd. La inyección de aire se dió por concluida tras dos años de inyección debido a altos costos de operación, y la falta de instalaciones de procesamiento para el H_2S contaminado de gases de combustión. Aunque la inyección de aire se suspendió en 1986, el campo continuó produciendo hasta la fecha a un ritmo muy por encima de la tasa de producción anterior a la inyección de aire. La inyección de aire acumulada fue alrededor de 2.4 MMMpc y el aceite incremental debido a la inyección de aire se acerca a 78000 bls dando una proporción media del coeficiente de petróleo de alrededor de 30 MMpc / b.

4.3. El campo Suplacu de Barcău, Rumania.

4.3.1. Características del yacimiento

El yacimiento de aceite se limita al Sur y al Este por la falla principal de Suplacu de Barcau y al Norte y al Oeste por un acuífero. La **Tabla 4.3** presenta las propiedades de la roca y los fluidos. El rango de la permeabilidad es de 1700 a 2000 mD que indica que es una formación bastante uniforme. El valor de porosidad es alto del 32% y el valor de la saturación de agua intersticial del 15%. El OOIP se determinó volumétricamente por medio de isópacas y de los límites del yacimiento.

Tabla 4.3 Propiedades de la roca y fluido del Campo Suplacu Barcau

Propiedades	Suplacu de Barcau
Profundidad (m)	122
Espesor (m)	10
Porosidad (%)	32
Permeabilidad (mD)	1850
Gravedad °API	16
Viscosidad (cp)	2000

4.3.2. Rendimiento por producción primaria

El yacimiento fue descubierto en 1959 y a pesar de la pequeña profundidad de la zona, no fue desarrollado porque los gastos de aceite solo fueron de 2 a 6 bpd por pozo. Se consideró que la única manera de aumentar la recuperación del petróleo y la tasa de producción era mediante el empleo de métodos térmicos.

4.3.3. Combustión in-situ piloto y su expansión

Los métodos térmicos fueron adecuados para aplicarse a un yacimiento de petróleo pesado con una viscosidad como la Suplacu de Barcau. Los resultados de las dos pruebas de campo, la combustión in-situ y la inyección de vapor, fueron muy buenas. La falta de generadores de vapor de gran capacidad, llevó a la decisión de recurrir a la combustión in-situ.

La prueba de campo de combustión in-situ se inició en 1964 en 0.005 Km^2 la localización de la estructura se muestra en la **figura 4.6**. Como el gasto de aceite de los pozos ubicados en el lado norte de la prueba piloto aumentó hasta 30 veces, de inmediato el área se amplió a 0.0264 Km^2 utilizando un mismo inyector y perforación de 8 productores más. Entre 1967 y 1971 otros 6 modelos de nueve pozos fueron sometidos a combustión, sostenida por 15 MMpcd de aire.

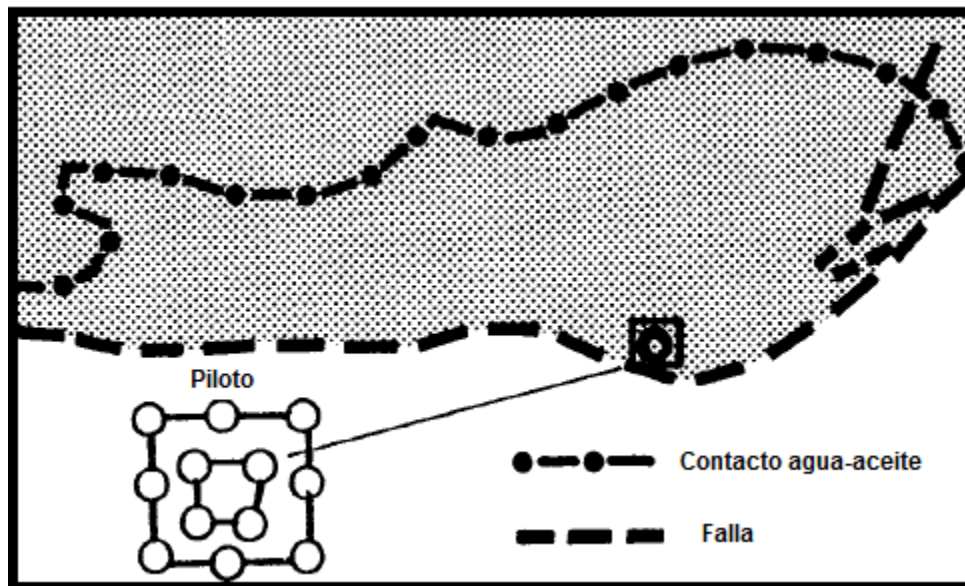


Figura 4.6 Campo Suplacu de Barcau

4.3.4. Rendimiento de la combustión in-situ

Debido a los buenos resultados de la combustión en consecuencia, el yacimiento se desarrolló gradualmente a la producción. Como se muestra en la **Figura 4.7**, el aumento de la producción de petróleo corresponde con el aumento de la capacidad de inyección de aire.³⁶ Por lo tanto, la producción de petróleo de la zona de influencia promedio fue 2200 bpd en 1974, con 84 pozos productores. Incrementándose a 6300 bpd en 1978 con 300 pozos empleados, y 10,400 bpd en 1987 con aproximadamente 600 pozos empleados en el proceso.

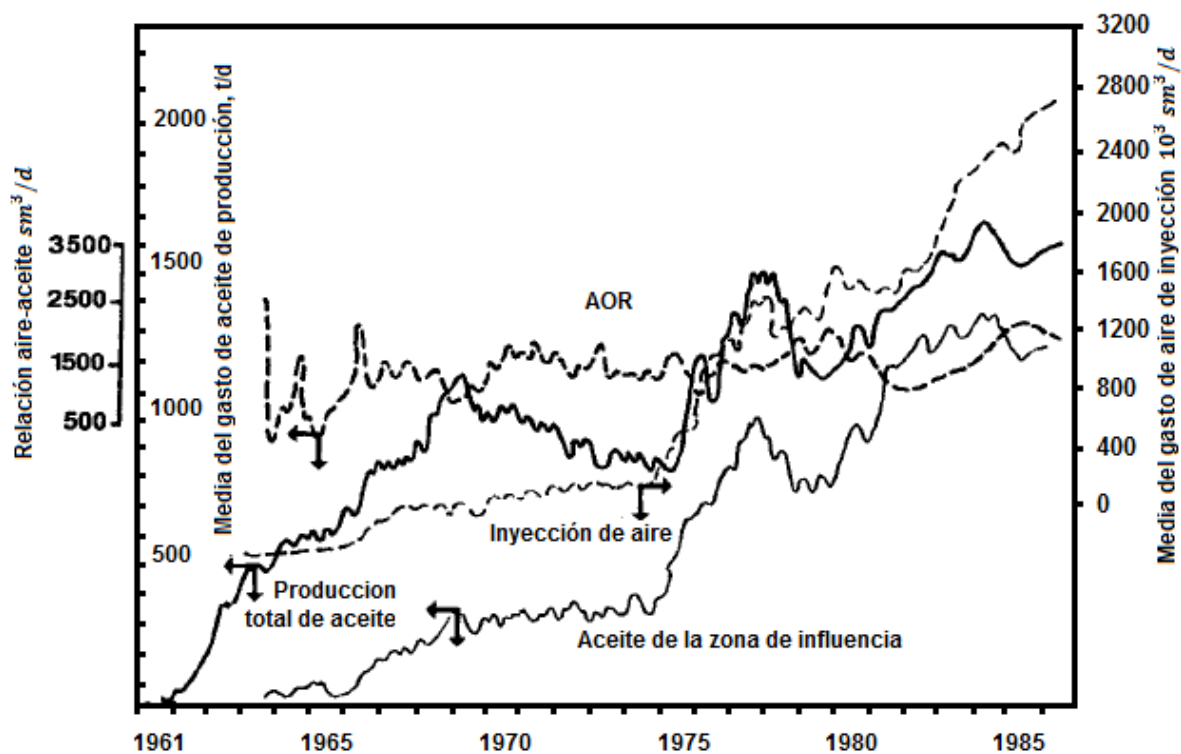


Figura 4.7 Comportamiento del campo Suplacu Barcáu

Una primera evaluación del factor de recuperación de petróleo, del 35% se hizo en julio de 1970 teniendo en cuenta la zona afectada en ese momento por la combustión.³⁵ En 1975

la recuperación alcanzó ya el 38.2% y en 1980 el 47.8% de la misma zona afectada por la combustión inicial. La estimación de la recuperación de petróleo del yacimiento para 1980 mostró un valor de 52 % .³⁶ La producción de petróleo de la zona de influencia promedio fue 8,000 a 10,000 barriles /día aproximadamente para el 2009. El proceso de ISC ofrece un potencial de nuevas mejoras, incluyendo: la inyección de agua detrás del frente, la optimización del caudal de aire y un mejor control en el frente de combustión.

Se plantea la cuestión de si la combustión se debe aplicar en un yacimiento de aceite y de poca profundidad en las zonas habitadas, considerando la presencia de los gases de combustión en toda el área e incluso en el sótano de las casas.

4.3.5. Comparativo de yacimientos exitosos donde se aplicó la inyección de aire contra las guías de selección más utilizadas

En este capítulo se nombraron los yacimientos de aceite donde el proceso de inyección de aire fue un éxito. En la **Tabla 4.3** las guías de selección mas citadas en los procesos de combustión in situ se comparan con las propiedades de la roca y fluidos de los proyectos antes mencionados.

Tabla 4.3 Comparación de guías de selección contra las propiedades de roca y fluidos de proyectos exitosos

Propiedades	Guías de selección		Campos de proyectos éxitos				
	Iyoho	Chu	MPUH	Buffalo	Capa Madison	W. Hackberry	Suplacu de Barcau
Espesor (m)	1.5-15		5.5	3	6	9	10
Porosidad, (%)	≥20	>16	17	20	10	27.6-23.9	32
Permeabilidad (mD)	>300	>100	5	10	1	300-1000	2000
Saturación de aceite (%)	> 50	>35	57	55	58	55	85
°API	10--40	>40	39	31	43	33	16
Viscosidad (cP)	<1,000		0.48	2.1	0.28	0.9	2000
Transmisibilidad	>20	>10	187	48	71	6500	9.25
ΦSo	>0.077	>.10	0.1	0.11	0.06	0.15-0.13	

Se puede notar que los proyectos difieren de casi todas las guías recomendadas, sin embargo, resultaron ser un éxito comercial, podemos darnos cuenta que no se debe descartar un proyecto solo porque sus parámetros del yacimiento se encuentran fuera del rango de valores recomendados.

5. CONCLUSIONES Y/O RECOMENDACIONES

- La Inyección de aire es uno de los métodos más antiguos con casi cien años de aplicación y ha sido el método más exitoso, con recuperaciones de aceite superiores al 80%, este proceso consume un total de petróleo del 7 a 10% y permite recuperar en el caso ideal todo el aceite que queda en el yacimiento.
- Las pruebas de laboratorio con el tubo de combustión es una actividad fundamental para determinar si un yacimiento puede ser candidato para la inyección de aire, por lo que se recomienda llevar a cabo experimentación con aceite y roca del yacimiento en estudio. La finalidad es entender el proceso y reducir en lo posible las incertidumbres.
- Se ha encontrado en pruebas de laboratorio, que el tiempo para alcanzar la reacción de ignición, una vez iniciada la inyección de aire es fuertemente dependiente del grado de pre-calentamiento del tubo de combustión. Aun cuando no es posible escalar los resultados directamente este efecto debe de considerarse al implementar un proyecto de inyección de aire en el campo.
- Se puede lograr el diseño de un proyecto de combustión in situ con un grado razonable de confianza. Este método de recuperación es factible de aplicarse en una amplia variedad de condiciones de campo. Por otro lado, se requiere que tanto éxitos como fracasos de este proceso sean documentados en la literatura para poder realizar una mejor ingeniería.
- Una vez que las pruebas experimentales muestran que es factible la aplicación de este método en un yacimiento, el éxito de este proceso dependerá de que se disponga de la cantidad de aire necesario a la presión requerida.

- Es muy importante realizar mayores esfuerzos en esta área de investigación, ya que, la experimentación en el tubo de combustión, muestra en laboratorio que se tiene un excelente barrido en medios porosos con aceites ligeros lo cual no limita este proceso a aceites viscosos.
- Las guías de selección son muy importantes en la toma de decisiones al implementar un proceso de inyección de aire. Por otro lado, los campos que han sido sujetos a recuperación mejorada por este método tienen parámetros fuera de los rangos presentado en estas guías de selección, mostrando sin embargo excelentes resultados tanto técnicos, como económicos. Lo anterior indica que las guías de selección no deben ser un criterio exclusivo al considerar un proyecto de inyección de aire.
- Siendo México un productor de yacimientos fracturados, bien valdría la pena considerar como método potencial de recuperación a la inyección de aire, tomando en cuenta que pruebas experimentales y de simulación muestran que este proceso puede tener éxito en este tipo de yacimientos.
- Las limitantes de este proceso frecuentemente se deben a fallas en el aspecto humano. Los fracasos se han debido a la mala o inapropiada aplicación de la tecnología y se puede encontrar buena documentación que lo certifica en un inventario realizado por el Departamento de Energía de los EEUU.
- Una de las principales ventajas de la combustión in situ es que el fluido de inyección, en este caso el aire, se encuentra siempre disponible. Por otra parte es posible aplicar esta tecnología en un alto rango de variabilidad de propiedades de fluidos, que van de aceites ligeros a pesados.

m_R = Masa del combustible quemado por unidad de volumen total en del yacimiento, $\left(\frac{lb}{pie^3}\right)$

m_E = Masa del combustible quemado por unidad de volumen total en el experimento de laboratorio, $\left(\frac{lb}{pie^3}\right)$

S_o = Saturación de aceite, $(m^3 \text{ de aceite @ c. y.}/m^3 \text{ de poros})$

\emptyset = Porosidad, $\left(\frac{pie^3 \text{ de poros}}{pie^3 \text{ de roca}}\right)$

ρ_o = Densidad del petróleo, $\left(\frac{lbm}{ft^3}\right)$.

ia = Es el ritmo de inyección de aire $\left(\frac{pie^3 \text{ std}}{dia}\right)$

q = Es el ritmo de producción de gas, y es la fracción molar en el efluente, $\left(\frac{pie^3}{dia}\right)$.

\tilde{n} = Relación de moles de oxígeno que han reaccionado con el CO_2 generado

m' = Relación de moles de $\left(\frac{CO}{CO+CO_2}\right)$

M_R = Capacidad volumétrica de calor de roca, $\left[\frac{Btu}{ft^3 - ^\circ F}\right]$

n, N = Orden de la reacción con respecto al oxígeno

a_R = Aire inyectado para quemar dentro de la formación, $\left(\frac{Mpce}{pie^3}\right)$

a^*R = Aire inyectado para quemar dentro de la formación, $\left(\frac{Mpce}{pie^3}\right)$

P_{sc} = Presión a condiciones estándar (psi).

T_{sc} = Temperatura a condiciones estándar (°F).

T_{ab} = Es la temperatura absoluta (°R).

T_{abi} = Es la temperatura absoluta inicial del yacimiento (°R)

ab = Expresa valores absolutos

E = Es la energía de activación (Btu/lbm mol).

E_{O_2} = Es la eficiencia del consumo oxígeno.

Δh_a = Calor de combustión por unida de volumen de aire que ha reaccionado (Btu/pce)

m_{O_2} = Masa de oxígeno consumida por unidad de volumen total del yacimiento, (lbm)

m_O = Masa de petróleo por unidad de volumen total del yacimiento, (lbm)

P_{O_2} =Presión parcial del oxígeno, (atmosferas)

A_c = Es la constante pre exponencial ($seg^{-1}atm^{-n}$).

R = Es la constante universal de los gases ($R = 1,986$ Btu/°R.lbm mol)

V_{ob} = Volumen de aceite quemado, (pie^3)

V_{Rb} = Volumen de roca quemada, (pie^3)

V_{wb} = Volumen de agua desplazada del volumen quemado, (pie^3)

F_{HC} = Es la relación atómica de H/C en el combustible.

S_{oF} = Saturación de aceite equivalente al combustible consumido, (m^3 de aceite @ c.y./
 m^3 de poros)

S_{wF} = saturación de agua equivalente al agua producida por las reacciones de
combustión(m^3 de agua @ c.y./ m^3 de poros)

ρ_F = Densidad del combustible, ($\frac{lbm}{pie^3}$)

Referencias

1. Dietz, D.N. y Weijdema, J.: "Wet and Partially Quenched Combustion" J. Pet. Tech. (Abril 1968), 411-413; Trans., AIME, 243.
2. Parrish, D.R. y Craig, F.F. Jr.: "Laboratory Study of a Combination of Forward Combustion and Waterflooding - The COFCAW Process", J. Pet. Tech. (Junio 1969) 753-761; Trans., AIME.246
3. Marcel LATIL "Enhanced Oil Recovery" 1980 178-222.
4. Nelson TW "How to Engineer an In-situ Combustion", Oil and Gas J. (Junio 1961), 537-544.
5. Burger G. Sahuquet B.C.: "Chemical Aspects of In-Situ Combustion Heat, Combustion and Kinetics", 253.
6. Burger J.: " Les Méthodes Thermiques de Production des Hcs", (Abril 1977), Cap 141-188.
7. Nelson, T.W. and McNeil, J.S.Jr.: "How To Engineer an In-Situ Combustion Project", Oil & Gas J. (Junio 5, 1961) 58-65.
8. Prats, M.: Thermal Recovery, SPE Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1982) 7.
9. Gates, C.F. y Ramey, H.J. Jr.: "Field Results of south Belridge Thermal Recovery Experiment", Trans. AIME (1985) 213, 236-44.
10. Gates, C.F. y Ramey, H.J. Jr.: "A Method for Engineering In-Situ Combustion Oil Recovery Projects", JPT (Febrero 1980) 285-94.

11. Belgrave, J.D.M., R.G. Moore, and D.W. Bennion (1990a). The Thermal Behavior of Vertically Operated Near Adiabatic In-Situ Combustion Tubes, J. Pet. Sci. and Eng., Vol. 5 (1), pp. 51-65.
12. R.G. Moore, S.A. (Raj) Mehta, M.G. Ursenbach: "Accelerating Rate Calorimetry (ARC) Testing of Oil and Core from the Pemex Cardenas Field in Contact with Air", Octubre 2004
13. Bousaid, I.S. y Ramsey, H.J., Jr.: "Oxidation of Crude Oils in Porous Media," SPEJ 8, 3 (Junio 1968) 137-148.
14. Nelson, T.W., y McNeil, J.S. How to Engineer and In Situ Combustion Project; The Oil and Gas Journal, Junio , 1961, pp. 58-65
15. Gates, C.F., y Ramery Jr., H.J. A Method for Engineering In Situ Combustion Oil Recovery Projects; Journal of Petroleum Technology, Febrero 1980, pp. 285-294.
16. R.G. Moore, S.A. (Raj) Mehta, M.G. Ursenbach: "A Combustión Tube Test Report for Pemex Exploración y Producción, México D.F"., Diciembre 2003.
17. Cruz Hernández Juana; Instituto Mexicano del Petróleo: Informe Técnico, "Estudio de Factibilidad de Aplicar Recuperación Mejorada por Combustión In Situ por medio de pruebas de laboratorio"
18. Henson R., Todd A. y Cobertt P. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery" SPE 75148 "SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 13-17 Abril de 2002.
19. J. J. Taber y F. D. Martin "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", SPE 35385

- presentado en "1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996
20. J. J. Taber y F. D. Martin "EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices ", SPE 39234 "1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996
21. J. J. Taber y F. D. Martin "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil", SPE 12069 "58th Annual Technical Conference and Exhibition" San Francisco, California, 5-8 Octubre de 1983.
22. A. T. Turta y A. K. Singhal "Reservoir Engineering Aspects of Oil Recovery from Low Permeability Reservoirs by Air Injection" SPE 48841 "1998 SPE International Conference and Exhibition in China" Beijing, China, 2-6 Noviembre de 1998.
23. C. Chu "A Study of Fireflood Field Projects" SPE 5821 "SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery" Tulsa, Oklahoma, (Marzo de 1976). 22-24
24. Poettman, F.H.: "In Situ Combustion: A Current Appraisal," World Oil, Part 1 (Abril 1964) 124-128; Part 2 (Mayo 1964) 95-98.
25. Geffen, T.M.: "Oil Production to Expect From Known Technology," Oil and Gas J. (Mayo, 1973) 66-76.
26. Lewin y Assocs. Inc.: The Potentials and Economics of Enhanced Oil Recovery, U.S. Federal Energy Admin. Report B-76/221 (Abril 1976).
27. Chu, C.: "A Study of Fireflood Field Projects," J. Pet. Tech. (Febrero. 1977) 171-179.

28. Iyoho, A.W.: "Selecting Enhanced Oil Recovery Processes," World Oil (Noviembre 1978) 61-64.
29. Mata Argandoña José J.: Tesis Profesional; "Procesos de Recuperación Mejorada Viables a Aplicar Mediante un Criterio de Selección Jerarquizado" Ciudad Universitaria, México D.F., Febrero 2010.
30. Yannimaras, D.V., Sufi, A. H. and fassihi, M.R.: "The Case for Air Injection into Deep Light Oil Reservoirs," Paper presented at the 5th European Symp. on IOP, Stavanger, Norway (Mayo 1991) 55-63.
31. Fassihi, M.R.: "Improved Pashe Behavior representation for Simulation of Thermal Recovery of Light Oils," SPE 24034 California Regional Meeting, held in Bakersfield, CA (Marzo 1992)
32. Cardwell, W. T., Jr., y Parsons, R.L.: "Gravity Drainage theory," trans. AIME, Vol. 179 (1949) 199-215.
33. Hagoort, J.: "Oil recovery by Gravity Drainage," S.P.E.J. (Junio 1980) 139-150.
34. Gillham, T.H., Cerveny, B.W. y Fornea, M.A., Amoco; And Bassiouni Z.: "A New/Economically Viable EOR Process for the U.S. Gulf Coast" Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana (Noviembre 1997).
35. Aldea, G. y Turta, A.: "The In-Situ Combustion Industrial Exploitation of Suplacu de Barcău Panonian Field, Rumania" Presented at the Fourth UNITAR/ UNDP International Conference on Heavy Crude and Tar Sands (Agosto 1988) 7-8.
36. Carcoana, A. y Turta, A.: "Balayage et Recuperation d'un Gisement d'Huile Lourde par Combustion In-Situ," in: Proc. Internat. Symp. On Hydroc. Explor. Drilling and Prod. Techn. Paris (Diciembre 1975) 10-12.