



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS ADIMENSIONAL DE UN PROCESO CAPRI PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

ALDERETE BERZABA ALEJANDRO

COLLADO CAMACHO ALBERTO

DIRECTOR DE TESIS

DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA

MEXICO, D.F. ENERO DE 2012





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

*Dedico este trabajo a todas aquellas personas que de alguna manera me han apoyado y contribuido a mi formación y desarrollo, no sólo académico sino como persona. En especial a **Mónica Línarte Basilio**, quien ha sido mi gran apoyo incondicional en las dificultades.*

A Alex (compañero de tesis).

*A la **Universidad Nacional Autónoma de México** a la que pertenezco como parte de su esencia.*

*A la **Facultad de Ingeniería** por haberme dado la guía y las herramientas necesarias para ser parte activa de una transformación cultural y social.*

*A mi director de tesis **Dr. Enrique Serrano Saldaña**. Por el apoyo brindado y el tiempo dedicado.*

A mi madre porque de las peores cosas es de las que más se aprende.

A la vida porque es lo mejor.

Gracias totales.

ALBERTO COLLADO CAMACHO

AGRADECIMIENTOS PARA:

Mi padre, madre y hermanos, mi mas fuerte pilar, por confiar y apoyarme durante todos estos años de carrera.

La familia Martinez Villazon Robledo por su ayuda en momentos de adversidad.

La señora Graciela Ruiz y su hija Ileana Torres.

Mi compañero de tesis, lo hemos logrado Alberto.

Nuestro asesor de Tesis, Enrique Serrano Saldaña por su paciencia y sabiduría.

Christian Santos Medellin, Gabriel Ernesto Camacho Aguilera, Julieta Cortes Cortes, Lillian Martinez Villazon Robledo, Otto Villamil y Cirrus Cloud por motivarme.

Gracias a todos por aligerar las dificultades hasta hacer satisfactoria la culminación de esta etapa de mi vida.

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE TABLAS	VIII
RESUMEN	¡Error! Marcador no definido.
INTRODUCCIÓN	¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO I
MÉTODOS TÉRMICOS PARA RECUPERACION MEJORADA
¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

1.1. Información requerida para el estudio de los métodos de recuperación mejorada.	
¡Error! Marcador no definido.	
1.1.2. Variables dependientes de la temperatura	¡Error! Marcador no definido.
1.1.2.1. Viscosidad	¡Error! Marcador no definido.
1.1.2.2. Permeabilidad Relativa	¡Error! Marcador no definido.
1.1.2.3. Expansión Térmica	¡Error! Marcador no definido.
1.2. Inyección de Vapor	¡Error! Marcador no definido.
1.2.2. Inyección Cíclica de vapor	¡Error! Marcador no definido.
1.2.3.1. Periodo de inyección	¡Error! Marcador no definido.
1.2.2. Inyección continua de vapor	¡Error! Marcador no definido.
1.3. Inyección de Agua Caliente	¡Error! Marcador no definido.
1.4. Combustión In Situ	¡Error! Marcador no definido.
1.4.2. Combustión Seca (<i>Dry foward combustion</i>)	¡Error! Marcador no definido.
1.4.2. Combustión asistida con inyección de agua (<i>Wet Combustion</i>)	¡Error! Marcador no definido.
1.4.2. Combustión Invertida (<i>Reverse Combustion</i>)	¡Error! Marcador no definido.
1.4.2. Estudios de laboratorio del método de combustión in situ.	¡Error! Marcador no definido.
1.4.2. Ventajas del método de combustión in situ y sus límites de aplicación	¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO II
ESTADO DEL ARTE DEL PROCESO CAPRI
¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

2.1. Breve historia del proceso	¡Error! Marcador no definido.
--	-------------------------------

2.2.	El desarrollo de THAI y CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
2.3.	Factores tomados en consideración para la aplicación de proyectos de combustión in situ y CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
2.3.1.	Caracterización del yacimiento	¡Error! Marcador no definido.
2.3.2.	Extensiones lateral y vertical del yacimiento	¡Error! Marcador no definido.
2.3.3.	Profundidad vertical	¡Error! Marcador no definido.
2.3.4.	Espesor de la formación	¡Error! Marcador no definido.
2.3.5.	Posición estructural e inclinación o echado	¡Error! Marcador no definido.
2.3.6.	Heterogeneidades del yacimiento	¡Error! Marcador no definido.
2.3.7.	Propiedades de la roca	¡Error! Marcador no definido.
2.3.8.	Permeabilidad	¡Error! Marcador no definido.
2.3.9.	Porosidad	¡Error! Marcador no definido.
2.3.10.	Saturación de aceite	¡Error! Marcador no definido.
2.4.	Búsqueda de características para el prospecto	¡Error! Marcador no definido.
2.5.	Ventajas de los sistemas THAI y CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
2.6.	Ensayos experimentales prácticos con THAI	¡Error! Marcador no definido.
2.7.	Problemas con el método	¡Error! Marcador no definido.
2.8.	Aplicaciones del sistema	¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO III
MODELO CONCEPTUAL DEL PROCESO CAPRI ¡ERROR!
MARCADOR NO DEFINIDO.

3.1.	Definición	¡Error! Marcador no definido.
3.2.	Proceso	¡Error! Marcador no definido.
3.2.1.	Introducción	¡Error! Marcador no definido.
3.2.2.	Funcionamiento del proceso	¡Error! Marcador no definido.
3.3.	Procesos involucrados en el funcionamiento de THAI y CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
3.3.1.	Desplazamiento de corta distancia	¡Error! Marcador no definido.
3.4.	Características y problemas comunes de los procesos de SDOD	¡Error! Marcador no definido.
3.4.1.	Estabilidad de los procesos de desplazamiento TTH	¡Error! Marcador no definido.
3.5.	Reacciones químicas involucradas en el proceso	¡Error! Marcador no definido.

3.5.1.	Oxidación a baja temperatura (LTO)	¡Error! Marcador no definido.
3.5.2.	Pirolisis	¡Error! Marcador no definido.
3.5.3.	Oxidación a alta temperatura (HTO)	¡Error! Marcador no definido.
3.6.	Catálisis	¡Error! Marcador no definido.
3.6.1.	Procesos catalíticos del petróleo	¡Error! Marcador no definido.
3.6.2.	Mejoramiento catalítico in situ de aceite pesado	¡Error! Marcador no definido.
3.6.3.	Mejoras in situ con CAPRI	¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO IV
ANÁLISIS ADIMENSIONAL DEL PROCESO CAPRI ¡ERROR!
MARCADOR NO DEFINIDO.

4.1.	Escalamiento	¡Error! Marcador no definido.
4.1.1.	Semejanza	¡Error! Marcador no definido.
4.1.1.1.	Semejanza geométrica	¡Error! Marcador no definido.
4.1.1.2.	Semejanza cinemática	¡Error! Marcador no definido.
4.1.1.3.	Semejanza dinámica	¡Error! Marcador no definido.
4.2.	Análisis dimensional (metodología utilizada)	¡Error! Marcador no definido.
4.2.1.	Descripción del uso del Teorema pi o Buckingham para el análisis por similitud de procesos físicos	¡Error! Marcador no definido.
4.3.	Obtención de conjuntos de productos adimensionales para un proceso CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
4.3.1.	Análisis del proceso y selección de variables dominantes para el método CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
4.3.2.	Conjuntos de grupos resultado del proceso aplicado	¡Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO V
ANÁLISIS DE RESULTADOS ¡ERROR!
NO DEFINIDO.

5.1.	Resultados de la aplicación del teorema para la obtención de números adimensionales en el método CAPRI	¡Error! Marcador no definido.
5.1.1.	Correlación de números adimensionales con el factor de recuperación	¡Error! Marcador no definido.
5.2.	Análisis de sensibilidad de variables en los números adimensionales	¡Error! Marcador no definido.
5.3.	Limitaciones	¡Error! Marcador no definido.

5.4. Catálisis como método de mejoramiento de aceite in situ (CAPRI)	¡Error! Marcador no definido.
5.4.1. Hidrotratamiento de aceites pesados	¡Error! Marcador no definido.
5.4.2. Reacciones de Hidrotratamiento	¡Error! Marcador no definido.
5.4.2.1. Hidrodesulfurización (HDS)	¡Error! Marcador no definido.
5.4.2.2. Hidrodesoxigenación (HDO)	¡Error! Marcador no definido.
5.4.2.3. Hidrodesmetalización (HDM)	¡Error! Marcador no definido.
5.4.3. Catalizadores para hidrotratamiento	¡Error! Marcador no definido.
5.4.3.1. Tipo de Catalizadores utilizados en Hidroprocesos	¡Error! Marcador no definido.
5.4.4. Promotores	¡Error! Marcador no definido.
5.4.5. Pretratamiento catalítico	¡Error! Marcador no definido.
5.4.6. Desactivación y regeneración	¡Error! Marcador no definido.
CONCLUSIONES	¡Error! Marcador no definido.
RECOMENDACIONES	¡Error! Marcador no definido.
REFERENCIAS	¡Error! Marcador no definido.

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 MÉTODOS TÉRMICOS Y NO TÉRMICOS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 2 TENDENCIA DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN LOS ÚLTIMOS 40 AÑOS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 3 GRÁFICO DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD VS TEMPERATURA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 4 RELACIÓN VISCOSIDAD-TEMPERATURA PARA DIFERENTES CRUDOS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 5 GRÁFICO DE LA RELACIÓN DE VISCOSIDADES Y TEMPERATURA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 6 GRÁFICOS DE SATURACIÓN DE ACEITE Y AGUA RESIDUAL VS TEMPERATURA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 7 INYECCIÓN DE VAPOR (OIL-WELL-STEAM)	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 8 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (OIL-WELL-STEAM)	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 9 INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 10 ESQUEMA DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN IN SITU	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 11 ZONAS DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN SECA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 12 ZONAS DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN ASISTIDA CON INYECCIÓN DE AGUA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 13 GRÁFICO DE WAR VS TEMPERATURA PARA COMBUSTIÓN ASISTIDA POR INYECCIÓN DE AGUA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 14 GRÁFICO DE LAS ZONAS Y PERFIL DE TEMPERATURA EN CADA UNA DE ELLAS EN EL MÉTODO DE COMBUSTIÓN INVERTIDA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 15 ZONAS DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN INVERTIDA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 16 DISPOSITIVO PARA ANALIZAR LAS REACCIONES QUE SE PRESENTAN EN EL MÉTODO DE COMBUSTIÓN IN SITU	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 17 DISPOSITIVO PARA EL ESTUDIO DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN IN SITU A NIVEL LABORATORIO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 18 CONCEPTO DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AIRE DE LA PUNTA AL TALÓN EN THAI / CAPRI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 19 ESQUEMA DEL PROCESO THAI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 20 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA CELDA DE COMBUSTIÓN Y CATALIZADOR EN EL PROCESO THAI/CAPRI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 21 ESQUEMA 3D MÉTODOS THAI Y CAPRI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 22 ESQUEMA: PROCESO THAI Y CAPRI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
FIGURA 23 DIAGRAMA DEL MEJORAMIENTO DE ACEITE PESADO EN EL FONDO DEL POZO USANDO EL PROCESO CAPRI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

FIGURA 24 DESPLAZAMIENTOS DE CORTA Y LARGA DISTANCIA **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

FIGURA 25 DESPLAZAMIENTO DE ACEITE DE CORTA DISTANCIA **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

FIGURA 26 SECCIÓN TRANSVERSAL DE TUBERÍA CON EMPACAMIENTO DE CATALIZADOR **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

FIGURA 27 ENERGÍA POTENCIAL VS PROGRESO DE LA REACCIÓN **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 INYECCIÓN DE VAPOR-EFICIENCIA TÉRMICA BASADA EN EL VALOR DE CALENTAMIENTO DEL COMBUSTIBLE	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 2 TABLA COMPARATIVA DEL MÉTODO DE INYECCIÓN DE VAPOR Y EL MÉTODO DE COMBUSTIÓN IN SITU	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 3 CAMBIOS EN LAS PROPIEDADES DEL ACEITE DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE COMBUSTIÓN IN SITU	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 4 MATRIZ DIMENSIONAL	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 5 MATRIZ DE DIMENSIONES DE LAS VARIABLES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA 6 TABLA DE DATOS PARA EL PROCESO CAPRI	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

RESUMEN

Este trabajo se estructuro para ir profundizando más a lo largo del mismo, de una descripción general de los métodos de recuperación mejorada térmicos y no térmicos, un mayor énfasis en la combustión in situ, una descripción detallada del método, hasta un análisis del proceso en sus distintas etapas, a fin de conocer las variables físicas mas importantes de los métodos THAI y CAPRI, con las que finalmente se obtuvo un conjunto de productos adimensionales, que nos da un primer conocimiento de las relaciones entre las variables del proceso, esto con el fin de conocer el peso de las variables en el mismo y dejar una base para la posterior experimentacion. A continuación se describen brevemente cada uno de los capítulos.

Capitulo 1. Este es un capitulo en el que se hace una revisión de los métodos de recuperación mejorada tratando puntos específicos como una breve descripción, ventajas, desventajas, aplicaciones y características importantes, haciendo mayor énfasis en la combustión in situ que es la base del método que tratamos mas adelante (CAPRI).

Capitulo 2. Aquí se presentan los inicios del proceso y como ha evolucionado hasta lo que se conoce actualmente como método CAPRI.

Capitulo 3. Este capitulo muestra ya de manera mas detallada el funcionamiento del proceso, enfocándose en la fenomenología del proceso de combustión en medios porosos, así como en las ventajas del método.

Capitulo 4. Este capitulo muestra el desarrollo para la obtención de un conjunto de productos adimensionales de las variables físicas que intervienen en el proceso.

Capitulo 5. Finalmente se presentan los resultados de las variaciones de algunas variables físicas en los productos adimensionales contra el factor de recuperación, apoyados con el trabajo de Rodriguez y Mamora (2005), así como la descripción detallada de la catálisis del crudo en el yacimiento con lo que le es conferido el titulo de CAPRI.

INTRODUCCIÓN

Actualmente una gran parte de los hidrocarburos que se producen a nivel mundial provienen de campos maduros, esto conlleva a la necesidad de la implementación de métodos de recuperación que permiten un mayor barrido o recuperación del aceite in situ. En función del precio actual del petróleo se pueden llevar a cabo proyectos de recuperación mejorada que se vuelven viables y que permiten entre otras cosas implementar y asimilar nuevas tecnologías, para el desarrollo de estos campos en los siguientes años.

Los métodos de recuperación mejorada a lo largo del tiempo han demostrado ser una herramienta eficaz para la extracción de la mayor parte del aceite remanente principalmente del crudo pesado, extra pesado y bitumen.

La dificultad de producir aceites pesados radica en su alta viscosidad y por consiguiente su baja movilidad por lo que se requiere aplicar calor con alguna de las tecnologías existentes para disminuir el valor de esta propiedad para que dicho aceite pueda ser más fácilmente extraído, transportado y refinado. Y es aquí donde se presenta el desafío tecnológico de la implementación de la combustión in situ que juega un papel importante al mejorar la movilidad y aumentar la calidad del aceite desde el sitio de origen.

La dificultad de producir aceites pesados principalmente, motiva a implementar métodos de recuperación térmicos como la combustión in situ. Que en muchos países como Canadá, Estados Unidos y Venezuela han sido exitosos logrando incrementar de manera rentable el factor de recuperación.

El pico de la producción mundial de petróleo convencional se ha alcanzado y la necesidad de reevaluar el potencial de los recursos de recuperación de petróleo pesado se vuelve cada vez más imprescindible.

El crudo pesado no fluye con facilidad, por lo que un proceso habitualmente usado implica la inyección de vapor para calentar los hidrocarburos y hacer que se muevan. Tradicionalmente se inyectaba vapor en un pozo vertical para obligar al crudo a moverse lateralmente hacia un pozo de producción vertical.

Sin embargo, una desventaja de este método es la cantidad de energía requerida (principalmente mediante la combustión de gas natural) para generar vapor. Así

como la pérdida de energía a lo largo de la tubería de inyección, trayendo como consecuencia una disminución en su eficiencia.

Estos problemas han disminuido con el desarrollo del llamado Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor (SAGD). Esta técnica implica el uso de dos pozos horizontales en lugar de verticales. Con lo que se tiene menor pérdida de energía pero continúa siendo menos eficiente que la combustión in situ, THAI y CAPRI.

Otro método térmico utilizado es la combustión in situ, en el cual se inyecta aire en un pozo vertical para generar un frente de combustión en el yacimiento. El calor calienta el crudo que fluye hacia los pozos de producción verticales. Si bien este tipo de combustión in situ existe desde hace años, una de sus principales limitaciones es la dificultad para controlar el avance del frente.

La combustión in situ es uno de los procesos más eficientes para transferir el calor necesario al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite y activar una serie de mecanismos que ayudan a mejorar su movilidad. El método CAPRI (**C**ontrolled **A**tmospheric **P**ressure **R**esin **I**nfusion) parece eliminar muchos de los problemas convencionales de la combustión in situ ISC (**I**n **S**itu **C**ombustion) además de obtener un rendimiento de aceite mejorado sustancialmente, debido a características como la disposición horizontal de sus pozos que proporciona una geometría exclusiva de extracción por gravedad y presión.

Otra distinción clave es que la recuperación del crudo ocurre a través de un mecanismo de desplazamiento corto o de corta distancia, contrario al proceso ISC convencional, que requiere que el crudo se mueva lateralmente cientos de metros (desplazamiento de larga distancia). En comparación, el CAPRI requiere el movimiento del crudo en trayectoria descendente, con la ayuda de la gravedad, típicamente entre 5 y 10 metros, logrando con ello un proceso más eficiente de desplazamiento de crudo en el yacimiento. CAPRI crea las condiciones ideales para el mejoramiento catalítico in situ uniendo las características de la ISC, el arreglo o disposición horizontal de pozos (que propicia un desplazamiento de menor distancia de crudo hacia el pozo productor) y finalmente el mejoramiento del crudo mediante un catalizador anular que se extiende a lo largo del pozo horizontal productor, incrementando la gravedad API y reduciendo la cantidad de azufre y metales pesados.

Este trabajo pretende mostrar un análisis del impacto de las variables que afectan el comportamiento del proceso CAPRI a través de grupos adimensionales; con dicho análisis se pueden determinar las acciones a realizar en posibles

aplicaciones de campo o simulaciones para lograr optimizar el proceso desde un nivel analítico identificando los parámetros de mayor influencia para la recuperación del aceite en este proceso que no ha sido aun aplicado en México pero que cuenta con un gran potencial para la recuperación de aceite principalmente pesado y de campos que ya han pasado por la recuperación primaria. Con este trabajo pretendemos lograr asimilar un poco más esta tecnología y dejar una base a estudios posteriores.

CAPÍTULO I

MÉTODOS TÉRMICOS PARA RECUPERACION MEJORADA

La vida de un yacimiento de aceite puede pasar a través de tres diferentes fases donde se utilizan varias técnicas para mantener la producción en los niveles óptimos posibles. Estas etapas se conocen como Recuperación Primaria, Recuperación Secundaria y Recuperación Terciaria o mejorada.

En la Recuperación Mejorada, que no necesariamente es un proceso terciario se utilizan fluidos que afectan directamente una de las propiedades del sistema roca-fluidos. Estos fluidos pueden consistir de gases que son miscibles con el aceite como dióxido de carbono, vapor, aire, oxígeno, polímeros, geles, surfactantes, alcalinos y hasta microorganismos.

Es posible clasificar a los métodos de Recuperación Mejorada de crudo en dos grupos principales (Térmicos y no térmicos). (Figura 1)

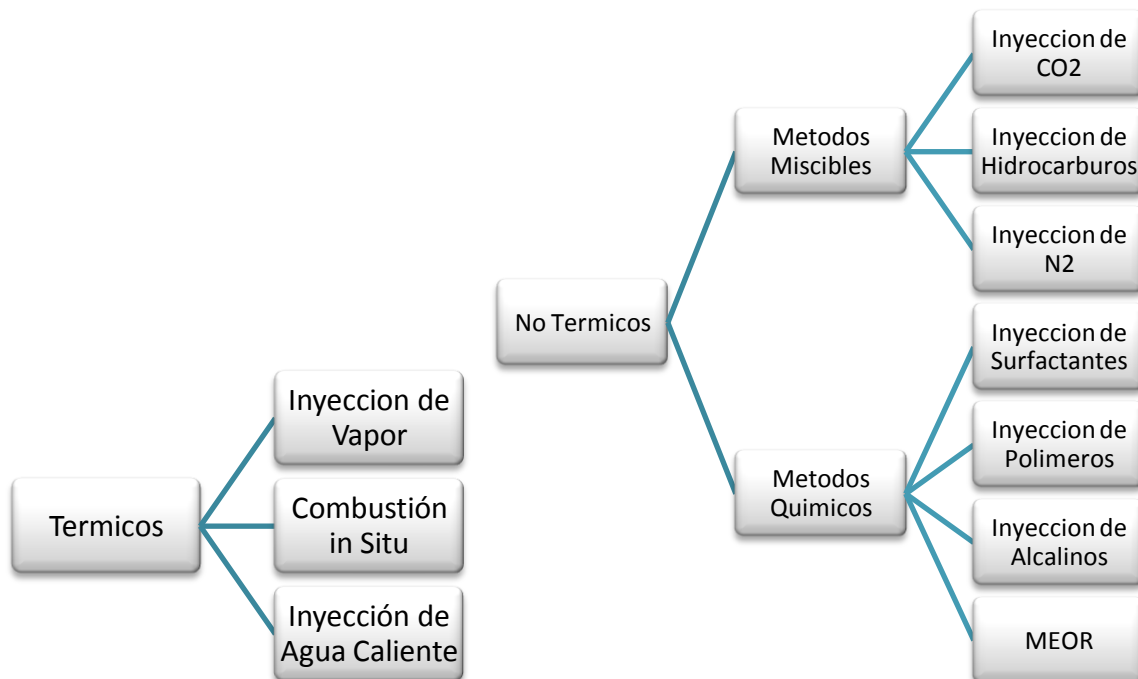


Figura 1 Métodos térmicos y no térmicos

En la Figura 2 se observa la tendencia de los proyectos de Recuperación mejorada que se han aplicado en los últimos 40 años, principalmente en Estados Unidos. Los métodos térmicos se han mantenido en general por arriba de métodos como inyección de gases y sustancias químicas.

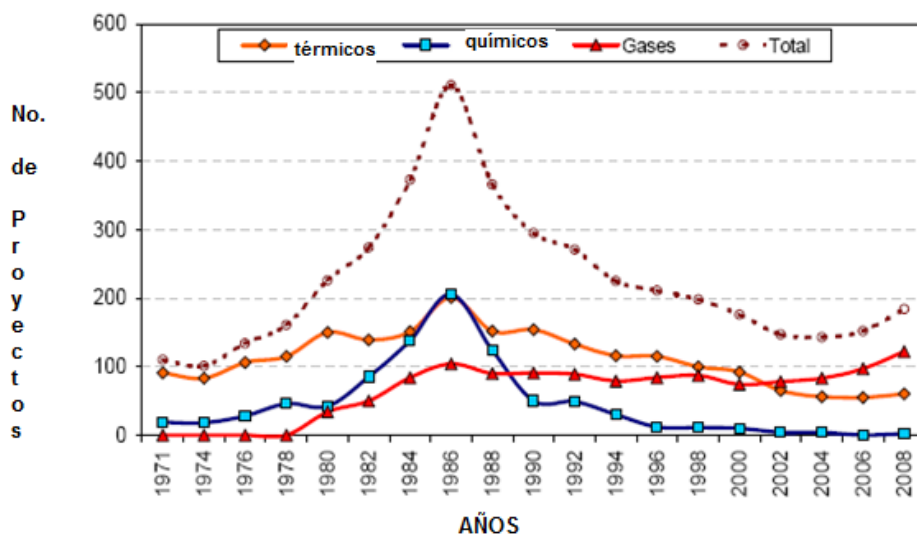


Figura 2 Tendencia de los proyectos de recuperación mejorada en los últimos 40 años (Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadí, M., Lantz, M., Romero, J., Tiorco, LCC., Alvarado, V.: "EOR: Current Status and Opportunities". SPE 130113, 2010)

Los métodos térmicos son utilizados para la extracción de aceite, donde uno de los principales mecanismos es la reducción de la viscosidad del aceite por el calor aplicado al sistema. Esto permite que el aceite fluya más fácilmente; también existen otros mecanismos que intervienen durante su aplicación y ayudan a la eficiencia del método, como destilación, desplazamiento miscible, expansión térmica, cambios en la mojabilidad, craqueo térmico y disminución de la tensión interfacial agua/aceite.

Cuando se analizan procesos de Recuperación Secundaria, el principal parámetro a tomar en consideración es la relación de movilidades, esta relación sirve para medir la relación entre la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado (aceite); para aceites pesados, los valores de la relación de movilidad son tan altos que estos proyectos resultan ser poco rentables, primordialmente porque volúmenes significativos de agua deben de ser inyectados y entonces si

los resultados se comparan con aceites crudos ligeros los resultados son muy distintos, donde no es necesaria la inyección de grandes volúmenes de agua para desplazar estos crudos. Esto es, por lo tanto razonable para estos aceites crudos, que cualquier técnica de recuperación debe de reducir la viscosidad del aceite crudo con el objetivo de incrementar su movilidad.

Existen dos categorías de métodos térmicos: aquellos en los cuales el calor es producido en superficie (Inyección de un Fluido Caliente) y aquellos en los cuales el calor es creado en la formación (Combustión In-Situ). En el primer caso el fluido inyectado transmite el calor producido, mientras que en el segundo caso el fluido inyectado es uno de los reactivos incluidos en una reacción exotérmica que toma lugar en el yacimiento.

Hay una diferencia básica entre los dos métodos, a partir de que el calor suministrado tiende a fluir desde la zona calentada, es evidente que la pérdida de calor será mucho mayor en el primer caso que en el segundo.

En el primer caso los fluidos inyectados, a su máxima temperatura, inicialmente entran en contacto con la zona barrida y hay por consecuencia una significativa pérdida de calor. En el segundo caso, el calor sólo se libera exactamente donde es necesario, esto es, donde el aceite será desplazado. Por esta razón la aplicación de la inyección de fluidos a alta temperatura es esencialmente dependiente de su eficiencia térmica.

El factor común en todos los métodos térmicos es el incremento de la temperatura en alguna parte del yacimiento. Esto incluye mecanismos específicos que pueden mejorar el desplazamiento y la eficiencia de barrido, y por lo tanto incrementar los gastos de producción.

Debemos, por lo tanto, considerar al inicio la influencia de la temperatura en la roca y en las propiedades de los fluidos, y a partir de esto el comportamiento dinámico de los fluidos; además de una breve consideración de los procesos térmicos que se incluyen en los métodos térmicos.

1.1. Información requerida para el estudio de los métodos de recuperación mejorada.

1.1.2. Variables dependientes de la temperatura

1.1.2.1. Viscosidad

La viscosidad de un líquido disminuye con el aumento de la temperatura, su relación es exponencial, por lo tanto, entre más grande sea la viscosidad del fluido, mayor será la reducción de la misma para un incremento de temperatura aplicado.

Un ejemplo de la variación de la viscosidad con respecto a la temperatura para un aceite crudo se puede observar en la figura 3.

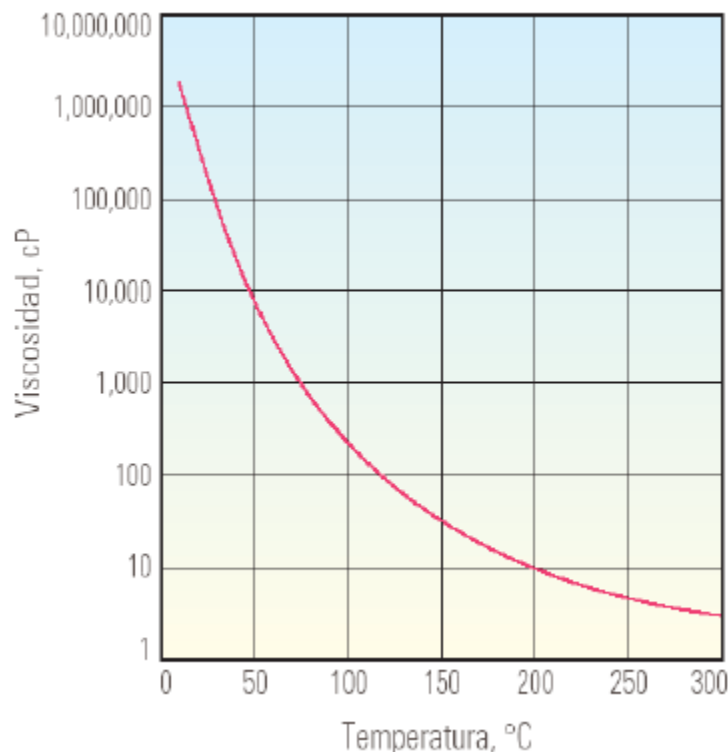


Figura 3 Gráfico del comportamiento de la Viscosidad vs Temperatura (Flores de Dios Mosqueda Tania, 2008)

En el siguiente esquema de la ASTM (Figura 4) se muestra la relación viscosidad temperatura para diferentes crudos, donde se puede observar que un aceite con una viscosidad aproximada de 50 000 cSt a 40 °C presenta una viscosidad menor a 20 000 cSt a 50 °C. Comparando esta observación con un aceite de 9 cSt de viscosidad a 40 °C que aún tiene una viscosidad mayor a 6 cSt a 50 °C. Por otro lado la viscosidad dinámica del agua a 20 °C es de 1 cP y entre 40 °C a 50 °C su viscosidad solo cambia de 0.65 cP a 0.55 cP.

Entonces se puede apreciar que a un pequeño incremento de temperatura en una formación que contiene agua y aceite con alta viscosidad lleva a una reducción significativa de la viscosidad, favoreciendo el flujo del aceite. Esto explica el interés en los procesos de recuperación de tipo térmicos para la explotación de yacimientos con aceite de alta viscosidad.⁹

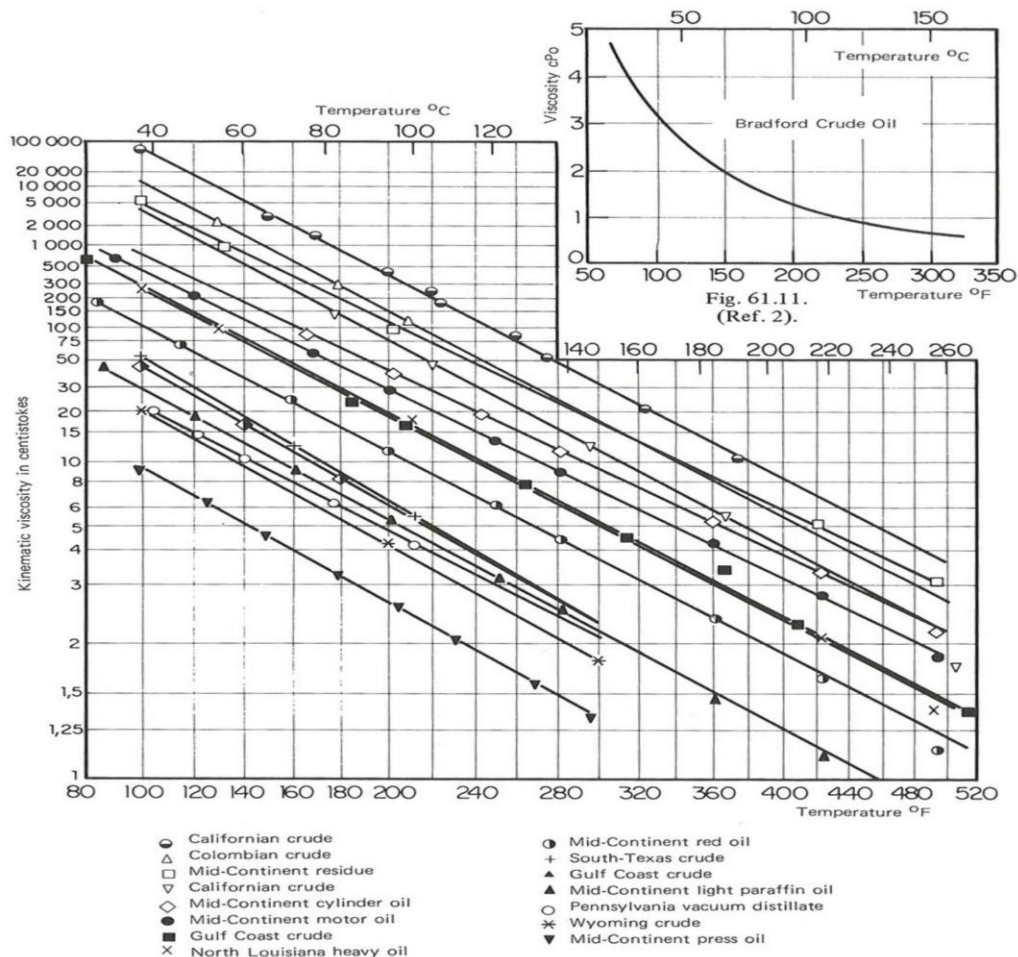


Figura 4 Relación Viscosidad-Temperatura para diferentes crudos (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

1.1.2.2. Permeabilidad Relativa

Varios experimentos han mostrado que la permeabilidad relativa varía con la temperatura para un flujo bifásico aceite agua. Puede observarse (Figura 5) que cuando la temperatura aumenta la saturación de agua irreducible aumenta S_{wi} mientras que la saturación de aceite residual S_{or} disminuye. Esto claramente demuestra que puede obtenerse una mejora en la eficiencia de desplazamiento debido a métodos térmicos de recuperación.

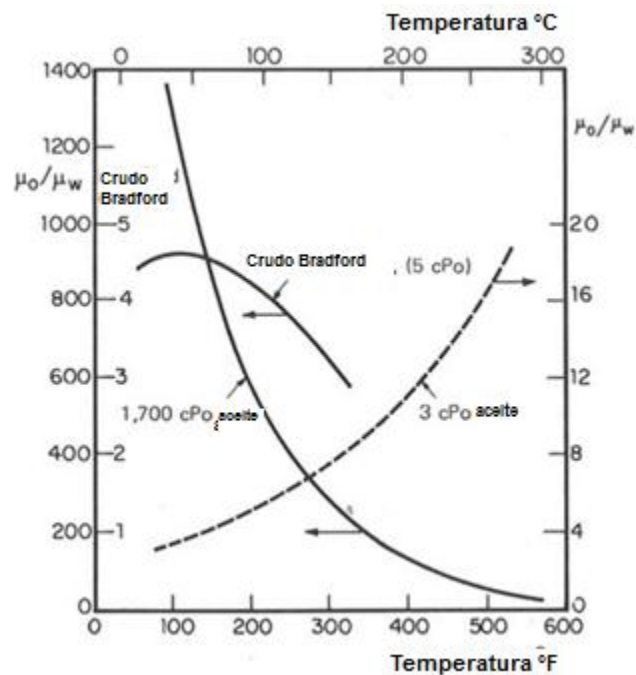


Figura 5 Gráfico de la relación de Viscosidades y Temperatura (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

El efecto de la temperatura en la S_{wi} y la S_{or} es el resultado de la reducción de la relación de viscosidades U_o/U_w debido al incremento de la temperatura y cambios físicos y químicos en el medio poroso.

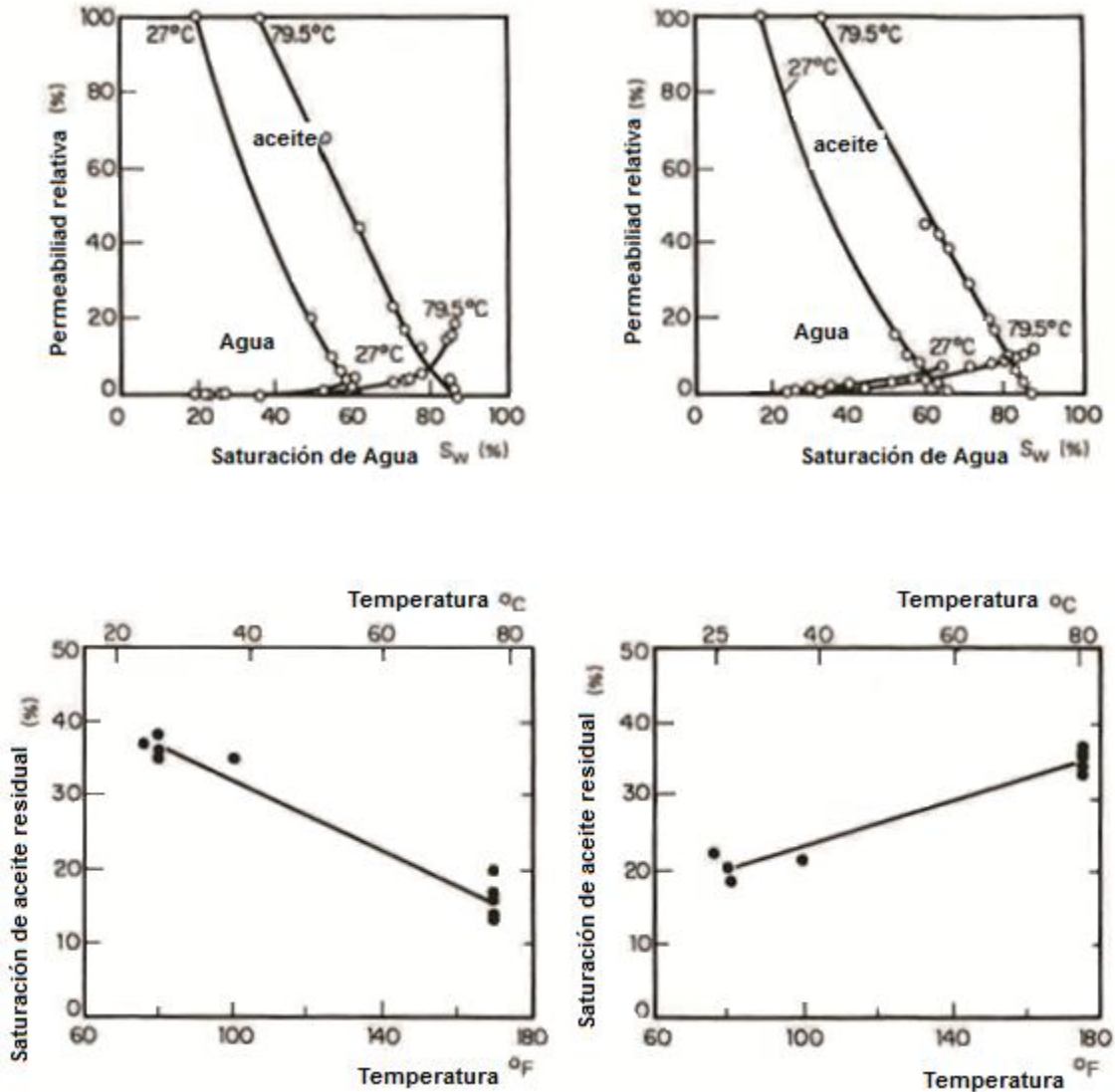


Figura 6 Gráficos de Saturación de aceite y agua residual vs Temperatura (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

1.1.2.3. Expansión Térmica

El valor del coeficiente de expansión del aceite se encuentra en el orden de 0.001/ °C, para el agua de 0.0003/ °C y para las rocas en general se presentan con un valor de 0.00001/ °C. Por lo tanto el incremento de la temperatura propicia la expulsión del aceite del espacio poroso.

1.2. Inyección de Vapor

La inyección de vapor es un método de recuperación secundaria o terciaria, es un proceso de desplazamiento que requiere uno o dos pozos dependiendo del tipo de proceso que se utilizar, en el cual actuarán como pozo inyector y productor.

El mecanismo de recuperación de aceite mediante Inyección de Vapor puede ser bien entendido si se considera al vapor a lo largo de un medio poroso que inicialmente contiene aceite y agua congénita. El aceite en la vecindad inmediata de la inyección es vaporizado y empujado hacia delante, una fracción del aceite no se vaporiza y se deja atrás, pero a una elevada temperatura debido al calor provisto por el vapor. El vapor que avanza eventualmente se condensa (debido a las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes) en agua a temperatura de vapor, por lo que se genera un banco de condensado caliente.

Este banco de agua caliente empuja el aceite al frente a medida que este se mueve, enfriándose a temperatura de yacimiento. A partir de aquí el proceso de desplazamiento continúa en un modo que podría ser semejante a la inyección convencional de agua. Es claro, entonces, que hay tres distintas zonas de flujo: 1.- La Zona de Vapor, 2.-La Zona de Condensado Caliente, 3.- El Banco de Aceite.

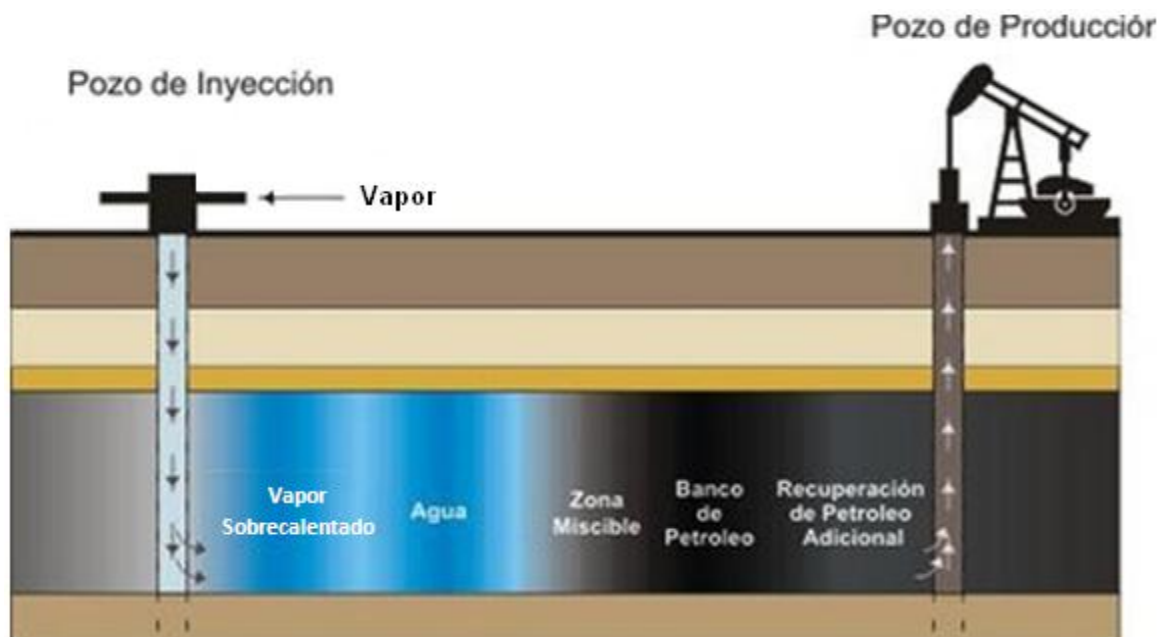


Figura 7 Inyección de Vapor (oil-well-steam)

En resumen los puntos de interés de la Inyección de Vapor son:

1. Inyectar vapor con 80% de calidad para desplazar el aceite del yacimiento.
2. Reducción de la viscosidad y destilación del vapor.
3. Expansión térmica y suministro de presión para transportar el aceite hacia los pozos productores.

1.2.2. Inyección Cíclica de vapor

Una típica Estimulación Cíclica de Vapor, o “huff and puff”, consiste de tres períodos en el mismo pozo, que son: Período de Inyección, Período de Cierre o de Inundación y Período de Producción (Figura 8)

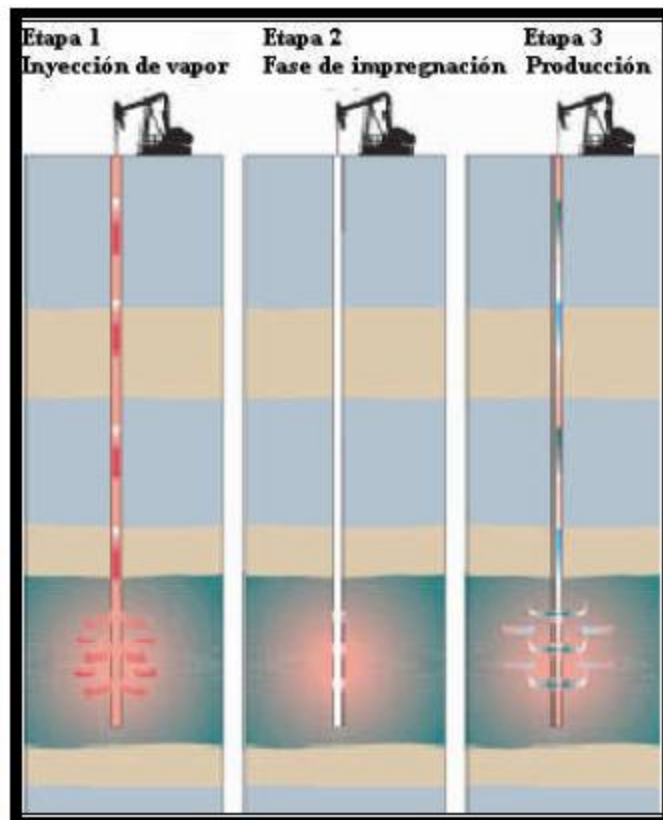


Figura 8 Inyección Cíclica de Vapor (oil-well-steam)

1.2.3.1. Periodo de inyección

El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo. Este se canaliza a la formación mediante segregación gravitacional. El vapor inyectado puede penetrar sólo una pequeña fracción del espesor total, quizá a las zonas altas, especialmente en formaciones gruesas. Al mismo tiempo, una partición de la formación puede ocurrir, como resultado de esto la zona calentada puede ser parecida a un disco.

Es por esto que la conducción del calor del aceite que está en la parte baja ocurre, en adición al aceite calentado por convección dentro de la zona invadida. Donde el vapor penetra una zona delgada, y no el espesor en su extensión, la mejor respuesta es obtenida cuando esta zona es tan cercana como es posible a la base de la formación. Es por esto que lo ideal es buscar una inyección preferencial en estratos de alta permeabilidad y en localizaciones con viscosidades altas.

Periodo de Cierre o de Inundación. Una vez que el volumen de vapor deseado es inyectado, el pozo es cerrado durante un tiempo determinado. La duración de cierre o del período de inundación dependerá de la cantidad de vapor inyectado.

Durante los períodos de inyección y de inundación, hay una reducción significativa en la viscosidad del aceite original, posiblemente algunos centipoises a través de la zona de vapor. El aceite y el agua experimentan un proceso de expansión térmica.

Período de Producción. Inmediatamente antes de traer el pozo a producción, las arenas calentadas mediante el vapor presentan una alta movilidad para el aceite. A medida que la presión en la interfase de las arenas se reduce como resultado de la producción de los fluidos, distintas fuerzas actúan para expulsar aceite y otros fluidos hacia el pozo, el cual puede ser bombeado en caso de que no tenga la suficiente presión para elevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

1.2.2. Inyección continua de vapor

En este proceso a diferencia de la Inyección Cíclica, el vapor es inyectado continuamente dentro de uno o más pozos, usualmente los pozos se colocan en patrones regulares de esta manera el aceite es conducido hacia los pozos productores. Las zonas alrededor del pozo de inyección se calientan a la temperatura de saturación del vapor y estas zonas se expanden hacia los pozos productores.

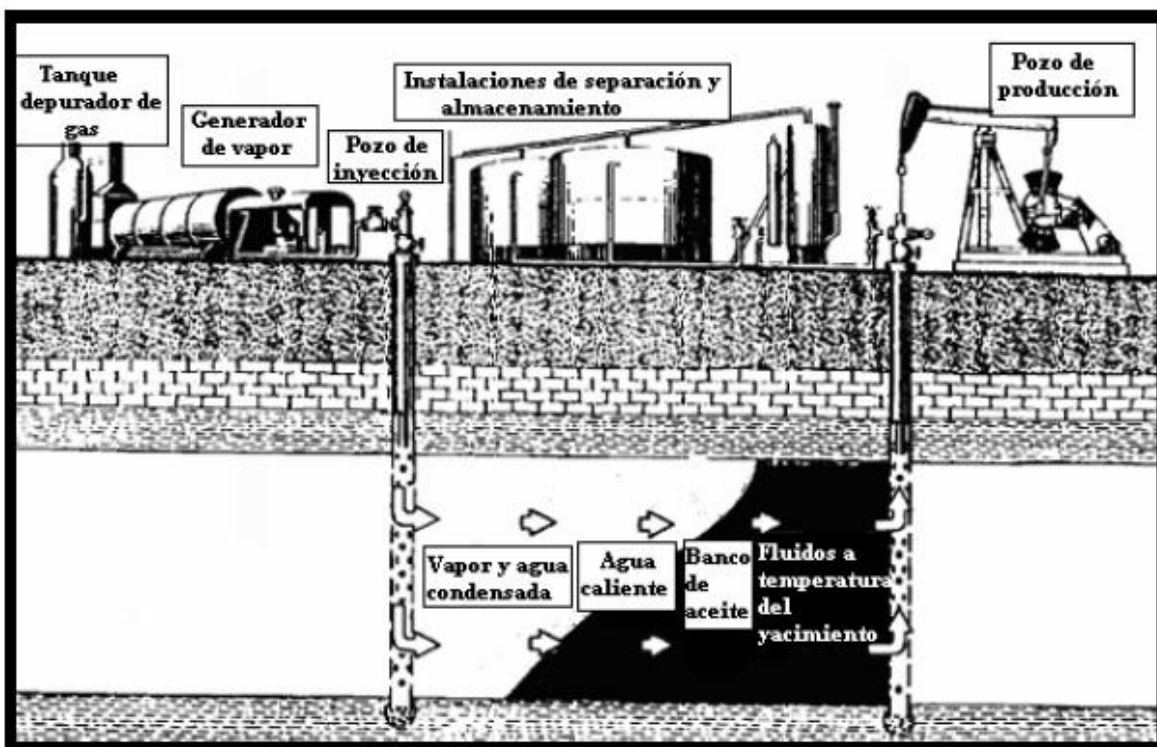


Figura 9 Inyección de Vapor continua (Arriaga Balderas Erick, Córdova Zarate Rogelio, 2008)

Los principales efectos presentados con este método son: la reducción de la viscosidad del aceite en el yacimiento, así como la expansión por temperatura de los fluidos, además de otros efectos térmicos que pueden estar presentes; como la destilación de vapor, miscibilidad, variación de las permeabilidades relativas con la temperatura, etc.

Bajo condiciones ideales se presentan tres zonas de interés en el yacimiento:

- 1 *La Zona de Vapor*, la cual se encuentra en la vecindad de los pozos inyectoros y a la misma temperatura que el vapor de inyección, la saturación de aceite aquí es muy baja la temperatura disminuirá en el sentido del flujo del vapor y de acuerdo a la presión prevaleciente en la zona, las saturaciones se mantienen constantes, aunque la del aceite es pequeña debido a la vaporización de sus componentes mas volátiles por el vapor, en esta zona existen tres fases pero solamente se encuentran fluyendo dos agua y vapor.
- 2 *Zona de Agua Caliente*, esta se encuentra delante de la zona de vapor y en esta zona un flujo de agua caliente toma lugar debido a la pérdida de calor. En esta zona los hidrocarburos previamente vaporizados se condensan al mismo tiempo que el vapor de inyección. La vaporización y condensación de los componentes más volátiles del aceite dependerá de su composición química. En esta zona el desplazamiento estará regido por el flujo de agua caliente.
- 3 *Zona a Temperatura Original*, es la última zona y ésta se encuentra a la temperatura original de la formación, en la cual el vapor perdió todo el calor y un flujo de agua fría se presenta.

1.3. Inyección de Agua Caliente

La Inyección de Agua Caliente es similar a la Inyección Convencional de Agua, excepto que se utiliza agua caliente en lugar de utilizar agua fría. Pocas inyecciones de agua caliente se han realizado, y muy pocas, dentro de éstas, han resultado exitosas. El mayor problema con la Inyección de Agua Caliente es la digitación tan severa que presenta el agua inyectada, tomando en cuenta la alta movilidad del agua caliente, y la baja movilidad del aceite en el yacimiento. Esto conduce a una pobre eficiencia en el barrido, resultando en un rompimiento temprano y una baja recuperación de aceite.

Tanto el vapor, como el agua, son excelentes transmisores de calor, pero el calor contenido en una unidad de masa de vapor es mucho más grande que en una de

agua a la misma presión y temperatura. Mientras que el vapor tiene tres veces más la capacidad de calentamiento que el agua, esta última resulta más conveniente en ciertas circunstancias, tales como grandes profundidades, donde altas presiones de inyección pero relativamente bajas temperaturas son deseadas, formaciones que contienen calizas afines al agua, el uso de pozos viejos para inyección, etc.

La Inyección de Agua Caliente es usualmente menos efectiva que la Inyección de Vapor ya que el calor contenido en el agua caliente es menor comparado con el que hay en el vapor.

1.4. Combustión In Situ

El principio de la combustión in situ es generar calor por la ignición del aceite dentro del reservorio. Aire u oxígeno es suministrado a la zona de combustión por pozos inyectoros. Mientras la zona de combustión generada se propaga, el aceite delante de ella se calienta haciendo que las fracciones más volátiles se destilen debido al craqueo térmico por el aumento de la temperatura. ⁵

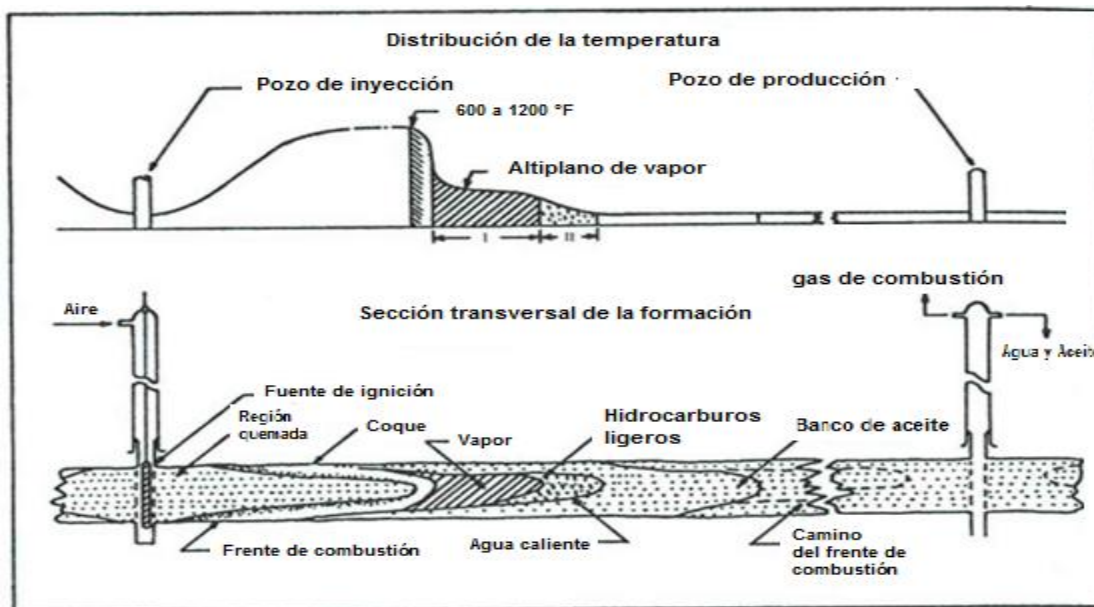


Figura 10 Esquema del método de combustión in Situ (Caudle, Ben.H., Chang, Harry.L., Chieh Chu., Crawford, Paul.D., Geffen, Ted.M., Johansen, Robert.T., MacDonald, Robert.C., Meldau, Robert.F., Necmettin Mungan., Neil, Jerry.D., Poettmann, Fred.H., 1983)

Existen tres formas básicas de llevar a cabo los métodos de combustión in situ

- Combustión Seca (*Dry foward combustion*)
- Combustión asistida con inyección de agua (*Wet Combustion*)
- Combustión Invertida (*Reverse Combustion*)

1.4.2. Combustión Seca (*Dry foward combustion*)

Se le conoce como Combustión Seca porque no se inyecta agua con el aire u oxígeno suministrado. En este proceso, el frente de combustión actúa como un pistón que empuja delante de él las fracciones del aceite que no han sido quemadas de la zona barrida. Las fracciones pesadas del aceite, convertidas en coque, se queman con el oxígeno en el aire inyectado para mantener la combustión.

El proceso dentro del yacimiento puede dividirse en cuatro zonas enumeradas desde corriente arriba. El término corriente arriba se refiere a la zona con dirección al pozo inyector, el término corriente abajo se refiere a la zona con dirección al pozo productor.

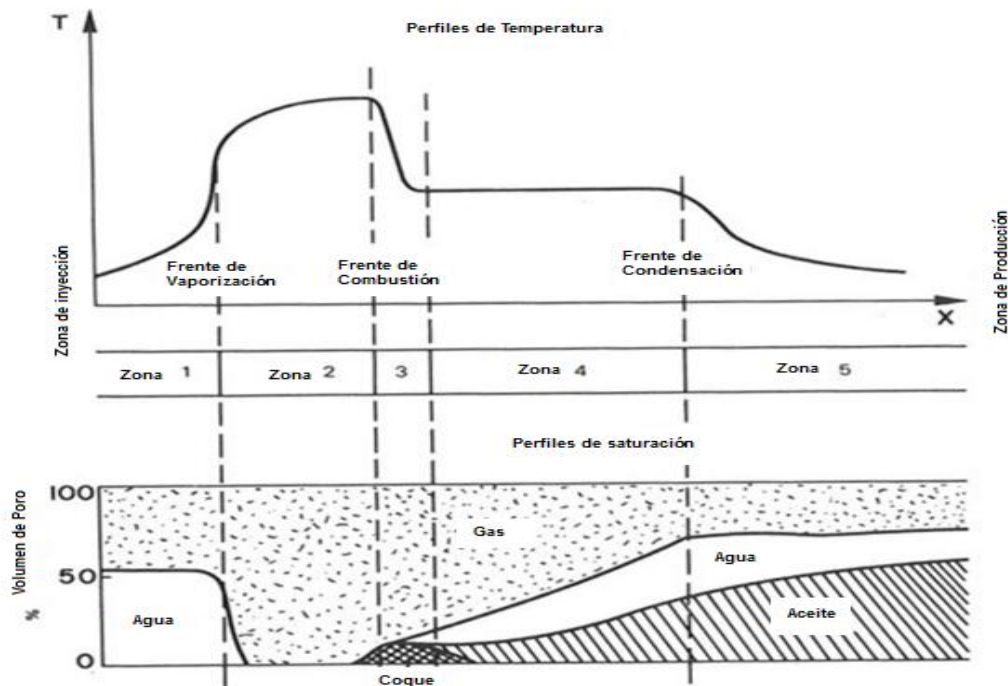


Figura 11 Zonas del Método de Combustión Seca (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

Zona 1 La combustión ya existe en esta zona y la formación se encuentra completamente limpia. El aire inyectado está a temperatura ambiente y es calentado por las altas temperaturas de la matriz mientras avanza corriente abajo, en esta zona parte de la energía de combustión es recuperada. (Figura 11 pagina anterior)

Zona 2 Es la zona de combustión o frente de combustión. El oxígeno es consumido por reacciones de combustión que involucran hidrocarburos y el coque producido que se encuentra en la superficie de la roca. La temperatura que se alcanza en ésta zona depende esencialmente del tipo de sólidos, líquidos y gases presentes por unidad de volumen de la formación. Las temperaturas pueden variar entre los 600 F y 1200 F. (Figura 11 pagina anterior)

Zona 3 La zona de formación de coque, las fracciones pesadas de aceite que no han sido desplazadas ni vaporizadas por la pirolisis. Éstas reacciones de craqueo ocurren con la presencia de oxígeno, si la última parte de la zona de combustión no lo ha consumido. (Figura 11 pagina anterior)

Zona 4 Es donde la temperatura ha disminuido lo suficiente, en ésta zona ya no existen cambios químicos significativos. Ésta zona es barrida por los gases de combustión y desplaza a los fluidos a partir del siguiente proceso.

- a) En la región corriente abajo cerca de la zona de reacción, se presenta vaporización y condensación de las fracciones ligeras del aceite y el agua intersticial. (Figura 11 pagina anterior)

1.4.2. Combustión asistida con inyección de agua (*Wet Combustion*)

Éste tipo de método también es conocido como COFCAW (*Combination of forward combustion and waterflood*). En el proceso de combustión seca, más de la mitad del calor generado existe entre el pozo de inyección y el frente de combustión. Muchos intentos se han hecho para transferir este calor más allá de la zona quemada, hacia corriente abajo. Por lo tanto el uso de agua, debido a su alta capacidad térmica y su calor de vaporización, se utiliza en esta variación del método de Combustión in situ.

El proceso se puede describir dividiéndose en 5 zonas.

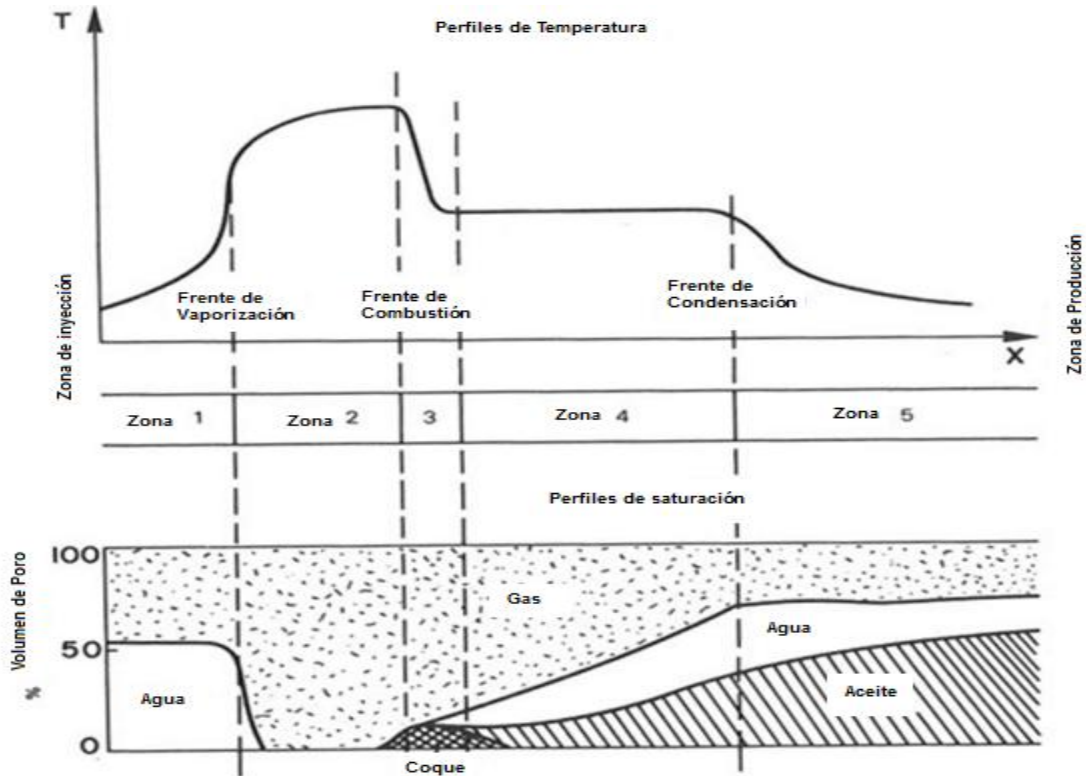


Figura 12 Zonas del Método de Combustión asistida con Inyección de agua. (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre. 1980)

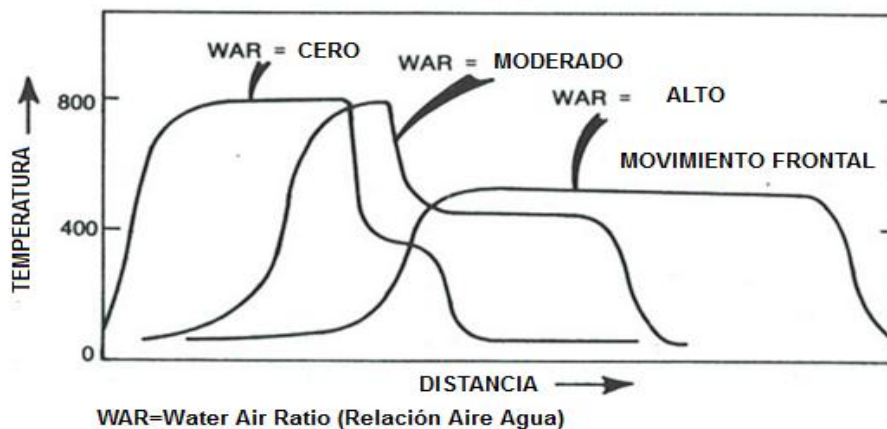


Figura 13 Gráfico de WAR vs Temperatura para Combustión Asistida por Inyección de Agua (Caudle, Ben.H., Chang, Harry.L., Chieh Chu., Crawford, Paul.D., Geffen, Ted.M., Johansen, Robert.T., MacDonald, Robert.C., Meldau, Robert.F., Necmettin Mungan., Neil, Jerry.D., Poettmann, Fred.H, 1983)

Zona 1 Esta zona ha sido barrida por el frente de combustión y contiene muy poco o nada de hidrocarburos. Sin embargo, como la temperatura es más baja que la temperatura de ebullición del agua, los poros presentan saturación de agua y lo que queda de su espacio es ocupado por el aire inyectado.

Zona 2 El agua se presenta como vapor en esta zona y los poros están saturados con aire inyectado y vapor. El frente de vaporización de agua inyectada está en el límite entre la zona 1 y 2. (Figura 12 pagina anterior)

Zona 3 La zona de combustión. El oxígeno es consumido en la combustión de los hidrocarburos y del coque depositado en la parte corriente abajo de la zona.

Zona 4 Se le conoce cómo la zona de vaporización y condensación. La temperatura en esta zona es cercana a la temperatura de vaporización del agua. La progresiva condensación del vapor y el agua de combustión se presentan en esta zona. Además algunas fracciones ligeras e intermedias del aceite son vaporizadas y llevadas corriente abajo. Si la temperatura es lo suficientemente alta, algunas reacciones químicas pueden suceder.

Zona 5 Justo corriente abajo de la zona 4, existe una zona de contrapresión, debido a la formación de un banco de agua precedido por un banco de aceite.

1.4.2. Combustión Invertida (*Reverse Combustion*)

La combustión invertida (Figura 14) es una variación del proceso de combustión in situ que remedia la posibilidad de un bloqueo líquido.

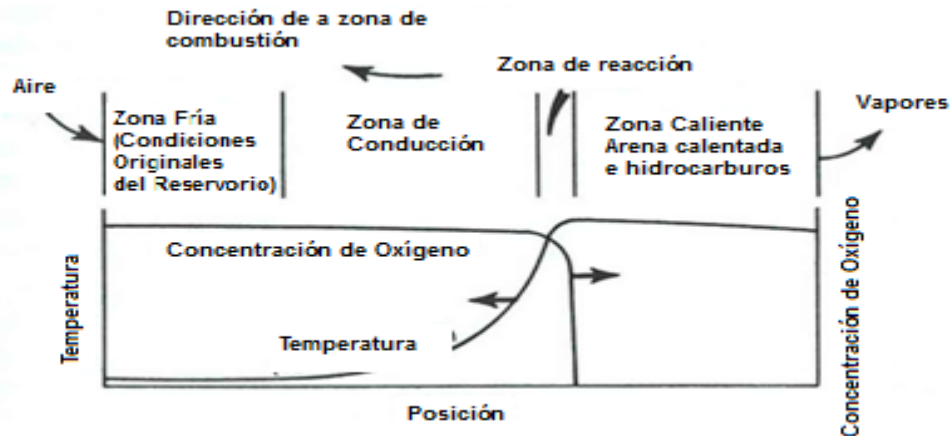


Figura 14 Gráfico de las zonas y perfil de temperatura en cada una de ellas en el Método de Combustión Invertida (Caudle, Ben.H., Chang, Harry.L., Chieh Chu., Crawford, Paul.D., Geffen, Ted.M., Johansen, Robert.T., MacDonald, Robert.C., Meldau, Robert.F., Necmettin Mungan., Neil, Jerry.D., Poettmann, Fred.H, 1983)

La figura 14 muestra el desarrollo del proceso en sus distintas zonas, indicando los perfiles de temperatura y concentración de oxígeno en cada una de ellas, resaltando un gran cambio en la zona de reacción.

Después de la ignición, el frente de combustión se mueve de los pozos productores hacia los pozos inyectoros. Cuatro zonas pueden ser definidas, comenzando del pozo de inyección.⁵

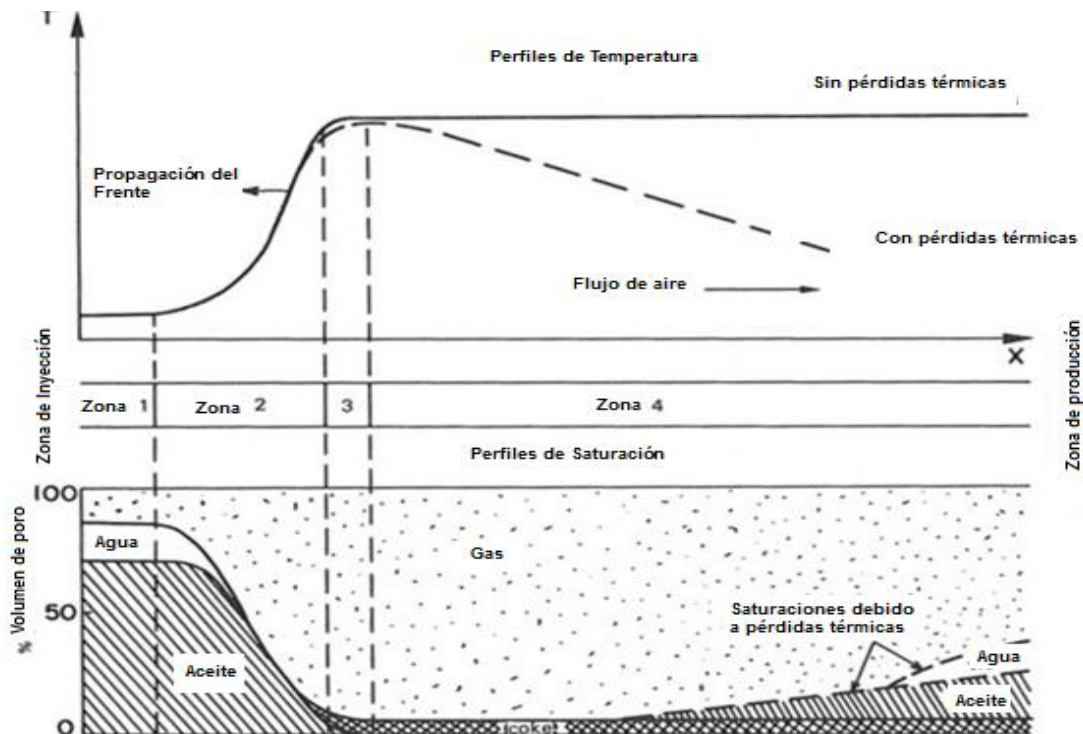


Figura 15 Zonas del Método de Combustión Invertida (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

Zona 1 Ésta zona ha sido barrida por aire, y si la temperatura y la oxidación del aceite son altas pueden ocurrir reacciones.

Zona 2 La temperatura aumenta por conducción debido a la zona caliente corriente abajo. Ocurre la vaporización del agua de formación, la destilación de las fracciones ligeras del aceite y el cracking de ciertos hidrocarburos en la presencia del oxígeno. Las fracciones de líquido y vapor son desplazadas corriente abajo mientras que otros componentes forman el coque.

Zona 3 Zona de combustión. La temperatura alcanza su máximo valor. Las reacciones de combustión y oxidación que involucran las moléculas más reactivas de los hidrocarburos consumen todo el oxígeno no utilizado por las reacciones en zonas anteriores.

Zona 4 El coque que no ha sido quemado se mantiene depositado en la matriz mientras que la fase vapor y líquida fluyen corriente abajo.

1.4.2. Estudios de laboratorio del método de combustión in situ.

Oxidación del aceite en el medio poroso.

Para poder estudiar las reacciones que se presentan en los métodos de combustión in situ, se realizan pruebas de laboratorios utilizando núcleos impregnados de aceite. Aire es inyectado en los núcleos y se eleva la temperatura para simular el acercamiento de un frente de combustión.

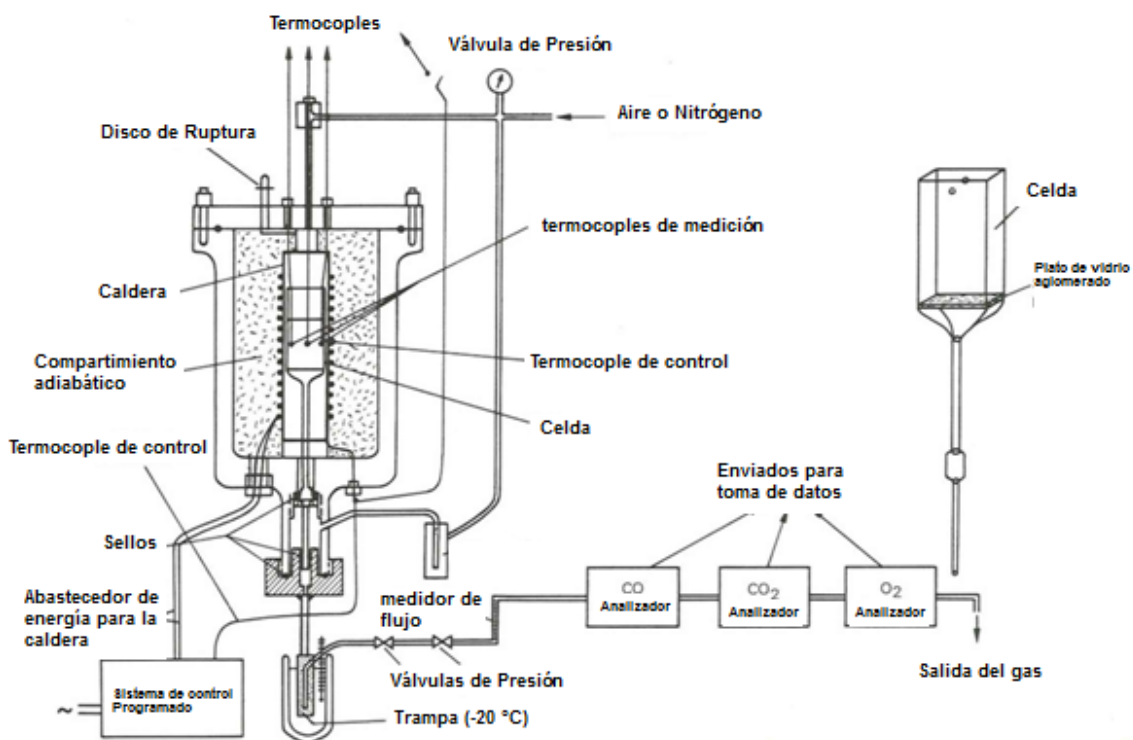


Figura 16 Dispositivo para analizar las reacciones que se presentan en el Método de Combustión in Situ (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

La muestra puede calentarse hasta 500 grados centígrados, con un incremento de temperatura de 50 a 100 C / hr. Con éstos análisis se pueden observar los efectos térmicos de las reacciones químicas que se presentan y el progreso de las mismas es monitoreado a partir de la observación de los gases producidos.

Estudio experimental del método de combustión in situ.

La siguiente figura (figura 17) representa el equipo utilizado para el estudio de laboratorio del método de combustión in situ. Se realiza un análisis continuo a los gases producidos. Los volúmenes de aceite y agua producidos son medidos y se determinan las siguientes propiedades, densidad, viscosidad e índice de acidez, entre otras.

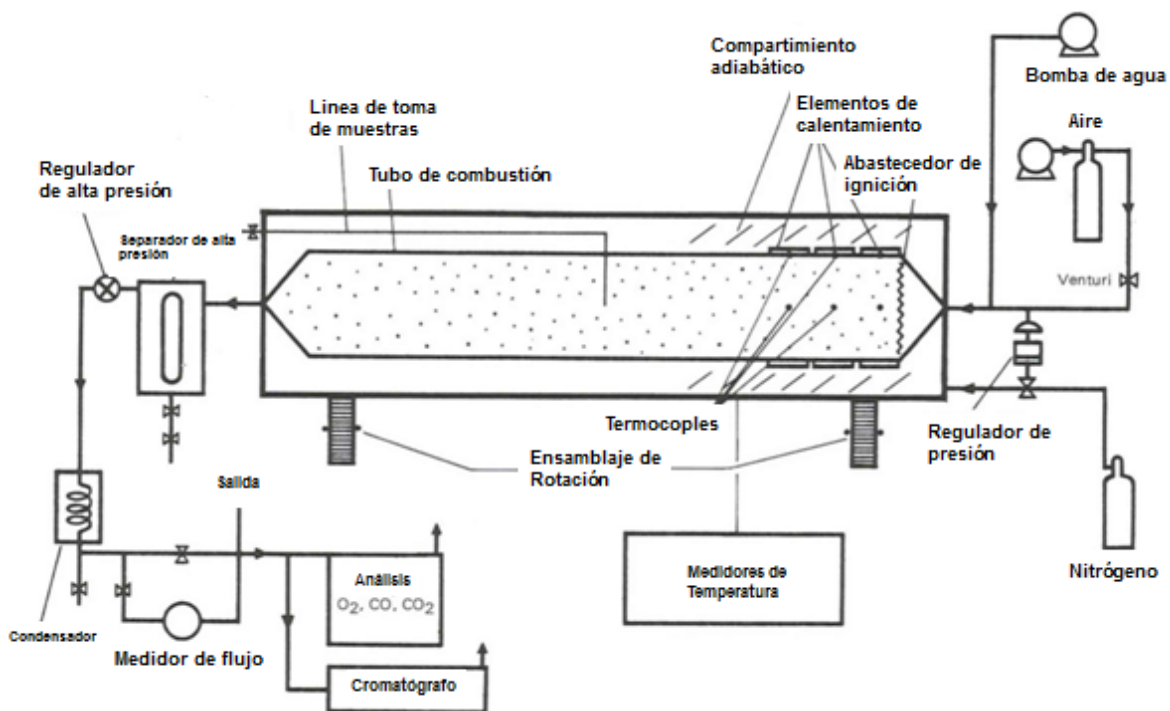


Figura 17 Dispositivo para el estudio del Método de Combustión in Situ a nivel laboratorio (Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre, 1980)

1.4.2. Ventajas del método de combustión in situ y sus límites de aplicación

Con éste proceso se puede recuperar el petróleo económicamente de una variedad de entornos depósito. El proceso ha demostrado ser rentable en la recuperación de petróleo pesado (10-20 "API) de los yacimientos someros (menos de 1.500 pies), y de aceite ligero (> 30" API) de los yacimientos profundos (11,000 pies).

Aunque la mayoría de los proyectos de combustión se implementan en yacimientos de crudo pesado, se utilizan cada vez más para recuperar el petróleo ligero de yacimientos profundos. En estados unidos más proyectos de combustión están en operación en yacimientos de crudo ligero que en yacimientos de crudo pesado.

Comparado con otros métodos térmicos de recuperación mejorada, la combustión in situ tiene la ventaja que el calor es únicamente liberado en el medio poroso como tal, es decir, no existen problemas de pérdidas de calor en los pozos de inyección.

Por ejemplo los procesos de combustión In Situ comparadas con los métodos de inyección de vapor es que el calor producido resulta más barato que producirlo en la superficie por los generadores de vapor, además el combustible para generar la combustión proviene del mismo reservorio, este combustible recibe el nombre de coque.

Otras ventajas son, la combustión de los residuos pesados de poco valor económico, la producción de un aceite más ligero que generalmente no presenta corrosión.

En la inyección de vapor, una considerable cantidad de la energía generada por el combustible se pierde sin proveer calor necesario a la formación. Existen pérdidas en el generador de vapor, en las líneas de transmisión de vapor, desde la boca del pozo hasta el fondo.

Esas pérdidas de calor pueden abarcar hasta más de la mitad de la energía del combustible o un cuarto en circunstancias muy favorables.

Inyección de Vapor-Eficiencia térmica basada en el valor de calentamiento del combustible

	%Eficiencia	Rango aproximado acumulativo
Generador de Vapor	75-85	75-85
Transmisión al pozo	75-95	56-81
Flujo del pozo al reservorio	80-95	45-77
Flujo en el reservorio hacia el frente de condensación	25-75	11-58

Tabla 1 Inyección de Vapor-Eficiencia térmica basada en el valor de calentamiento del combustible (Butler, M., 1991)

En los métodos de combustión in situ, se necesita energía para comprimir el aire o si se utiliza oxígeno, para separar el oxígeno del aire. Esta energía para compresión o (en el caso de oxígeno) separación es mucho menor comparada con la necesaria para generar vapor.³

	EFICIENCIA %	COMBUSTIBLE REQUERIDO Millones de Btu	COSTO ENERGÉTICO Dólares/Millón Btu(*)
Vapor	45-77	1.3-2.2	2.6-4.4
Aire combustión in situ	190	0.5	1.0
O2 combustión in situ	315	0.3	0.6

	EFICIENCIA %	COMBUSTIBLE REQUERIDO Millones de Btu	COSTO ENERGÉTICO Dólares/Millón Btu(*)
Vapor	45-77	1.3-2.2	2.6-4.4
Aire combustión in situ	190	0.5	1.0
O2 combustión in situ	315	0.3	0.6

	Trabajo HP h	Combustible Equivalente Btu
Separación de aire	29.0	217,160
Compresión de O2	13.3	99,904
		317,064

Tabla 2 Tabla comparativa del Método de Inyección de Vapor y el Método de Combustión in Situ (Butler, M., 1991)

La Tabla 3 muestra los cambios en las propiedades del aceite después de la aplicación de los métodos de combustión in situ.

UBICACIÓN, CAMPO	° API		TEMPERATURA	VISCOSIDAD cp	
	Antes	Después	°F	Antes	Después
South Belridge, California General Petroleum	12.9	14.2	87	2700	800
			120	540	200
			160	120	54
West Newport, California General Crude	15.2	20.0	60	4,585	269
			100	777	71
			210	32	10
Este de Venezuela, Mene Grande	9.5	12.2			
		10.5			
Kyrock, Kentucky Gulf Oil	10.4	14.5	60	90,000	2,000
			210	120	27
Sur de Oklahoma, Magnolia Asphalt Ridge, Utah U.S DOE	15.4	20.4	66	5,000	800
	14.2	20.3			

Tabla 3 Cambios en las propiedades del aceite después de la aplicación de los métodos de combustión in situ (Butler, M., 1991)

Puede observarse el aumento en los grados API y la disminución de la viscosidad como principal consecuencia de este método. El cambio en estas variables resulta conveniente económicamente ya que se recupera un aceite de mayor valor en el mercado, disminuyendo procesos químicos posteriores. ³

CAPÍTULO II

ESTADO DEL ARTE DEL PROCESO CAPRI

2.1. Breve historia del proceso

La combustión in situ se produjo probablemente en los proyectos de inyección de aire llevados a cabo en el sudeste de Ohio durante la primera parte de este siglo. Lewis (1916) en un documento interno no publicado de la Oficina de minas de EE.UU. contemplo la posible aparición de la combustión en los proyectos donde era inyectado aire caliente en la formación para combatir los problemas de depositación de parafinas.

De acuerdo con Lewis (1916) los operadores de Ohio originaron la práctica de la inyección de aire caliente en la formación productora para mitigar los problemas de depositación de parafina, en un intento de minimizar la deposición de parafina y para aumentar la recuperación de petróleo

El análisis de las muestras de gas producido tomadas de los pozos en el área represurizada mostró que casi todos los pozos estaban produciendo dióxido de carbono (Lewis, 1917). En retrospectiva, está claro que la inyección prolongada de aire caliente en el depósito da lugar a la auto-ignición del crudo in-situ. Lewis (1917) atribuyó la presencia de CO₂ y bajo contenido de oxígeno del gas producido, a la reacción química entre el aceite in-situ y el oxígeno del aire.

Osgood (1930) en su obra, "El aumento de la recuperación de petróleo". Señala que se encontraba sólo el 60% del volumen de aire introducido en el yacimiento y que este gas consistía principalmente de dióxido de carbono y nitrógeno. Los resultados, obviamente, apuntan a la oxidación bajo tierra, ya sea del aire o los minerales de la roca con la que el aire entra en contacto.

El primer proyecto de combustión in situ planeado en EE.UU. (tal vez en el mundo) tuvo lugar en octubre de 1920, en el sur de Ohio (Mills, 1923). Donde la producción del pozo se duplicó después de aplicado el proceso.

El primer documento teórico sobre la recuperación de petróleo mediante la inyección de gases de combustión calientes en arenas con agotamiento primario fue publicado por la Oficina de Minas de EE.UU. en 1928 (Lindsly, 1928). Este documento fue el primero en presentar la ingeniería y los cálculos económicos de un proceso, entonces experimental.

El primer experimento de campo conocido de combustión in-situ fuera de los EE.UU. se produjo en Rusia en 1935 (Sheinmann et al., 1938). A mediados de 1940, el concepto de la quema de una parte de la formación petrolífera con el fin

de mejorar la producción de petróleo comenzó a recibir una atención seria de las principales compañías petroleras EE.UU. que comenzaron a investigar el proceso en el laboratorio para aprender acerca de los parámetros que controlan el proceso demostrando en varias pruebas realizadas que el proceso era técnicamente viable.

Desde la implementación de estas pruebas piloto, más de 225 proyectos de combustión se llevaron a cabo en los EE.UU. Una buena parte de estos proyectos fueron económicamente exitosos, mientras que otros no por varias razones incluyendo características de los fluidos y los yacimientos desfavorables, así como ingeniería pobre en el área y problemas operacionales.

La combustión in situ ha sido aplicada desde hace varias décadas a lo largo de las cuales se ha aprendido de los resultados obtenidos y mejorado el proceso. Pero existían también características no favorables inherentes al propio proceso (dinámica de los procesos físico-químicos involucrados, disposición de los pozos, desplazamiento de larga distancia, etc.) que no permitían que la combustión in situ fuese totalmente aceptada y aplicada de manera extendida, tanto como el SAGD como método térmico de recuperación mejorada.

El desarrollo de lo que podría ser considerado una variación de la combustión in situ se ha ido gestando desde hace algunos años con la implementación de algunas características que le dan mayor valor al petróleo extraído así como una mayor eficiencia al proceso.¹³

2.2. El desarrollo de THAI y CAPRI

En 1981 a partir de una investigación de doctorado en la universidad de Bath de inyección de polímeros llevaron a dar mayor importancia de las ventajas de la combustión in situ (ISC). En conferencias y debates de EOR en Estados Unidos, Canadá e Inglaterra se confirmó que la combustión in situ tenía el mayor potencial como área de investigación y en ese momento todavía era percibida por el sector del crudo como “la gran esperanza” para la recuperación de crudo pesado.

Posteriormente se construyó el primer sistema de tubo de combustión en el Reino Unido. Aunque los experimentos iniciales fueron en crudo pesado, el dramático colapso posterior del precio del crudo desvió la atención a los yacimientos de

crudo ligero, en los que la ISC ha conseguido desde entonces el éxito práctico como técnica de recuperación mejorada de crudo (IOR).

En 1989, otra investigación de doctorado acerca de pozos horizontales llevo a considerar, por primera vez las repercusiones del flujo multifásico en una configuración ISC que comprende un pozo sencillo vertical de inyección de aire y un pozo horizontal de producción.

Se conjuntaron las dos investigaciones que dieron la idea para desarrollar y dar pie a lo que se dio a conocer como el proceso THAI.

El colapso del precio del crudo a principios de la década de los 90 fue una de las varias razones que provocaron una comercialización muy lenta del sistema THAI.

A partir de investigaciones financiadas se logró desarrollar experiencia operativa en las geometrías de celda de combustión 3D usadas para investigar los procesos de la ISC. Las investigaciones también llevaron a una comprensión fundamental que resultó importante para el desarrollo posterior del THAI. Pero solo a partir de 1997 se pudo poner en marcha la siguiente fase intensiva de ensayos

Investigaciones posteriores destinadas específicamente para trabajos en mejoras del crudo pesado en el fondo del pozo dio como resultado al proceso CAPRI que seria la versión catalítica del THAI, es decir una versión mejorada que añadía una mejora sustancial al aceite en el lugar de origen.

Este método ha sido aplicado experimentalmente, actualmente países como Estados Unidos, Canadá y Rumania llevan a cabo proyectos comerciales siendo este ultimo el que tiene la mayor operación de la ISC del mundo, en Suplacu de Barcău, funcionando continuamente durante más de 30 años.

Petrobank Energy and Resources Ltd tiene en propiedad las patentes de THAI y CAPRI y ha desarrollado patentes adicionales alrededor de ambas tecnologías.

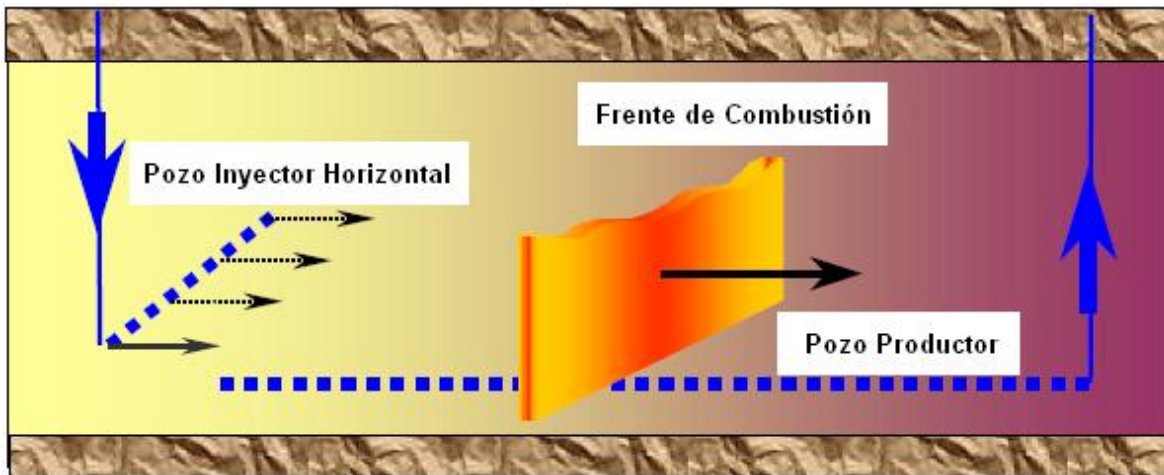


Figura 1 Concepto del Proceso de Inyección de Aire de la Punta al Talón en THAI / CAPRI, (Xia, T.X., Greaves, M. 2000)

2.3. Factores tomados en consideración para la aplicación de proyectos de combustión in situ y CAPRI

Varios factores deben ser tomados en cuenta en la evaluación de yacimientos candidatos .estas incluyen: la geología del sitio, las propiedades de la roca del yacimiento y los fluidos, las características del crudo, y la geometría del yacimiento.

2.3.1. Caracterización del yacimiento

Las características de la geología del yacimiento juegan un papel importante en el resultado de la aplicación del método. Estudios de las características de los yacimientos de los proyectos de ISC ejecutados en EE.UU. indican que la estructura, continuidad lateral y las características físicas de las capas individuales de arena en el yacimiento así como la heterogeneidad del mismo desempeña un papel importante en la realización de estos proyectos.

La falta de una buena continuidad en las arenas (debido a las variaciones de facies lateral) y la canalización se han citado como una de las causas del fracaso de muchos proyectos de combustión (Simm, 1967). El proceso de combustión requiere de un avance entre pozo inyector y productor por tal motivo es fundamental la continuidad en la formación en esta dirección o plano para el éxito

del proyecto. Las fracturas y las tendencias de las articulaciones, aunque sutiles, pueden crear canales de flujo preferencial que influyen en la recuperación. El conocimiento de las características geológicas del sitio es importante para la correcta evaluación de una posible aplicación de ISC.

El objetivo de la descripción de la geología del yacimiento debe ser proporcionar una imagen clara y concisa de los parámetros cualitativos y cuantitativos del yacimiento para que el ingeniero pueda diseñar un esquema que coincida con la forma más apropiada de las condiciones del yacimiento. Los parámetros geológicos clave que deben considerarse al seleccionar un sitio para un proyecto son: el grado y el alcance de la continuidad de depósito lateral y vertical, la profundidad, el espesor, la posición estructural y el buzamiento, heterogeneidades del yacimiento, la presencia de un casquete de gas y acuífero.

2.3.2. Extensiones lateral y vertical del yacimiento

La continuidad de las capas de arena individuales dentro de la formación productora, sobre todo en las de espesores pequeños, las arenas lenticulares son un factor de gran importancia para el buen funcionamiento del proceso de combustión. Este requiere una inversión de capital significativamente mayor por unidad de producción debido a la necesidad de equipos auxiliares, Este costo más alto significa que el volumen de petróleo en el lugar por unidad de área debe estar por encima de un cierto mínimo para que el proyecto sea económicamente viable. Debido a que la cantidad total de aceite in situ depende de entre otros factores de la extensión del yacimiento.

El éxito de muchos proyectos de combustión en parte puede atribuirse a la excelente continuidad lateral de las arenas. Esto hace una geometría ideal para el logro de un barrido favorable durante la combustión.

Algunos fracasos se pueden atribuir en parte a la falta de continuidad del yacimiento. Aunque la formación haya presentado una excelente porosidad, buena permeabilidad y buena saturación de aceite. La escasa continuidad lateral y la compleja variación de facies lateral no permitía la libre circulación de los fluidos. La falta de continuidad del área y un mal entendimiento de la geología puede conducir al fracaso del proceso.

Por lo tanto, la extensión lateral y vertical de un yacimiento es uno de los parámetros clave a considerar en el proceso de selección del sitio para un proyecto de ISC. El grado de continuidad lateral y vertical afecta de manera significativa el comportamiento del proceso de ISC. Una caracterización completa de la distribución de facies ayudaría a predecir cómo el comportamiento del yacimiento pueden verse afectados por las barreras de flujo.

2.3.3. Profundidad vertical

La profundidad del yacimiento no es un impedimento para la aplicación del proceso de ISC. Proyectos de éxito económico se han llevado a cabo en yacimientos con profundidades de 300-1,500 pies, sin embargo en términos de temperatura, presión. Poca profundidad (menos de 200 pies) limitaría severamente la presión a la cual el aire puede ser inyectado. Al aumentar la profundidad, la presión de inyección de aire en general aumenta con el correspondiente aumento del costo de compresión. Yacimientos mas profundos suelen ser lo suficientemente calientes de manera que es más probable una combustión espontanea tras la inyección de aire.

Los yacimientos más profundos contienen por lo general aceites más ligeros y la inyección de aire a alta presión en estos yacimientos puede ofrecer algunas oportunidades técnicas únicas para la recuperación mejorada de petróleo.

Sin embargo los costos de perforación y terminación, aumentan con la profundidad. Los compresores deben ser más grandes para cumplir con los requisitos de presión de inyección. Estos son más caros de adquirir, operar y mantener. La profundidad también afecta los costos de levantamiento de fluidos, especialmente en el proceso de combustión húmeda. Así, las consideraciones económicas se imponen un límite práctico superior de profundidad. Esto puede ser del orden de los 12,000-12,500 pies.

2.3.4. Espesor de la formación

El espesor del yacimiento es uno de los parámetros importantes para el proceso de combustión. La gran diferencia de densidad entre el aire y los fluidos del yacimiento da al aire una tendencia a anular la columna de aceite y por lo tanto evitar la mayor parte del petróleo si el depósito supera un espesor crítico. Un

yacimiento con un menor espesor tiende a contrarrestar esta tendencia de sustitución y favorece un desplazamiento y barrido vertical más uniforme. En un yacimiento de aceite pesado con poco espesor, la rápida transferencia de calor a la parte inferior del yacimiento permitirá al frente de combustión avanzar más rápidamente a la parte inferior de lo que sería posible en una arena gruesa (Boberg, 1988).

El espesor de la formación es también una consideración importante en depósitos que contienen aceite que no es fácilmente susceptible a la auto-ignición. En algunos yacimientos, el área cerca del pozo debe ser calentada a una alta temperatura para iniciar la ignición. Si la formación es muy gruesa (> 50 pies) la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de las cercanías del pozo por encima de la temperatura de ignición espontánea del aceite puede ser muy grande y costoso. Formaciones de hasta 60 pies de espesor se han encendido utilizando técnicas artificiales de ignición.

2.3.5. Posición estructural e inclinación o echado

Estas características son un factor importante en la ubicación de los pozos para un proyecto de combustión. El aire inyectado y el frente de combustión será más rápido hacia arriba que hacia los pozos que se encuentran en la parte baja de la estructura, En los yacimientos con gran buzamiento algunos operadores prefieren la inyección de aire en la parte superior de la estructura para aprovechar la gravedad en la recuperación del aceite caliente (Gates y Skalar, 1971).

2.3.6. Heterogeneidades del yacimiento

Las heterogeneidades afectan el comportamiento de la recuperación por combustión, estas incluyen barreras de permeabilidad al flujo lateral y vertical, fracturas naturales, zonas ladronas de alta permeabilidad, permeabilidad direccional, presencia de casquete de gas y acuíferos.

Las barreras de permeabilidad pueden tener efectos tanto positivos como negativos sobre el proceso de combustión. Como un efecto positivo, las barreras verticales pueden actuar como un sello de migración de aire hacia arriba y puede resultar en una combustión más uniforme en yacimientos relativamente gruesos.

Como un efecto negativo, las barreras de permeabilidad horizontal pueden reducir la continuidad del yacimiento y la recuperación.

Las fracturas pueden crear canales preferenciales de flujo e influir en la recuperación. Una zona delgada de alta permeabilidad en la parte superior del yacimiento que se extiende desde un pozo a otro constituye un peligro para la combustión ya que roba aire necesario consumiendo la combustión

La permeabilidad direccional resultante de las características anisotrópicas de la formación tiene una gran influencia en el comportamiento de muchos proyectos de combustión. El tamaño del grano y su orientación contribuyen a la existencia de la permeabilidad direccional en un yacimiento heterogéneo. La permeabilidad direccional puede causar que el aire fluya más libremente en una dirección que en cualquier otra y el resultado puede ser una quema irregular. La existencia de una permeabilidad direccional por sí sola no es causa suficiente para rechazar un sitio para la combustión. Mediante una selección de la localización de los pozos en la dirección de la permeabilidad, la recuperación se puede maximizar.

La presencia de casquetes de gas o una alta saturación de gas en la parte superior del yacimiento no es una característica geológica deseable para el funcionamiento del proceso, ya que pueden actuar como una zona ladrona para la inyección del aire y promover la quema irregular.

Aunque la heterogeneidad del yacimiento puede tener efectos adversos sobre el desempeño del proyecto su impacto puede ser reducido al mínimo a través del reconocimiento de la arquitectura distintiva del yacimiento y de la adaptación del proyecto para dar cabida a esta arquitectura. Estos proyectos llevados a cabo en yacimientos muy heterogéneos a menudo también exigirán estrategias de administración de yacimientos bien planeadas para hacer el proyecto económicamente viable.

2.3.7. Propiedades de la roca

Las propiedades de la roca de interés clave a un ingeniero son: textura de la arena, la permeabilidad y su distribución, la porosidad y la composición de la roca matriz. En muchos proyectos, especialmente los ejecutados en yacimientos de aceite ligero, la composición de la roca es más importante que las propiedades del aceite en la determinación de la cantidad de combustible disponible para la combustión.

2.3.8. Permeabilidad

El valor actual de permeabilidad tiene muy poco efecto sobre la mecánica del proceso de combustión. El único requisito para la permeabilidad es que se debe ser adecuada para permitir la inyección de aire a una presión compatible con la del yacimiento y a un costo de compresión aceptable. En yacimientos de crudo pesado viscoso de permeabilidad muy baja puede no proporcionar el flujo de aire mínimo necesario para la combustión sostenida. La baja permeabilidad, también aumenta la presión de inyección de aire y los costos de compresión, y prolonga la operación. La baja permeabilidad de yacimientos someros de aceite viscoso (más de 100 cp) puede limitar la inyectividad y promover la oxidación a baja temperatura.

2.3.9. Porosidad

Una alta porosidad es deseable, ya que refleja directamente el volumen de hidrocarburos que la roca puede contener. Mientras la porosidad disminuye, la cantidad de calor almacenado en la roca aumenta. Una menor porosidad no tendrá un impacto significativo en la utilización de la energía total en el proceso de combustión húmeda. El principal impacto de la porosidad será en su contenido de aceite. El éxito económico del proceso depende más del valor actual del producto saturación-porosidad que de la porosidad.

2.3.10. Saturación de aceite

Un contenido mínimo de aceite es necesario para compensar el consumo de petróleo como combustible en un proceso de combustión in-situ. Una regla de dedo ampliamente aceptada en la industria es que si S_o es inferior a 0,09 o 700 barriles / ac-ft. La combustión seca debe ser eliminada de la consideración. Este punto de corte arbitrario simplemente implica que el yacimiento debe tener suficiente petróleo recuperable para cubrir las necesidades energéticas del proceso y la oferta de producción adicional para hacer que el proceso sea económicamente atractivo.¹³

2.4. Búsqueda de características para el prospecto

Un factor de suma importancia para el éxito de un proyecto de recuperación mejorada es sin duda una buena elección del yacimiento candidato que mejor cumpla con las características que permitirán un mejor desempeño del método. Es bien sabido que la aplicación de los métodos THAI y CAPRI ha tenido éxito en un rango muy amplio de valores de las propiedades de la roca y los fluidos.

Evaluar la idoneidad de un prospecto o yacimiento para un proceso de recuperación de aceite debe componerse de una serie de pasos como

1. Evaluar la información disponible sobre el yacimiento, el aceite, la roca, el agua, la geología etc.
2. Complementar la información disponible con ciertas pruebas pertinentes de laboratorio de detección y selección de los yacimientos candidatos que mejor se adapten a los requisitos del proceso.

La combustión in situ se ha implementado con éxito en yacimientos con muy diferentes características de los fluidos, la roca y las características geológicas. Esto hace que el desarrollo de directrices satisfactorias para elegir yacimientos para la aplicación de un proceso de combustión sea difícil. Desde que el éxito de un proyecto de combustión depende en gran medida de las características geológicas del yacimiento, cualquier propuesta de directrices para la selección del yacimiento para la aplicación de la combustión debe incluir la roca, los fluidos, así como los requerimientos geológicos.

Estas son las pautas generales que reflejan la tecnología actual y el clima económico. Cada perspectiva debe ser examinada de cerca sobre una base individual y un juicio de ingeniería

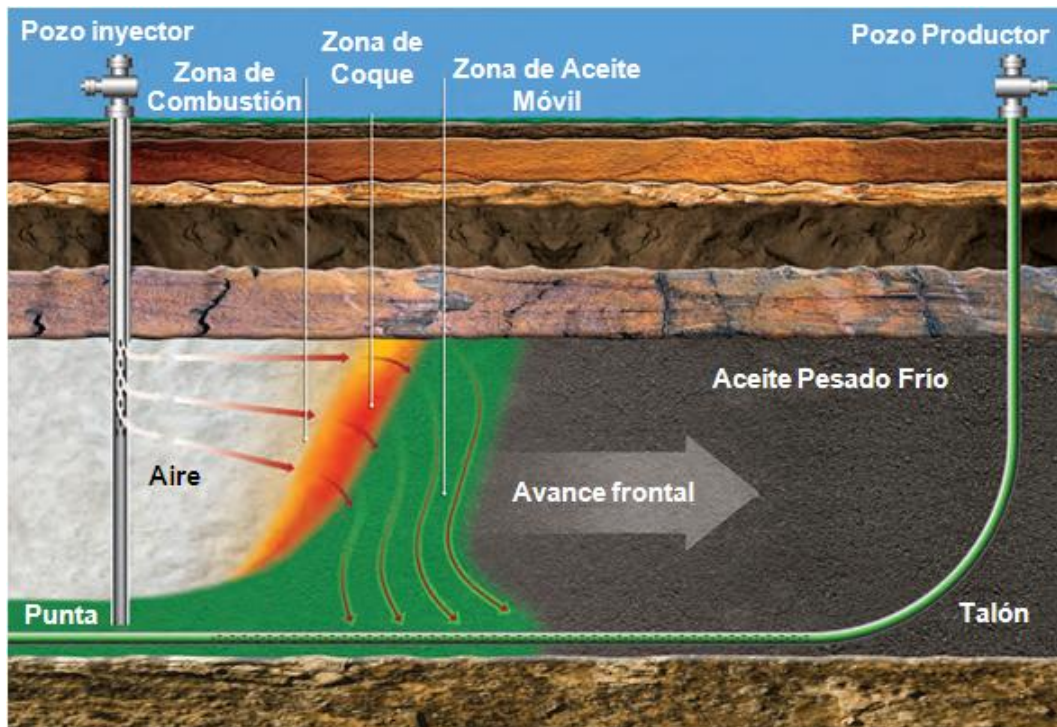


Figura 2 Esquema del Proceso THAI. (Petrobank Energy and Resources Ltd, 2006)

¿Cómo funciona?

- a) Los pozos horizontales de producción se perforan en la base del yacimiento.
- b) Pozos de inyección de aire son perforados verticalmente en la 'punta' de los pozos horizontales
- c) Se inyecta vapor a través de los pozos verticales y horizontales por dos o tres meses para calentar el yacimiento cerca del pozo.

- d) Una vez que el petróleo pesado / bitumen alcanza la temperatura requerida y la movilidad, el aire se inyecta en la formación a través del pozo inyector vertical. A medida que el aire llega al aceite caliente, se inicia una reacción de combustión.
- e) Cuando el aire se inyecta en la formación, el frente de combustión vertical, se mueve a lo largo del pozo horizontal (desde la punta hasta el talón del pozo de producción) barriendo el yacimiento.
- f) A medida que el frente de combustión se desarrolla y aumenta la temperatura, el aceite pesado / bitumen se calienta a una temperatura alta, el mejoramiento parcial ocurre.
- g) El petróleo parcialmente mejorado junto con el agua vaporizada del yacimiento y los gases que se forman durante la combustión (principalmente dióxido de carbono), desembocan en el pozo horizontal.
- h) Una vez en la superficie, el aceite fluye a través de las instalaciones donde se trata y luego se envía al mercado.

2.5. Ventajas de los sistemas THAI y CAPRI

- Los procesos THAI y CAPRI pueden ser considerados como una variante de la ISC, pero la disposición horizontal de sus pozos proporciona una geometría exclusiva de extracción por gravedad y presión.
 - Otra distinción clave es que la recuperación del crudo ocurre a través de un mecanismo de desplazamiento corto, contrario al proceso ISC convencional, que requiere que el crudo se mueva lateralmente cientos de metros (desplazamiento de larga distancia). En comparación, el THAI y CAPRI requieren el movimiento del crudo en trayectoria descendente, con la ayuda de la gravedad, típicamente entre 5 y 10 metros.
-

- Comparado con el SAGD, el THAI y CAPRI requieren menos instalaciones en la superficie, principalmente comprenden un compresor eléctrico para la inyección y separadores y tanques para el pozo de producción.
 - El proceso del THAI comienza con similaridad al SAGD, con ambos orificios del pozo precalentados usando vapor para iniciar la movilidad del crudo y despejar el espacio poroso entre el pozo inyector y el dedo o punta del pozo productor. Cuando el crudo de Athabasca es calentado hasta unos 125 °C, se enciende automáticamente en contacto con el aire inyectado.
 - La energía para sostener la combustión in situ viene del quemado del coque que es continuamente depositado dentro del yacimiento. Por tanto, el THAI y CAPRI son más eficientes térmicamente que el SAGD, y este aspecto siempre ha sido reconocido como unos de los atributos positivos del proceso de la ISC.
 - El azufre queda reducido aproximadamente a 20 - 30% y los metales pesados quedan reducidos alrededor de 90%, siendo dejados como residuo inerte en la arena del yacimiento. (en el caso de THAI)
 - Durante la producción no se requiere gas combustible.
 - Una ventaja adicional del THAI es que realiza una mejora in situ mediante el craqueado térmico del crudo pesado. Los ensayos de laboratorio consiguieron mejoras hasta 10 API. El crudo de 8 API fue mejorado hasta 16–18 API y las muestras Wolf Lake 10,9 API fueron mejoradas hasta casi 20 API. Esta es una prestación muy valiosa del proceso.
 - La mejora vista en los ensayos experimentales ha sido variable, pero los mejores resultados prácticos en yacimientos hasta la fecha han mejorado el bitumen asfáltico de Athabasca de 7.6 API hasta un grado tan alto como 16 API y se ha reducido la viscosidad a menos de 100 cp. Tan pronto como el proceso queda totalmente estabilizado (es decir, cuando concluye la expansión lateral del frente de combustión y entonces avanza en puro impulso lineal), se espera que la calidad mejorada del crudo producido sea más constante.
-

2.6. Ensayos experimentales prácticos con THAI

El primer ensayo experimental práctico con THAI fue comenzado en julio 2006 por PetroBank en Canadá. Este es el proyecto WHITESANDS, cerca de Christina Lake, al noreste de Alberta. Tres secciones separadas de doble pozo han sido perforadas, espaciadas a 100 m. Cada pareja de pozos es capaz de producir hasta 2 000 bbl/d con un contenido de betún asfáltico de 50–60% (1 000 bbl/d). La producción de arena, aunque menor del 0,5%, ha necesitado la desaceleración temporal de la producción porque las instalaciones superficiales no tenían la capacidad suficiente. Sin embargo, a partir de la instalación de nuevos y más grandes separadores, se espera que la producción de betún asfáltico aumente a unos 1 500-2 000 bbl/d por pozo.

La puesta en servicio del primer proyecto experimental fue completada en menos de 12 meses desde el fin del diseño a la construcción, alrededor de la mitad de tiempo que típicamente tarda en ponerse en marcha un proyecto SAGD. Un segundo proyecto experimental, también con tres pares de pozos, se programó para comenzar su producción a mediados de 2008 incorporando la primera prueba del proceso CAPRI. El proceso CAPRI fue desarrollado en la Universidad de Bath con apoyo de los doctores Turta y Ayasse quien es copropietario de la patente de CAPRI, junto con Petrobank

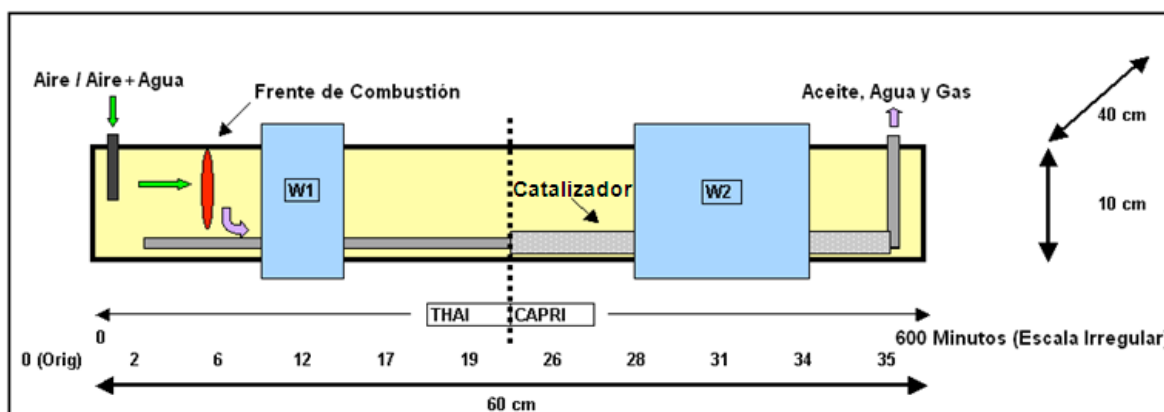


Figura 3 Diagrama esquemático de la celda de combustión y catalizador en el proceso THAI/CAPRI, (Greaves, M., Xia, T.X., Limbus, S., Nero. V. 2004)

La figura 20 muestra el dispositivo que se ha utilizado en las pruebas experimentales del proceso CAPRI.

2.7. Problemas con el método

Los métodos de la ISC comparten muchos de los desafíos inherentes en otros métodos EOR y también presentan algunas complicaciones especiales. Según apuntes hechos por Greaves con base en las experimentaciones realizadas, considera que la defectuosa o irregular intercomunicación de los pozos es la causa original y principal de muchos de los problemas que han dificultado los proyectos convencionales de la ISC usando dos pozos verticales colocados a cientos de metros de distancia entre ellos.

El apilamiento o embalsado del crudo y el agua reduce la permeabilidad del gas y así restringe la inyectabilidad del aire.

La combustión inadecuada puede llegar a causar la oxidación a baja temperatura y la formación de emulsiones. Una clave para el éxito de THAI y CAPRI es su combustión vigorosa a alta temperatura.

Muchos otros proyectos han sido intentados pero, algunas fallas han ocurrido debido a una selección defectuosa del yacimiento. Además, en muchos casos, no fue muy bien comprendido durante la fase inicial que el crudo pesado en la ISC tiene que ser operado en modalidad de oxidación a alta temperatura, es decir, combustión vigorosa a alta temperatura (más de 500 °C). (Greaves)

2.8. Aplicaciones del sistema

Según Greaves, THAI tiene una gama más amplia de aplicaciones que el SAGD, pero en cualquier caso, un conocimiento detallado del yacimiento es esencial. SAGD generalmente funciona mejor en formaciones productoras homogéneas relativamente espesas (40m). Las simulaciones en laboratorio indican que THAI puede también ser aplicado en tales situaciones, pero también en zonas mucho más finas. Los proyectos experimentales prácticos en Christina Lake (Canadá) están explotando una zona productora de unos 20m de espesor. Es posible que THAI sea eficaz hasta con espesores de unos 6m, como es frecuente en muchos de los yacimientos de crudo pesado en Saskatchewan.

La matriz del yacimiento es importante, algún contenido de arcilla es requerido para ayudar el craqueo térmico del crudo por delante del frente de combustión. El

proceso puede desmoronar las piezas de pizarra bituminosa intermitentes que podrían de otro modo ser un obstáculo para la permeabilidad. El proceso THAI también puede afrontar una zona de agua de fondo, como ya existe en parte del proyecto experimental en Christina Lake, efectivamente eliminándola al vaporizarla.

Los ensayos también indican que el THAI puede hacer frente a un casquete de gas; la gravedad y la presión producen el desplazamiento descendente de todos los gases por delante del frente de combustión.

Según Greaves, el THAI es ideal para producir crudo con menos de 15 API. Los ensayos de laboratorio realizados en una muestra de 20 API provista por BP procedente de su yacimiento Clair en el Mar del Norte del Reino Unido indican que también podría aportar ventajas en crudos pesados de viscosidad mediana. Como ocurre con cualquier proceso de EOR, la aplicación del THAI costa afuera necesitaría estudios muy cuidadosos de simulación del yacimiento y una evaluación detallada del diseño. Comparado con el SAGD, evitaría la necesidad de generar vapor costa afuera.

Se observa que, mientras hace 10 años el enfoque principal era la producción más alta, hoy se ha movido hacia la potenciación de la recuperación. THAI tiene el potencial de conseguir mejores tasas de recuperación que el SAGD (<50%), el CSS (<20%) y la inyección de agua (10%) En el laboratorio, THAI alcanzó consistentemente recuperaciones de crudo cercanas al 80% del OOIP, o más.

Greaves estima que el sistema THAI puede ser utilizado para la EOR residual en situaciones donde la producción inicial ha rendido hasta el 40% del OOIP, particularmente donde los pozos adecuados ya están emplazados. Los ensayos de laboratorio usando crudo de Athabasca demostraron que el THAI efectivamente producía el crudo restante después de haber agotado los esfuerzos de hacerlo con SAGD. Una inyección de vapor de la punta al talón (THSF) estuvo produciendo 24% del OOIP El THAI fue aplicado después del ensayo THSF, aumentando la tasa total de recuperación en más del 80%.

CAPÍTULO III

MODELO CONCEPTUAL DEL PROCESO CAPRI

En los últimos años se han descubierto yacimientos de petróleo pesado y extra pesado con gran cantidad de hidrocarburos, como es el caso de los campos del norte de Alberta en Canadá y de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela con un estimado de 180 y 200 millones de barriles de reservas probadas respectivamente, lo que podría ser desarrollado durante los próximos años gracias a la nueva tecnología conocida como THAI y CAPRI. Tecnologías desarrolladas por Petrobank Energy and Resources Limited.

Dicha herramienta busca, básicamente, generar una combustión in situ, es decir, en el yacimiento, para calentarlo y convertirlo en un crudo de mejor calidad, es decir mayor gravedad API.

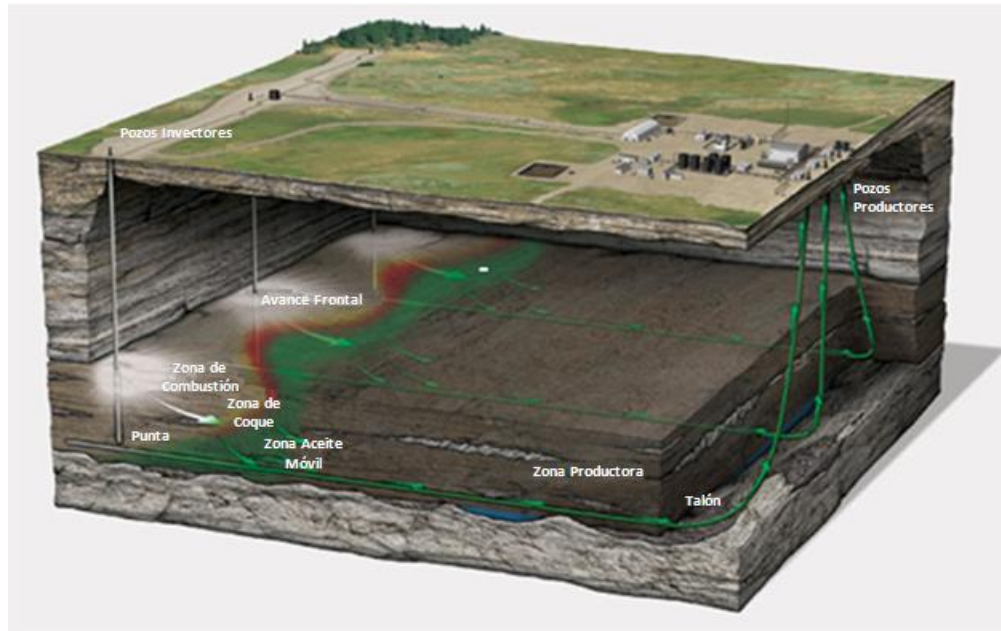


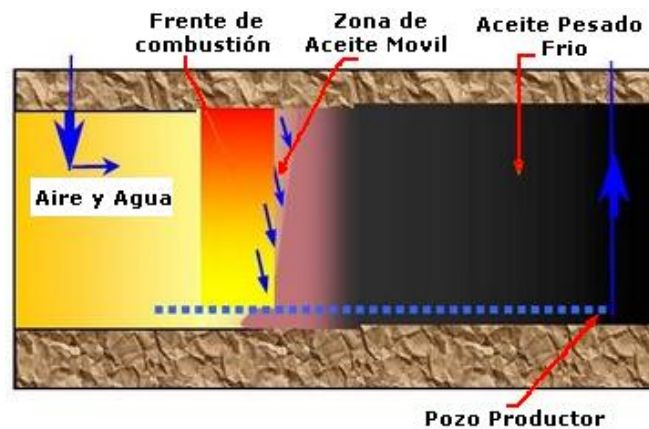
Figura 1 Esquema 3D métodos THAI y CAPRI (Petrobank Energy and Resources Ltd, 2011)

La Figura 21 muestra una sección cubica donde se aprecia el avance del frente de combustión en un proceso CAPRI a lo largo de la capa productora. Comenzando la producción cerca de los pozos inyectores (2) conforme el frente de combustión avanza, desplazándose a lo largo de las secciones horizontales de los pozos productores (3).

3.1. Definición

THAI, que por sus siglas en ingles; (**T**oe-to-**H**eel **A**ir **I**njection), genera calor in situ en vez de inyectarlo desde superficie y dicho a grosso modo, THAI adopta una configuración especial de pozo vertical y horizontal con combustión en sitio. Por otra parte CAPRI es THAI más un catalizador que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción; en otras palabras CAPRI hace el trabajo de una refinería pero en el subsuelo. Ahora bien, combinando ambos sistemas lo que se quiere es iniciar fuego subterráneo y hacer fluir el petróleo pesado, a la vez que se mejora la condición del crudo, en términos de densidad, antes de llegar a superficie.

En la figura 22 (siguiente imagen) se puede observar el proceso THAI:



Y en esta se observa el proceso que representa el proceso CAPRI:

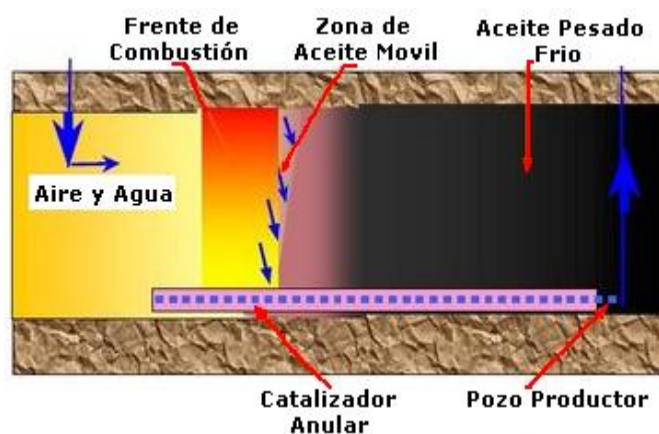


Figura 2 Esquema: proceso THAI Y CAPRI, (Xia, T.X., Greaves, M., Werfill, W.S., Rathbone, R.R. 2002)

3.2. Proceso

3.2.1. Introducción

A diferencia de la combustión in situ tradicional (cuyos resultados son cuando mucho de un 30% de recuperación) además de aplicarse sólo en pozos verticales y de presentar otra serie de problemas, con el proceso CAPRI se puede controlar el movimiento de la cámara de combustión, porque con las herramientas convencionales después de generar el fuego en el yacimiento, éste se propagaba en cualquier dirección dependiendo de la estructura geológica del yacimiento. Para esto se utiliza un pozo vertical y un pozo horizontal de producción.

3.2.2. Funcionamiento del proceso

El desempeño del mejoramiento de aceite pesado in situ puede mejorarse aún más por la colocación de una capa anular de catalizador, externamente a lo largo del pozo horizontal productor perforado Este el llamado proceso CAPRI En efecto, se trata de un reactor catalítico de fondo o mejorador in-situ.

La reacción de craqueo térmico de THAI, que toma lugar en el coque y en la zona de aceite móvil, crea el precursor, en la fase de reacción de CAPRI. En la zona de aceite móvil, los reactivos comprenden agua (vapor), petróleo y gases de combustión. También hay algo de monóxido de carbono y una pequeña cantidad de oxígeno no consumido. Todos estos reactivos, a alta temperatura, se extienden hacia abajo a través de la zona de aceite móvil para ponerse en contacto con el catalizador alrededor del pozo productor horizontal.¹⁸

Las temperaturas generadas por el frente de combustión son alrededor de 500 °C a 600 °C, o superiores, y la presión es igual a la presión del yacimiento (30 a 50 bares). Este es el reactor del yacimiento, el mejoramiento del aceite se produce por:

1. Las reacciones de rechazo de carbono (craqueo térmico) y
 2. Adición de hidrógeno cuando los ya más ligeros componentes entran en contacto con un catalizador de hidroconversión o hidrotratamiento en la capa anular alrededor del pozo productor horizontal. La fuente de hidrógeno
-

in situ se cree que es a través de la gasificación y / o las reacciones de cambio de agua gas

Por lo tanto, THAI-CAPRI crea las condiciones ideales para el mejoramiento catalítico in situ y el reactor-mejorador es prácticamente una característica extra, en virtud de las condiciones del yacimiento. Por otro lado, un mejorador de superficie, podría costar millones para alcanzar una conversión similar

El proceso consiste en:

- Se inicia el fuego que se alimenta por la inyección de aire comprimido, se bombea hacia el fondo del pozo vertical de inyección en cuyo extremo se encuentra el dedo (toe) o punta del pozo horizontal de alrededor de 1000 metros.
- La cámara de combustión se expande a medida que se bombea aire, y esto provoca muchísimo calor dentro del yacimiento.
- El crudo, inicialmente frío, es calentado debido al calor generado por la cámara de combustión. Esto provoca la disminución de la viscosidad del crudo, haciendo más fácil el flujo de fluidos hacia el pozo horizontal de producción.
- En vez de propagarse en cualquier dirección, el frente de combustión se mueve hacia el inicio o talón (heel) del pozo horizontal, hacia sitios de menor presión.

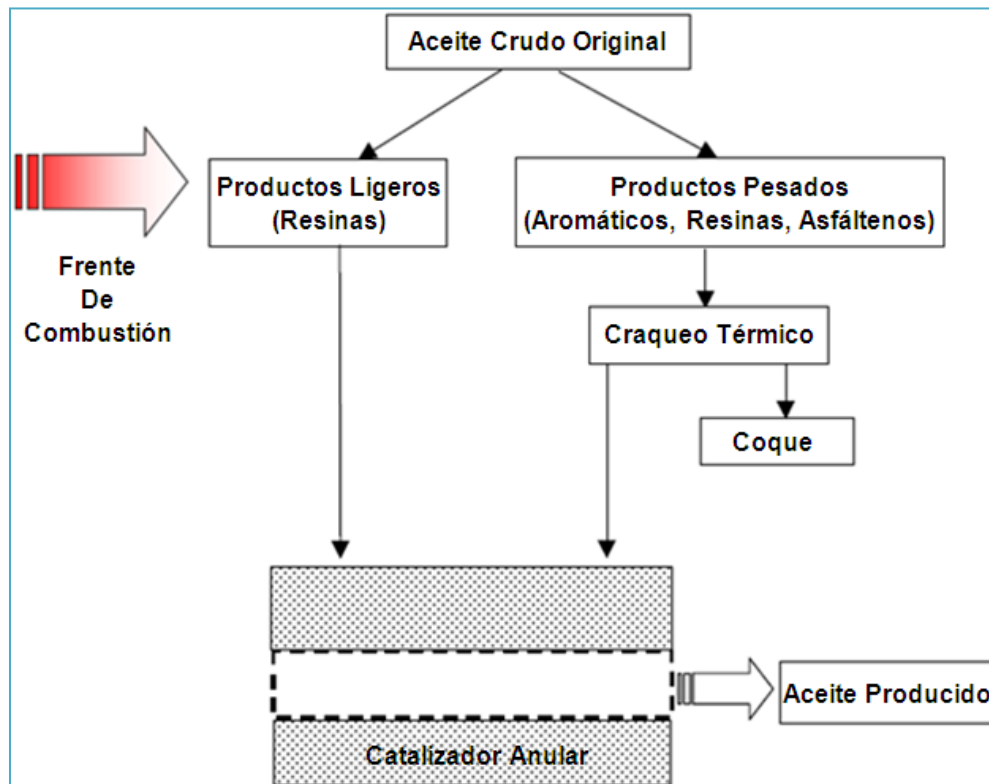


Figura 3 Diagrama del mejoramiento de aceite pesado en el fondo del pozo usando el proceso CAPRI, (Xia, T.X., Greaves, M. 2000)

Ventajas:

- Se estima una recuperación de hasta el 80% según cálculos.
- Se disminuye la viscosidad del crudo que se encuentra en el yacimiento.
- Se puede mejorar la gravedad API de 11° hasta 26°.
- No deteriora el medio ambiente.
- En comparación con la inyección tradicional de vapor, se requiere menos energía para generar vapor.
- Mayor aumento de la gravedad API del crudo y Petrobank estima una reducción del 22% de emisión de dióxido de carbono porque no se quema

gas natural en superficie para generar vapor al compararse con el Drenaje por Gravedad asistida con Vapor.

- Cuando se lleva a cabo la combustión, se generan productos beneficiosos como gases, calor y agua. Gases como el nitrógeno, que llegan a superficie junto con el petróleo, que se pueden comercializar. Se genera calor que aporta energía al yacimiento para su producción y el agua producida se destila con calidad industrial.
- La disposición de THAI/CAPRI evita los principales problemas asociados con la inyección de aire de larga distancia de desplazamiento.

THAI y CAPRI fue desarrollada por Malcolm Greaves, ingeniero químico de la Universidad de Bath en Inglaterra, a principios de los 90 seguido del posterior desarrollo de dicha tecnología hasta la actualidad. Fue patentada por Canadá, Estados Unidos, Inglaterra y Venezuela. Hoy día Petrobank posee la propiedad intelectual y continua realizando investigaciones con el creador para hacer esta herramienta cada vez mejor.

3.3. Procesos involucrados en el funcionamiento de THAI y CAPRI

El desarrollo de la tecnología que ahora se conoce como CAPRI, es el resultado de mejoras en el proceso de combustión in situ y posteriormente de THAI, estas mejoras han sido implementadas en función de los problemas y requerimientos que se han presentado, se han tomado características favorables de otros métodos de recuperación mejorada como el SAGD donde la corta distancia de desplazamiento ha sido la mejora mas relevante. Dicha mejora ha sido implementada en los procesos THAI y CAPRI .Esta característica brinda a estos procesos numerosas ventajas respecto a la combustión in situ tradicional y muchos otros métodos de recuperación mejorada térmicos y no térmicos

El proceso CAPRI es una versión mejorada, al incluir también, (atendiendo a la necesidad de incrementar la calidad del aceite desde su origen y reducir los costos de refinación en superficie) un catalizador de fondo

3.3.1. Desplazamiento de corta distancia

El desplazamiento de corta distancia es un concepto que fue hecho posible gracias al desarrollo de la tecnología de pozos horizontales. SAGD (drenaje gravitacional asistido por vapor) es el método térmico mas conocido en esta categoría. THAI al igual que CAPRI son procesos térmicos de pozos horizontales integrados, además adecuado en la categoría de desplazamiento de corta distancia pero con características únicas. No hay necesidad de comunicación dentro o desplazamiento a través de la capa productora del frente de combustión. Más bien esto es excluido del THAI y CAPRI desde que la región de aceite pesado frío del frente de combustión provee una barrera en virtud de su alta viscosidad así como provee un sello alrededor del pozo productor horizontal. En el efecto de ventana móvil simplemente todos los fluidos movilizados por las altas temperaturas generadas en el proceso, fluyen dentro de la parte expuesta del pozo productor horizontal inmediatamente adelante del frente de combustión.

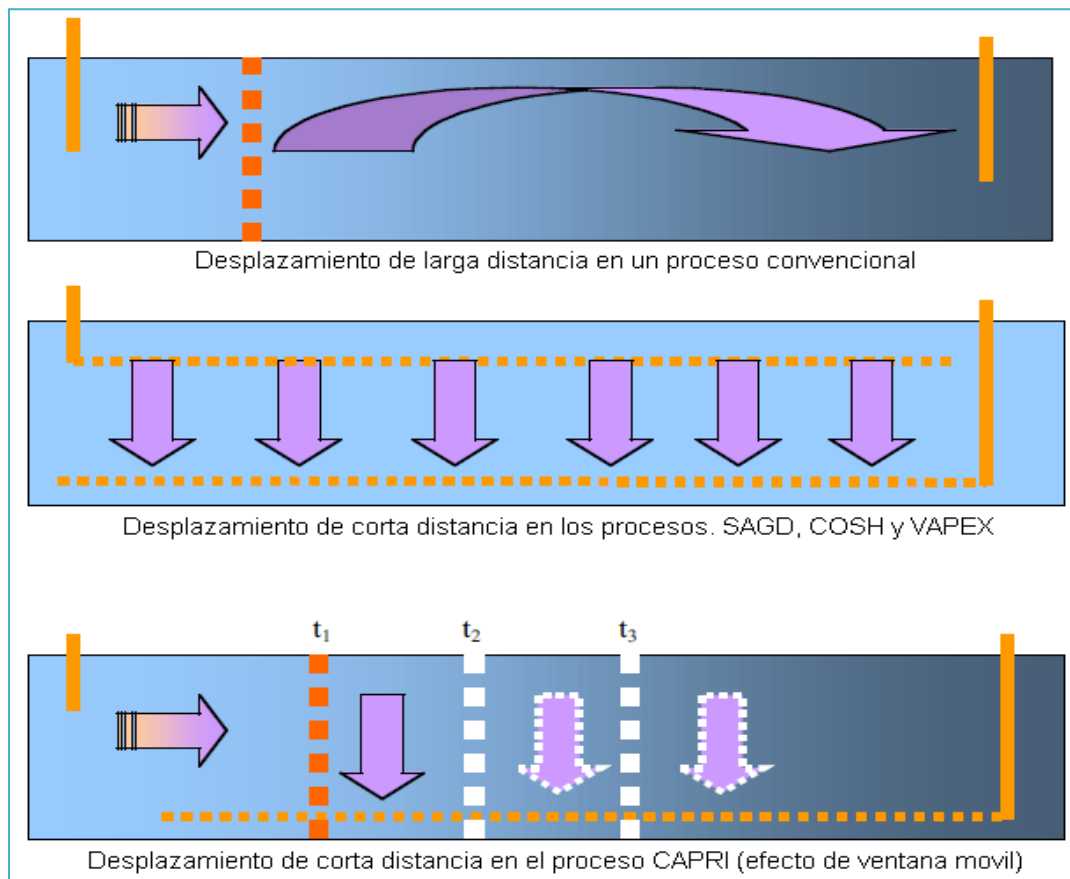


Figura 4 Desplazamientos de corta y larga distancia, (Greaves, M., Xia, T.X. 2001)

La figura 24 (pagina anterior) muestra la evolución que se ha presentado en cuanto a la configuración de los pozos para permitir al aceite desplazarse una menor distancia; desde el desplazamiento de larga distancia (poco eficaz para aceite pesado), utilizado en la combustión in situ convencional. Hasta el uso de configuraciones de pozos donde el aceite puede fluir a través de una menor distancia, dicha característica es aplicada en THAI y CAPRI donde como se muestra en la figura, se presenta el efecto de ventana móvil donde el aceite se va produciendo progresivamente por secciones a lo largo del pozo horizontal conforme el frente de combustión avanza.

Con el desarrollo de la tecnología de los pozos horizontales, un nuevo enfoque para la recuperación mejorada de petróleo pesado se ha estado haciendo popular, de un movimiento o mecanismo de barrido de aceite movilizado a larga distancia (del orden de cientos de metros) a un desplazamiento de aceite de corta distancia (normalmente de unos pocos metros o decenas de metros). En muchas situaciones, debido a la alta viscosidad del aceite, su desplazamiento a los productores ubicados a gran distancia de un inyector no es práctico ni rentable. En estos casos, si el yacimiento se compone de una sección productora delgada y relativamente homogénea, y si no desarrolla una canalización la presión de inyección requerida puede ser muy alta (debido a los altos gradientes de presión).

Por lo tanto, este proceso no puede sostener gastos de inyección razonables. Sin embargo, en la mayoría de los casos, una intensa canalización podría conducir a una muy baja eficiencia de barrido volumétrica, gastos de producción pobremente sostenidos, baja recuperación y marginal o economía pobre. De cualquier manera, en la mayoría de las situaciones de recuperación de aceite pesado, los procesos de desplazamiento de aceite de larga distancia no funcionan.¹⁶

Las principales características de los procesos de desplazamiento de larga distancia (LDOD, por sus siglas en ingles; **L**ong **D**istance **O**il **D**isplacement) son los siguientes:

- Las partículas de aceite tienen que recorrer una larga distancia (a partir de su posición original hasta el pozo de producción) antes de ser producidas y.

-
- En un sistema heterogéneo (sistema de capas múltiples de diferentes permeabilidades), la tendencia de avance preferencial de la parte frontal de desplazamiento es una función de la resistencia al flujo total (integrado) en todas las capas, desde el pozo inyector hasta el pozo productor, la relación de movilidad es fundamental en la intensificación o la reducción de esta tendencia (inestabilidad frontal), iniciado por distintas permeabilidades.

Por lo tanto, en los procesos de desplazamiento de aceite de larga distancia, el rendimiento depende de la distribución de las propiedades (principalmente la permeabilidad, la viscosidad y la densidad del inyectante y el aceite) a lo largo de la trayectoria del flujo, entre los pozos de inyección y producción

El deterioro del rendimiento de cualquier proceso de LDOD puede ocurrir debido a:

1. Segregación gravitacional
2. Heterogeneidad de la roca, lo que lleva a la canalización del inyectante; y
3. Relación de movilidad desfavorable (M_r) entre los fluidos desplazante /desplazado. $M_r = (K_r / \mu) / d (K_r / \mu)$ de petróleo.

Mientras que la segregación gravitacional y la heterogeneidad pueden tener un efecto positivo o negativo combinado, la relación de movilidad desfavorable siempre tiene un efecto adverso, y aumenta de manera desproporcionada los efectos negativos de los otros dos parámetros. Por lo tanto, los efectos negativos de la heterogeneidad de la roca y la segregación gravitacional se agravan cuando la viscosidad del petróleo aumenta, así como la relación de movilidad llega a ser más desfavorable. Por lo tanto, los métodos de explotación que mitiguen estos factores negativos, deben ser desarrollados. Este aspecto puede no ser muy importante para los yacimientos de petróleo ligero, pero es fundamental para los yacimientos de crudo pesado.

Casi todas las inyecciones de sustancias al yacimiento son procesos convencionales de desplazamiento de aceite de larga distancia. A pesar de ser relativamente ineficientes, estos siguen siendo económicamente aceptables cuando la viscosidad del aceite es baja ($<10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$), pero la necesidad de cambiar a desplazamientos de aceite de corta distancia se agudiza en situaciones

de petróleo pesado, especialmente en vista de la creciente popularidad de los pozos horizontales.

En rigor, para los aceites de viscosidad intermedia (100 a 3000 mPa • s), el desplazamiento por gas o agua es un proceso inestable, debido a que la relación de movilidad entre el inyectante y el aceite es muy alto. Esto significa que con el tiempo, la distancia entre los dos frentes de desplazamiento en las capas 1 y 2 (con contraste de permeabilidad significativa) se hace cada vez más grande. Esto puede ser visto fácilmente de las ecuaciones clásicas de la velocidad del frente de desplazamiento de las dos capas, $V_1 / \phi * \Delta S_w$ y $V_2 / \phi * \Delta S_w$, por la misma caída de presión entre los pozos de inyección y los pozos de producción. Para el caso simplificado de tipo pistón de desplazamiento, estas expresiones son:

$$\frac{V_1}{\phi * \Delta S_w} = \frac{V_2}{\phi * \Delta S_w}$$

Con el tiempo, tanto V_1 y V_2 incrementan debido a una disminución significativa del denominador que contiene la viscosidad del aceite y la distancia, (frente de larga distancia). Para cada capa, la permeabilidad absoluta promedio se utiliza en estas ecuaciones, es decir, que la permeabilidad tiene una contribución a la velocidad del frente, con independencia de la parte del medio poroso, donde el frente se encuentra. En otras palabras, estas dos velocidades del frente dependen de la distribución de la permeabilidad (heterogeneidad) de la roca, y la distribución de la viscosidad del aceite a lo largo de la trayectoria del flujo total entre el inyector vertical y el productor vertical. Esto es una desventaja muy importante y podría ser parcialmente superada cuando los pozos horizontales se usan en un modo de desplazamiento de aceite de corta distancia

Procesos de desplazamiento de aceite de corta distancia

Históricamente, los procesos de recuperación mejorada de petróleo IOR (Improved Oil Recovery) aplicados en el modo de desplazamiento de larga distancia, fueron basados, tanto en su capacidad de aumentar la eficiencia de desplazamiento microscópica (métodos miscibles e inmiscibles) en la zona invadida, o su capacidad para aumentar la eficiencia de barrido por la modificación adecuada de la relación de movilidad. Durante las inyecciones de polímero, un aumento en la viscosidad del agua inyectada se produce en la zona invadida. Sin embargo, para métodos térmicos, una disminución de la viscosidad se produce justo antes del frente de desplazamiento. Para los métodos térmicos, la viscosidad del aceite promedio es un promedio ponderado del aceite no afectado (aceite caliente) y movilizado (calentado) la viscosidad del aceite. Esta es la viscosidad promedio que influye fuertemente en la propagación del frente de desplazamiento en las capas con permeabilidades diferentes. Por desgracia, este promedio está más cerca de la viscosidad del aceite no afectado, en lugar de la viscosidad del aceite calentado, en la mayor parte de la vida de estos proyectos. En consecuencia, debido a que el aceite caliente es forzado a fluir a través de la región fría, la relación de movilidad entre el inyectante y el aceite sigue siendo muy alta.

En los procesos de desplazamiento de corta distancia, la movilidad (viscosidad) del inyectante sigue siendo importante pero no domina el proceso. Una de las características más importantes es la corta distancia que una partícula de aceite viaja antes de que se produzca. Es preciso señalar que los procesos de desplazamiento de aceite de corta distancia están diseñados específicamente para la alta movilidad de los fluidos de inyección, por lo general con relaciones de movilidad desfavorables entre el inyectante y el petróleo. En lugar de buscar soluciones para que la relación de movilidad sea más favorable, el proceso de desplazamiento de aceite de corta distancia reduce su importancia. Este enfoque es mucho más práctico. Para la mayoría de los yacimientos de crudo pesado, aunque la relación de movilidad de uno sea alcanzada, las presiones de inyección necesarias para mantener una tasa de producción de petróleo económicamente aceptable pueden ser poco prácticas o conducir a la fractura (que siempre es indeseable en los procesos de desplazamiento).

Una característica importante de los procesos de SDOD es la mitigación del efecto de la heterogeneidad. Los efectos negativos de la heterogeneidad son abatidos, debido principalmente a la utilización de los pozos horizontales como sumidero

lineal. Cualquier dedo formado no se le permitirá llegar a ser muy grande, además, estos procesos utilizan la segregación gravitacional a nuestro favor. En general, los procesos SDOD usan productores e inyectores horizontales, o combinaciones de productores horizontales e inyectores verticales. Hay dos tipos de procesos de SDOD:

- Con la zona de barrido alrededor del pozo productor horizontal, y formando una cámara en constante expansión, el frente de desplazamiento es casi paralelo al productor horizontal y.
- Con el frente de desplazamiento casi perpendicular al productor horizontal; la zona de barrido se inicia desde el dedo o punta del pozo y se mueve progresivamente hacia el talón o final de la parte horizontal del pozo.

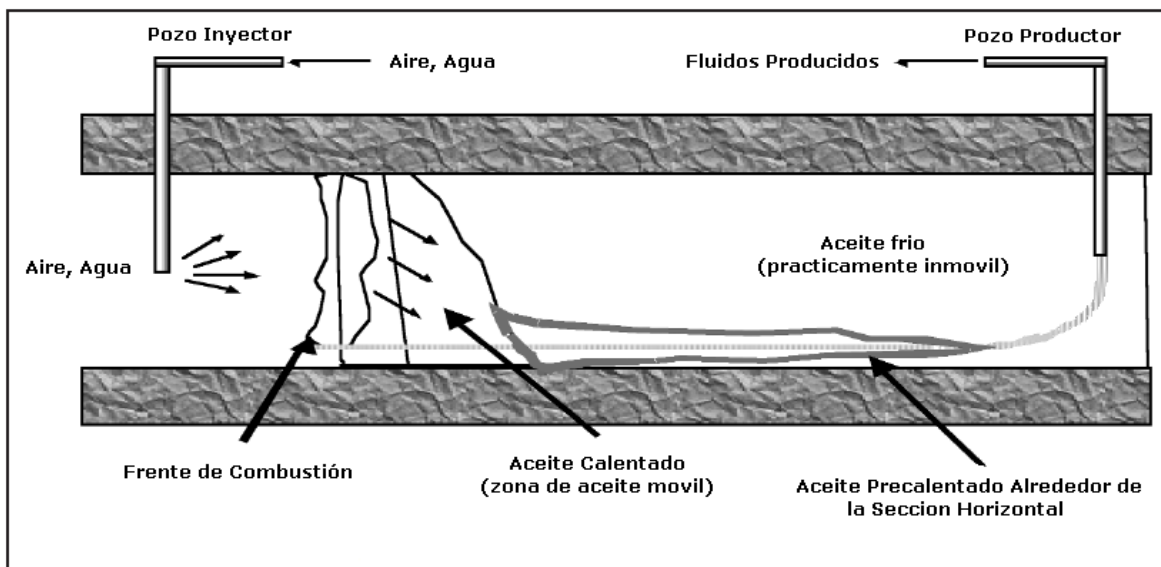


Figura 5 Desplazamiento de aceite de corta distancia (Turta, A.T., Sinhal, A.K. 2004)

Mientras que el primer tipo usa dos pozos horizontales paralelos (uno para la inyección y el otro para la producción), el segundo tipo utiliza un inyector vertical y un productor horizontal con la punta del productor localizada en la proximidad de la zapata del inyector. En el primer tipo, líneas de corriente son perpendiculares a

la sección horizontal de los productores, y el pozo produce a través de toda la sección horizontal durante la vida productiva. En el segundo tipo, las líneas de corriente curvan hacia el productor, que caracterizan a una distribución del flujo, que resulta de un efecto combinado de un empuje paralelo al pozo horizontal y la segregación gravitacional del inyectante / aceite.

Secciones sucesivamente más pequeñas del pozo horizontal son por lo tanto utilizadas para la producción. Sólo una parte de la sección horizontal cerca del talón se utiliza para la producción durante toda la vida del pozo. Una zona de petróleo móvil (**Movil Oil Zone**) se forma justo por delante del frente de desplazamiento, de hecho, este es un "MOZ doble" como el aceite se mueve y fluye dentro de esta zona en el pozo horizontal, y la zona en sí misma se mueve de punta a talón. En principio, para los aceites muy viscosos, hay prácticamente muy poco flujo por delante de MOZ. El comportamiento del desplazamiento no se ve afectada por esta región, por delante de MOZ.

El drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) (por sus siglas en ingles) y el proceso de extracción de vapor (VAPEX) pertenecen al primer tipo, mientras que el proceso de desplazamiento "del dedo al talón" (Toe-To-Heel), al segundo tipo. Los procesos de desplazamiento (Toe-To-Heel) se pueden aplicar en un modo de recuperación no térmicos, como la inyección de agua del dedo al talón (TTHW), o en un modo térmico como el THAI (Toe-To-Heel con inyección de aire), con su variante catalítica CAPRI.

En el proceso CAPRI, el mejoramiento in situ del petróleo producido se logra mediante el uso de la parte horizontal del pozo productor, no sólo como productor de petróleo, sino también como un reactor catalítico.

El dedo o punta del pozo horizontal se localiza cerca de la zapata o punta del pozo vertical, a pocos metros, y esta es una característica fundamental de un proceso TTH. La gravedad contribuye tanto a la estabilización del frente de desplazamiento, y una reducción de la presión de inyección, proporcionando parte de la carga hidráulica necesaria para el flujo de líquidos. Los líquidos calientes fluyen hacia abajo hacia la parte horizontal del pozo productor, en su mayoría dentro de la zona de aceite móvil.¹⁶

3.4. Características y problemas comunes de los procesos de SDOD

En los procesos de aplicación de SDOD para recuperación de aceite pesado y bitumen, el aspecto más importante es la creación de una primera comunicación (enlace) entre los inyectores y los productores. Esto es conocido como un paso importante para SAGD y VAPEX. Sin embargo, esto es aún más importante para los procesos de desplazamiento de TTH, donde se pretende crear no sólo la comunicación, sino también un frente de desplazamiento casi vertical inicial y posteriormente, conectar a la punta del pozo horizontal. Debido a que la distancia a la que es necesaria la comunicación puede ser mayor que en SAGD / VAPEX, esto será un desafío mayor. Este paso es muy importante para la aplicación exitosa de todos los procesos térmicos SDOD. El paso de la comunicación es muy importante para los procesos de desplazamiento térmicos como el TTH ya que el desarrollo posterior de los procesos dependerá en gran medida de la calidad de este frente inicial.

De las arenas petrolíferas, con el fin de crear la comunicación inicial, solo hay dos opciones: o bien calentar la región entre pozo productor e inyector hasta que el aceite contenido en dicha región alcance cierta movilidad o el desarrollo de algunas rutas artificiales (fracturas). En este último caso, esto puede perjudicar el comportamiento debido a la falta de control por la creación de una heterogeneidad intensa. El primer enfoque parece preferible, y procedimientos diferentes (tales como la circulación de vapor, tanto en el inyector y el productor) se puede utilizar. Otros medios de calefacción en un espacio limitado (como la calefacción eléctrica) también podrían ser investigados. Cierta movilidad mínima del aceite y un poco de energía inicial (la presión del yacimiento) sería de gran ayuda en la creación de la comunicación cuando se utilice una estimulación inicial cíclica de vapor en los pozos de producción e inyección.

3.4.1. Estabilidad de los procesos de desplazamiento TTH

La heterogeneidad hará que algunas inestabilidades del frente (dedos) se formen con una tendencia a distorsionar el frente de desplazamiento. Debido a la naturaleza del desplazamiento de corta distancia, cualquier dedo desarrollado no tendrá un crecimiento significativo. El objetivo principal de diseño en la terminación del tramo horizontal será la de proporcionar la capacidad de drenaje eficaz del aceite, mediante el logro de la distribución de presión más favorable a lo largo de la sección horizontal.¹⁶

3.5. Reacciones químicas involucradas en el proceso

Las reacciones químicas asociadas con el proceso de combustión in-situ son numerosas y se producen en diferentes rangos de temperatura. Por lo general, con el fin de simplificar el estudio, los investigadores agruparon estas reacciones en tres clases:

1. oxidación a baja temperatura (LTO)
 2. temperatura intermedia, las reacciones de formación de combustible y
 3. oxidación a alta temperatura (HTO) o de combustión de los residuos de hidrocarburo sólido (coque).
- Las reacciones LTO son heterogéneas (gas / líquido) y generalmente resulta en la producción de compuestos parcialmente oxigenados y poco o nada de óxidos de carbono

 - Temperatura media, las reacciones de formación de combustible involucran craqueo / pirólisis de hidrocarburos las cuales conducen a la formación de coque (la fracción de hidrocarburos pesados ricos en carbonos de baja volatilidad).

 - Las reacciones de combustión de alta temperatura HTO son heterogéneas en las cuales el oxígeno reacciona con el aceite aun no oxidado, el combustible y los compuestos oxigenados para dar origen a óxidos de carbono y agua.
-

3.5.1. Oxidación a baja temperatura (LTO)

Durante la combustión in-situ los hidrocarburos inicialmente presentes en el aceite, se someten a dos tipos de reacción con el oxígeno (aire inyectado) dependiendo de la temperatura imperante. Esas reacciones que se producen a temperaturas por debajo de 400 °F se definen como la oxidación a baja temperatura (LTO) y la otra es la oxidación a alta temperatura (HTO). A diferencia de la HTO, que produce CO₂, CO, y agua (H₂O) como productos de la reacción primaria, la LTO produce agua e hidrocarburos parcialmente oxigenados tales como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes, e hidroperóxidos. Así, la LTO puede ser considerada como una reacción de adición de oxígeno. LTO se produce incluso a temperaturas de yacimiento bajas y es causada por la disolución del oxígeno en el petróleo crudo. El grado de disolución depende de la velocidad de difusión de moléculas de oxígeno en el crudo a la temperatura del yacimiento. Los aceites ligeros son más susceptibles a las reacciones de LTO que los crudos pesados. (Burger et al., 1972)

Las reacciones LTO son muy complejas y no son muy bien comprendidas. Sin embargo, se cree que las reacciones de LTO consisten en la condensación de los componentes de bajo peso molecular a productos de mayor peso molecular. Composicionalmente LTO se ha encontrado que aumenta el contenido de asfáltenos del petróleo y reduce su contenido de aromáticos y resinas (Moschopedis y Speight, 1975; Babu y Cormack, 1984;. Adegbesan et al, 1987).

LTO ha demostrado que aumenta la viscosidad del aceite original, el intervalo de ebullición y la densidad (Alexander et al, 1962. Bousaid y Rarney, 1968; Severin et al. Babu y Cormack, 1984). Se ha demostrado que la reacción de LTO aumenta la cantidad de combustible disponible para la combustión (Alexander et al, 1962 A1-Saadon, 1970) y provoca una disminución sustancial de petróleo recuperable de la destilación y las zonas de craqueo (Dabbous y Fulton, 1974).

El bajo flujo de aire en la zona de oxidación como resultado de las heterogeneidades y la canalización de oxígeno promueven reacciones LTO. Las características de una combustión deficiente de crudo tienden a promover la LTO debido al bajo consumo de oxígeno. En yacimientos de crudo pesado, LTO tiende a ser más pronunciada cuando el oxígeno, en lugar de aire, se inyecta en el yacimiento. Para rectificar esta situación, algunos investigadores recomiendan la adición de vapor a la corriente de gas oxidante (Scarborough y Cady, 1982). La razón detrás de esta sugerencia es que la adición de vapor a la corriente de gas

oxidante bajará la presión parcial de oxígeno en el frente de combustión y modificara la reacción cinética que genera el calor necesario para promover y mantener la combustión.

LTO generalmente se cree que se produce a temperaturas de menos de 600 ° F, pero este rango de temperatura es muy dependiente del petróleo. Es muy difícil asignar un rango de temperatura a la región LTO porque las reacciones de óxido de carbono comienzan a ocurrir a temperaturas entre 270 "F y 320" F. las reacciones LTO se manifiestan por un rápido incremento en la tasa de consumo de oxígeno, así como la generación de óxidos de carbono, pero su característica es que hay una disminución en la velocidad de reacción del oxígeno a temperaturas en el rango de 450 a 540 "F. Esto da lugar a la región del gradiente de temperatura negativo, que es un intervalo de temperatura sobre la cual la tasa de consumo de oxígeno disminuye a medida que aumenta la temperatura.

El incumplimiento de las temperaturas de reacción de trascender la región gradiente de temperatura negativo dará lugar a una muy baja eficiencia de desplazamiento de aceite. Esto se debe a las reacciones de adición de oxígeno, debido a que el producto final de la reacción dominante LTO es el coque, la prolongación de la reacción de LTO durante un largo período puede causar que el aceite sea permanentemente atrapado en los poros.

La reacción LTO de aceites ligeros no afecta significativamente su movilidad o la recuperación. Yannimaras (1997).¹³

Sin embargo, LTO afecta dramáticamente la movilidad de los crudos más pesados (es decir, aquellos con alto contenido de asfaltenos y resinas). Para estos aceites LTO aumenta la viscosidad y la densidad que a su vez afecta su recuperación.

La pre-oxidación de los crudos pesados a temperaturas más bajas también aumenta en gran medida la disponibilidad de combustible y los consiguientes requerimientos de aire para la combustión. Así, las condiciones que promueven reacciones LTO deben ser minimizadas durante la combustión in-situ de crudos pesados.¹³

3.5.2. Pirolisis

A medida que la temperatura del yacimiento sube por efecto de la combustión, el petróleo experimenta un cambio químico llamado pirolisis. Las reacciones de

pirolisis (reacciones de oxidación de temperatura intermedia (ITO)) se refieren a menudo como las reacciones de depositación de combustible en la literatura del ISC, ya que estas reacciones son responsables de la deposición de "coque" (fracción pesada de los hidrocarburos ricos en carbono de baja volatilidad) para la combustión posterior. Las reacciones de pirolisis de aceite son principalmente homogéneas (Gas/Gas) y endotérmicas (que absorbe el calor) y comprenden tres tipos de reacciones: deshidrogenación, craqueo y condensación. En la reacción de deshidrogenación los átomos de hidrógeno se separan de las moléculas de hidrocarburos, dejando sin tocar los átomos de carbono. En las reacciones de craqueo, el enlace carbono - carbono de las moléculas de hidrocarburos más pesados se descomponen, lo que resulta en la formación de moléculas de hidrocarburos con menor número de carbonos (más pequeñas). En el caso de las reacciones de condensación, el número de átomos de carbono en las moléculas aumenta conduciendo a la formación de hidrocarburos más pesados ricos en carbono. El tipo de aceite y la estructura química de sus hidrocarburos constituyentes determinan la velocidad y la magnitud de las diferentes reacciones de pirolisis.

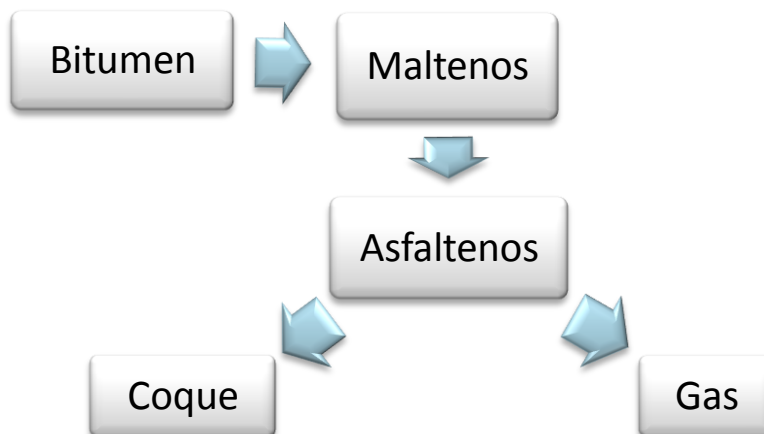
Las parafinas (hidrocarburos de cadena lineal) no sufren reacciones de condensación. A 700-1250 ° F se someten a la deshidrogenación y/o reacciones de craqueo térmico en función de la longitud de la cadena de hidrocarburos. En general, los hidrocarburos de cadena corta (del metano al butano) sufren deshidrogenación y las moléculas más grandes sufren craqueo. Las reacciones de craqueo son generalmente iniciadas por la escisión del enlace carbono-carbono, seguido por la reacción de extracción de hidrógeno (deshidrogenación). Las moléculas de la deshidrogenación posteriormente se recombinan para formar moléculas más pesadas, que finalmente llevan a la formación de "coque". Así, las moléculas más grandes de cadena lineal después de un calentamiento prolongado o cuando se someten a una temperatura suficientemente alta producen "coque" y una cantidad considerable de fracciones de hidrocarburos volátiles.

Los compuestos aromáticos (compuestos de anillo de benceno y otros) sufren una reacción de condensación en lugar de las reacciones de degradación (craqueo) entre 1200-3000 ° F. En la reacción de condensación los débiles enlaces C-H de las moléculas de anillos se rompen y se sustituye por un enlace C-C más estable y lleva a la formación de una molécula menos poliaromática hidrogenada. Al ser sometido a más calor estos productos de condensación pierden muchos de sus

hidrógenos y recombinan para formar polimoléculas mas pesadas ricas en carbono.

Los estudios de laboratorio sobre la pirolisis en crudos pesados de california (14-16 ° API) (Abu-Khamsin et al, 1988.) Indican que la pirolisis de petróleo crudo en medios porosos pasa por tres etapas de superposición: la destilación, reducción de viscosidad, y la formación de coque. Durante la destilación, el aceite pierde la mayor parte de sus fracciones medias y ligeras. A temperaturas más altas (400-540 ° F), un craqueo leve del aceite (reducción de viscosidad) se produce, en el cual el hidrocarburo pierde pequeños grupos secundarios y átomos de hidrógeno para formar compuestos menos ramificados, que son más estables y menos viscosos. A temperaturas aún más altas, (por encima de 550 "F) el aceite remanente en el medio poroso se convierte en una fracción volátil y no volátil de residuos ricos en carbono y pobres en hidrógeno conocido como " coque ", el coque se define como la fracción de tolueno insoluble en aceite y por lo general contiene un 80-90% de carbono y 3.9% de hidrógeno. Tanto la reducción de viscosidad y las reacciones de craqueo producen hidrógeno y otros hidrocarburos ligeros en fase gaseosa. Se observa además que la destilación de petróleo crudo a bajas temperaturas juega un papel importante en el grado de craqueo y las reacciones de formación de coque. Las altas presiones de operación en general, conducen a la formación de más combustible que es más pobre en hidrógeno.

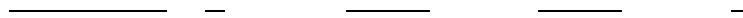
La reacción de la pirolisis del bitumen se describe como:



Los maltenos son fracciones de petróleo crudo los cuales son solubles en pentano y tolueno. Los asfáltenos son la fracción del bitumen soluble en tolueno pero insoluble en pentano. El coque se define como la fracción insoluble en tolueno. El craqueo térmico de los asfáltenos a coque, tiene un largo periodo de inducción (tiempo de inicio). Este período de inducción disminuye al aumentar la temperatura del craqueo.

3.5.3. Oxidación a alta temperatura (HTO)

La reacción entre el oxígeno en el aire inyectado y el coque a temperaturas superiores a 650 °F se refieren a menudo como la oxidación a alta temperatura (HTO) o las reacciones de combustión en la literatura del ISC. El dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO) y agua (H₂O) son los principales productos de estas reacciones. Las reacciones HTO son heterogéneas (gas-sólido y gas-liquido) y se caracterizan por el consumo de todo el oxígeno en la fase gaseosa. La estequiometría de la reacción de HTO (ecuación química) está dada por:



Donde:

n = relación atómica del hidrógeno al carbono

m = relación molar de CO₂ a CO producido

m = 0 (cero) en el caso de la combustión completa de CO₂ y H₂O

El calor generado por estas reacciones proporciona la energía térmica para sostener y propagar el frente de combustión.

Los estudios indican que aunque la HTO es principalmente una reacción de flujo heterogéneo y el proceso de combustión implica una serie de fenómenos de transporte. La combustión (oxidación) es una reacción de superficie controlada y se puede dividir en los siguientes pasos (Scarborough y Cady, 1982):

1. Difusión del oxígeno de la corriente de gas a la superficie del combustible.
2. La absorción del oxígeno en la superficie.
3. Reacción química con el combustible.
4. La reabsorción de los productos de combustión.
5. Difusión de los productos de la superficie y en la corriente de gas

Si cualquiera de estos pasos es inherentemente más lento que el resto, el proceso de combustión será controlado por ese paso.

La cuestión de si la velocidad de reacción química o la tasa de difusión de oxígeno controlan el proceso de combustión es bastante controvertida. Algunos investigadores (Dabbous et al, 1974; Lin et al, 1984) encontraron que la reacción de combustión fue controlada por la difusión, mientras que otros encontraron que el proceso fue controlado por la reacción química controlada (Hughes et al, 1987; Fassihi y Brigham, 1982; burguer 1976; Islam et al., 1989. afirman que los experimentos de laboratorio son casi siempre realizados en condiciones ideales, y los experimentos realizados en este tipo de situaciones ideales de oxígeno permiten una tasa de transferencia de masa muy alta y por lo tanto es probable que enmascaren la influencia de la difusión en las reacciones de combustión en el yacimiento.

Otros investigadores sostienen que la tasa de combustión en general depende de la concentración de oxígeno (presión parcial) en o cerca del frente de combustión. En los flujos de aire altos, la reacción es controlada por la velocidad y en los flujos de aire bajo la reacción es limitada por la difusión.¹³

3.6. Catálisis

Este proceso permite que la velocidad con la que transcurre una reacción se incremente in-situ.

La catálisis es el proceso por el cual una sustancia (*catalizador*) añadida a los reactivos es capaz de modificar la velocidad de la reacción, sin reaccionar ni con los reactivos ni con los productos

- *Catalizadores positivos*: Aquellas sustancias que aceleran la reacción.
- *Catalizadores negativos o inhibidores*: Sustancias que retardan la reacción.

Existen dos tipos de catálisis positivas:

- *Catálisis homogénea*: Aquélla en la que el catalizador se encuentra en la misma fase que los reactivos.
- *Catálisis heterogénea*: Aquélla en la que el catalizador se encuentra en una fase diferente a los reactivos.

En general, el catalizador será sólido.

3.6.1. Procesos catalíticos del petróleo

El objetivo de estos procesos es el de modificar las fracciones del petróleo para la obtención de productos en cantidad y calidad acorde con los requisitos del mercado. Se clasifican de la siguiente forma:

Desintegración: este proceso permite transformar moléculas pesadas en combustibles livianos y materias primas para la industria petroquímica. Industrialmente se conoce como proceso FCC (Fluid Catalytic Cracking). Inicialmente, los catalizadores utilizados en estos procesos eran arcillas acidificadas, pero en la actualidad han sido reemplazadas por aluminosilicatos microcristalinos sintéticos, denominados zeolitas o mallas moleculares.

Reformación de gasolinas: este proceso permite aumentar el rendimiento de gasolinas así como el número de *octano* en ellas. Los catalizadores utilizados en este proceso son a base de platino (Pt) cuya concentración es del orden de 0.3% más un segundo metal (renio, iridio, estaño) ambos soportados en una alúmina (Al₂O₃) de transición.

Hidrotratamientos: los procesos denominados de hidrotratamiento tienen como finalidad la eliminación de impurezas como azufre, nitrógeno, oxígeno, níquel o

vanadio. Los catalizadores utilizados son sulfuros de molibdeno y cobalto o níquel, requieren altas temperaturas para que el proceso se lleve a cabo.

Hidrogenación – Deshidrogenación: estos procesos se utilizan generalmente para obtener olefinas para petroquímicos o como procesos de purificación. Los catalizadores que se usan son a base de níquel, platino u óxidos de cromo y hierro.

Oxidación: mediante este proceso, las olefinas y aromáticos se transforman en aldehídos, alcoholes, cetonas, peróxidos y óxidos que tienen gran demanda en petroquímica. El producto es un hidrocarburo saturado altamente ramificado que se utiliza para incrementar el índice de octano de la gasolina. El catalizador debe ser de tipo ácido y los más utilizados son el tricloruro de aluminio con ácido clorhídrico, así como el ácido sulfúrico y el ácido fluorhídrico.

Isomerización: la fracción de 5 y 6 átomos de carbono que viene naturalmente en la gasolina, se isomeriza para dar productos de gran octanaje que después se mezclarán con gasolinas de bajo índice de octano. El catalizador utilizado hace años fue $AlCl_3$. En la actualidad, se usa platino en zeolitas.

3.6.2. Mejoramiento catalítico in situ de aceite pesado

Las principales dificultades en la recuperación, transporte y refinación de petróleo pesado pueden ser eliminados al cambiar de lugar el proceso de mejoramiento, es decir al colocarlo en el yacimiento mismo. Este proceso se denomina mejoramiento catalítico in situ. Está claro que el proceso de mejoramiento in situ tiene varias ventajas sobre las tecnologías de mejoramiento superficiales. Debido a que, no hay necesidad de un uso intensivo de capital de grandes proyectos. Más bien, al principio, el tamaño de un proyecto de mejora in situ de un campo en particular se puede adaptar a las tasas de producción disponibles. Por lo tanto, el mejoramiento de fondo es práctico, incluso para aquellos campos considerados demasiado pequeños como para abastecer la producción suficiente para el procesamiento superficial convencional.

El mejoramiento de fondo puede producir un producto más deseable y valioso, fácilmente transportado y requiere un menor procesamiento (con lo que puede ser procesable directamente en una refinería convencional). Todo esto agrega valor al yacimiento de petróleo.

Los requisitos para el mejoramiento in situ incluyen:

1. La existencia de una cama de fondo de catalizador en el yacimiento.
2. El logro de condiciones adecuadas de reacción en el yacimiento (temperatura y presión) para realizar un grado razonable de mejoramiento catalítico.
3. La movilización de los reactivos, principalmente el petróleo y el hidrógeno sobre el catalizador
4. La producción de crudo mejorado.



Figura 6 Sección transversal de tubería con empacamiento de catalizador (Cao, E., Greaves, M., Rigby, S.P. 2009)

La figura 26 muestra una sección abierta de la parte horizontal del pozo donde se aprecia el catalizador (sólido) que es el encargado de entre otras cosas de incrementar la calidad del crudo como anteriormente se ha mencionado.

3.6.3. Mejoras in situ con CAPRI

Se ha mencionado que CAPRI comprende la adición de catalizador envuelto en grava, como se usa en una refinería convencional, entre la tubería y el orificio horizontal. Los resultados de los ensayos de laboratorio han demostrado que la técnica incrementa entre 6 y 8 puntos API por encima de las mejoras THAI in situ. Basada en estos experimentos, la combinación podría conseguir mejoras in situ por encima de los requisitos de 22 puntos API para los fluidos producidos capaces de ser transportados por oleoducto sin diluyente, un gran ahorro de las economías de costos. Las mejoras in situ también permitirán economías considerables por las mejoras en la superficie y en los costos de refinación.

La tecnología CAPRI será también puesta en prueba en la segunda fase de los proyectos prácticos experimentales de Petrobank. El crudo que se mueve a través del catalizador en CAPRI ya está parcialmente mejorado por el proceso THAI, por tanto no se espera que las suciedades y contaminaciones sean un problema grave. Además, así como el frente de combustión se mueve hacia adelante, se dispone de nuevo y fresco catalizador. El catalizador estándar usado en refinerías es relativamente económico; pero el factor limitante es el volumen de catalizador que puede ser introducido en el pozo.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ADIMENSIONAL DEL PROCESO CAPRI

4.1. Escalamiento

El escalamiento es un procedimiento de extrapolación de los resultados obtenidos de una escala a otra, usualmente de una pequeña escala (observaciones de laboratorio) a un proceso de escala mayor.

Los modelos físicos (en yacimientos) son utilizados para interpretar el fenómeno de flujo en el medio poroso.

Los modelos son usados cuando se presentan situaciones en las cuales no es posible simularlas matemática o numéricamente, cuando se necesita una cierta cantidad de información del medio poroso para poder modelarlo, o cuando no es posible realizar los ensayos con el propio prototipo, por su tamaño o por la dificultad de reproducir las condiciones reales de flujo.

Con un yacimiento como prototipo los modelos deben ser en escala reducida para localizar las variables significativas y comparar los efectos entre ellas en un menor tiempo que el que sería posible a tamaño real (o prototipo).

4.1.1. Semejanza

Prototipo, modelo y sus respectivos flujos considerados, están relacionados entre sí por tres tipos de semejanza: geométrica, cinemática y dinámica.

4.1.1.1. Semejanza geométrica

Con un factor de escala de longitudes constante entre modelo y prototipo (NL):



4.1.1.2. Semejanza cinemática

Del campo de velocidades, con un factor de escala de velocidades entre modelo y prototipo:

La relación entre los dos factores de escala: de longitudes y de velocidades, viene determinada por el factor de escala de tiempos:

4.1.1.3. Semejanza dinámica

De los campos de las distintas fuerzas que puedan intervenir en el flujo, con un factor de escala de fuerzas, que debe ser constante, entre modelo y prototipo:

El factor de escala de fuerzas, es el que va a permitir establecer las condiciones del flujo en el ensayo del modelo a partir de las condiciones del flujo en el prototipo, y obtener “fuerzas, potencias y rendimientos” del prototipo a partir de sus correspondientes valores experimentales en el modelo. ¹²

Dos diferentes métodos para la obtención de números adimensionales pueden ser encontrados en la literatura, el análisis dimensional y el análisis inspeccional.

A continuación se describe el análisis dimensional utilizado para obtener los grupos adimensionales aplicados al proceso CAPRI.

4.2. Análisis dimensional (metodología utilizada)

Mediante el análisis dimensional, el problema o fenómeno físico, se representa por una función de los denominados “*grupos adimensionales*”, en vez de por las variables que intervienen. Con este procedimiento, se reduce el número de variables, con lo que el costo de la experimentación disminuye.²

Por ejemplo:

Pensemos que quiere determinar la fuerza de arrastre de una pelota lisa de diámetro D , que se mueve a una cierta velocidad v en un fluido viscoso. Otras variables involucradas son las que nos definen el fluido, es decir, la densidad y la viscosidad absoluta (ρ , μ), por lo que podemos establecer que la fuerza de arrastre F , es una función desconocida de estas variables:

Para determinar experimentalmente la relación se requeriría un trabajo considerable, ya que sólo una de las variables entre paréntesis debe modificarse cada vez, lo que resulta la acumulación de muchas gráficas, el uso de diferentes pelotas con diferentes diámetros, y la utilización de muchos fluidos con diferentes densidades y viscosidades. Para evitar esta tediosa tarea, se utiliza el procedimiento de análisis dimensional.

Nosotros podemos expresar una dimensión dependiente en función de un conjunto seleccionado de dimensiones básicas independientes, en nuestro caso como utilizamos el Sistema Internacional de unidades, estas dimensiones básicas son:

- L, longitud.
 - M, masa.
 - T, tiempo.
 - θ , temperatura.
-

Así podemos expresar, por ejemplo, la velocidad dimensionalmente como:

$$v \equiv \frac{L}{T}$$

Como una longitud entre un tiempo.

Se denomina grupo adimensional, aquel cuya dimensión es 1; es decir, cuando el producto de un grupo de cantidades expresadas dimensionalmente es igual a 1.

Por ejemplo:

$$\frac{\rho * v * D}{\mu} \equiv \frac{\frac{M}{L^3} * \frac{L}{T} * L}{\frac{M}{L * T}} = 1$$

Este grupo adimensional recibe un nombre particular, el número de Reynolds.

La manera de relacionar estos grupos adimensionales y las variables que afectan a un fenómeno físico en cuestión, nos viene relacionado por el teorema de Buckingham o teorema de π .

4.2.1. Descripción del uso del Teorema pi o Buckingham para el análisis por similitud de procesos físicos

Si se sabe que un proceso físico es gobernado por una relación dimensionalmente homogénea que comprende a n parámetros dimensionales, tales como:

$$x_1 = f(x_2, x_3, \dots, x_n)$$

Donde las "x" son variables dimensionales, existe una relación equivalente que contiene un número $(n - k)$ de parámetros adimensionales, tales como:

$$\Pi_1 = f'(\Pi_2, \Pi_3, \dots, \Pi_{n-k})$$

donde los " Π " son grupos adimensionales que se construyen a partir de las "x". La reducción "k" generalmente es igual al número de dimensiones fundamentales o rango de la matriz dimensional contenidas en "x", pero nunca mayor que él".

Por ejemplo, para las variables:

$$F(D, v, \rho, \mu) = 0$$

Su matriz dimensional es:

	D	v	ρ	μ
L	1	1	-3	-1
t	0	-1	0	-1
M	0	0	1	1

Tabla 1 Matriz dimensional

A continuación se mostrará un algoritmo para obtener sistemáticamente un grupo de productos adimensionales a partir de un grupo de variables.

El problema es relacionar $f(x_2, x_3, \dots, x_n)$ a $g(\Pi_2, \Pi_3, \dots, \Pi_{n-k})$.

El algoritmo es el siguiente:

- 1- Lista las variables e identifica sus dimensiones.
- 2- Determina el número de dimensiones fundamentales, k.
- 3- Selecciona un subgrupo de las variables dimensionales identificadas como Q'_k igual en número al número de dimensiones fundamentales, tomando en cuenta que:
 - a. Ninguna Q'_k es adimensional.
 - b. El subgrupo Q'_k contiene todas las dimensiones fundamentales.
 - c. No se pueden presentar dos Q'_k con las mismas dimensiones.

Los productos adimensionales Π_i se determinan:

- 4- Del producto del subgrupo de
- 5- Determina los exponentes y por el principio de homogeneidad dimensional, las dimensiones deben eliminarse en cada producto.
- 6- Repite los pasos 4 y 5 usando un diferente x_i

Consideremos el desplazamiento de aceite a través de un medio poroso por un solvente miscible en un reservorio. Las variables involucradas para el aceite en este proceso en particular se dan en la siguiente ecuación.

$$f(l, t, v, P, D, k, g, V, d, \rho, \mu) = 0$$

Donde l es la longitud, t es el tiempo, v es la velocidad, μ es la viscosidad, P es la presión, D es la dispersión, K es la permeabilidad, V velocidad de acercamiento, d es la longitud perpendicular al flujo.

Aplicando el algoritmo donde el sistema fundamental de dimensiones es la masa M , longitud L y t tiempo:

1. l, L	$P, \frac{M}{Lt^2}$	d, L
t, t	$D, \frac{L^2}{t}$	$\rho, \frac{M}{L^3}$
$v, \frac{L}{t}$	k, L^2	$g, \frac{L}{t^2}$
$\mu, \frac{M}{Lt}$	$V, \frac{L}{t}$	

2. El número de variables es $n = 11$, el número de dimensiones fundamentales es $k = 3$, por lo tanto se obtendrán $n - k = 8$ productos adimensionales o Π .

3. $Q'_1 = V, \quad Q'_2 = d, \quad Q'_3 = \rho$

4. $\pi_1 = V^a d^b \rho^c l \quad \pi_5 = V^m d^n \rho^o D$

$\pi_2 = V^d d^e \rho^f t \quad \pi_6 = V^p d^q \rho^r k$

$\pi_3 = V^s d^h \rho^i \mu \quad \pi_7 = V^s d^t \rho^u g$

$\pi_4 = V^j d^k \rho^l P \quad \pi_8 = V^v d^w \rho^x v$

Π_1

Para M $c = 0 \quad a = 0$

Para L $a + b - 3c + 1 = 0 \quad b = -1$

Para t $-a = 0 \quad c = 0$

$$\pi_1 = \frac{l}{d}$$

Π_2

Para M $f = 0 \quad d = 0$

Para L $d + e - 3f = 0 \quad e = -1$

Para t $-d + 1 = 0 \quad f = 0$

$$\pi_2 = \frac{tV}{d}$$

Π_3

Para M	$i + 1 = 0$	$g = -1$
--------	-------------	----------

Para L	$g + h - 3i + 1 = 0$	$h = -1$
--------	----------------------	----------

Para t	$-g - 1 = 0$	$i = -1$
--------	--------------	----------

$$\pi_3 = \frac{\mu}{Vd\rho}$$

 Π_4

Para M	$l + 1 = 0$	$j = -2$
--------	-------------	----------

Para L	$j + k - 3l - 1 = 0$	$k = 0$
--------	----------------------	---------

Para t	$-j - 2 = 0$	$l = -1$
--------	--------------	----------

$$\pi_4 = \frac{P}{\rho V^2}$$

 Π_5

Para M	$o = 0$	$o = 0$
--------	---------	---------

Para L	$m + n - 3o + 2 = 0$	$m = -1$
--------	----------------------	----------

Para t	$-m - 1 = 0$	$n = -1$
--------	--------------	----------

$$\pi_5 = \frac{D}{Vd}$$

 Π_6

Para M	$r = 0$	$r = 0$
--------	---------	---------

Para L	$p + q - 3r + 2 = 0$	$q = -2$
--------	----------------------	----------

Para t	$-p = 0$	$p = 0$
--------	----------	---------

$$\pi_6 = \frac{k}{d^2}$$

Π_7

Para M $u = 0$ $s = -2$

Para L $s+t-3u+1 = 0$ $l = 1$

Para t $-s-2 = 0$ $u = 0$

$$\pi_7 = \frac{dg}{V^2}$$

Π_8

Para M $x = 0$ $v = -1$

Para L $v+w-3x+1 = 0$ $w = 0$

Para t $-v -1 = 0$ $x = 0$

$$\pi_8 = \frac{v}{V}$$

Obteniendo como grupo de productos adimensionales:

$$g\left(\frac{l}{d}, \frac{tV}{d}, \frac{\mu}{Vd\rho}, \frac{P}{\rho V^2}, \frac{D}{Vd}, \frac{k}{d^2}, \frac{dg}{V^2}, \frac{v}{V}\right)$$

4.3. Obtención de conjuntos de productos adimensionales para un proceso CAPRI

4.3.1. Análisis del proceso y selección de variables dominantes para el método CAPRI

Atendiendo a las etapas en las que se lleva a cabo el proceso y las variables involucradas en cada una de ellas. Seleccionamos las que consideramos más importantes o que dominan el proceso en cada etapa, con el fin de utilizarlas para obtener un conjunto de números adimensionales aplicando el teorema de Buckingham.

Al inicio del proceso cuando se inyecta aire consideramos el gasto de inyección Q_{O_2} y la presión de inyección P_{iny} como las más importantes.

Posteriormente cuando el proceso de combustión inicia dentro del yacimiento, la temperatura del frente de combustión T_f juega un papel muy importante para lograr una HTO y mantener estable el frente de combustión. Y debido a la cual dependen otras como la viscosidad μ , la cual se requiere disminuir para facilitar el flujo.

El frente de combustión avanza con una cierta velocidad V_f barriendo el área y transfiriendo energía a sus alrededores (roca y fluidos) dependiendo del calor específico C_p de los materiales y de la capacidad para transferir energía en forma de calor, es decir de la conductividad térmica λ .

El avance del frente de combustión también va a depender de la permeabilidad de la roca K y la tensión superficial σ , así como de la cantidad de coque depositado que a su vez esta en función del tipo de aceite, es decir de su gravedad API o su densidad ρ . Y de la cantidad o volumen de oxígeno V_{O_2} . Que se requiere para mantener el frente activo.

Dicho proceso involucra la acción de distintos mecanismos de producción entre los que se encuentra el drene gravitacional por lo que la aceleración gravitacional g tiene un papel importante.

Finalmente las variables físicas seleccionadas fueron:

$$(Q_{O_2}, P_{iny}, T_f, \mu_o, V_f, C_p, \lambda, K, \sigma, \rho_o, V_{O_2}, g)$$

A continuación se aplico el teorema para el proceso con un primer set de variables fijas para obtener un primer conjunto de números adimensionales. Con algunas variables distintas a las anteriores.

$T_f = \theta$	Temperatura del frente	$V_D = \frac{L}{t}$	Velocidad del frente
$Q_{oxígeno} = \frac{L^3}{t}$	Gasto de inyección de oxígeno	$\Sigma = \frac{M}{t^2}$	Tensión Superficial
$\lambda = \frac{MLt^3}{\theta}$	Conductividad térmica del aceite	$g = \frac{L}{t^2}$	Aceleración gravitacional
$K = L^2$	Permeabilidad	$P_i = \frac{M}{t^2L}$	Presión de inyección
$C_p = \frac{L^2t^2}{\theta}$	Calor específico del aceite	Y_b	Cantidad de oxígeno
$\rho_o = \frac{M}{L^3}$	Densidad del aceite	ϕ	Porosidad
$\mu_o = \frac{M}{Lt}$	Viscosidad del aceite		

$$G (T_f, Q_{iny}, \lambda, K, C_p, \rho_o, \mu_o, V_f, \sigma, g, P_{iny}, Y_b, \phi)$$

El número de variables es $n=13$, las variables Y_b y ϕ son adimensionales, por lo tanto, se asignan directamente dentro del grupo de productos adimensionales. Entonces el valor n es 11, las dimensiones son M , L , t y θ (masa, longitud, tiempo y temperatura respectivamente). Por lo tanto $k=4$. Se obtendrán 7 productos adimensionales, $n - k = 7$.

$$Q_1 = \rho_o, \quad Q_2 = k, \quad Q_3 = \mu_o, \quad Q_4 = C_p.$$

$$\pi_1 = \rho_o^a k^b \mu_o^c C_p^d T_f \qquad \pi_5 = \rho_o^q k^r \mu_o^s C_p^t \Sigma$$

$$\pi_2 = \rho_o^e k^f \mu_o^g C_p^h Q_{\text{oxígeno}} \qquad \pi_6 = \rho_o^u k^v \mu_o^w C_p^x g$$

$$\pi_3 = \rho_o^i k^j \mu_o^k C_p^l \lambda \qquad \pi_7 = \rho_o^a k^b \mu_o^c C_p^d P_i$$

$$\pi_4 = \rho_o^m k^n \mu_o^o C_p^p V_D$$

Π_1

Para M $a + c = 0$ $a = -2$

Para L $-3a+2b-c+2d = 0$ $b = -3$

Para t $-c + 2d = 0$ $c = 2$

Para θ $-d+1=0$ $d=1$

$$\pi_1 = \frac{\mu_o^2 C_p T_f}{\rho_o^2 k^3}$$

Π_2

Para M	$e + g = 0$	$e = 1$
--------	-------------	---------

Para L	$-3e+2f-g+2h+3 = 0$	$f = -1/2$
--------	---------------------	------------

Para t	$-g+2h-1 = 0$	$g = -1$
--------	---------------	----------

Para θ	$-h=0$	$h=0$
---------------	--------	-------

$$\pi_2 = \frac{\rho_o Q_{\text{ioxiógeno}}}{\sqrt{k} \mu_o}$$

 Π_3

Para M	$i + k + 1 = 0$	$i = -2$
--------	-----------------	----------

Para L	$-3i+2j-k+2l+1 = 0$	$j = -2$
--------	---------------------	----------

Para t	$-k+2l+3 = 0$	$k = 1$
--------	---------------	---------

Para θ	$-l=0$	$l = -1$
---------------	--------	----------

$$\pi_3 = \frac{\mu_o \lambda}{\rho_o^2 k^2 C_p^2}$$

 Π_4

Para M	$m + o = 0$	$m = 1$
--------	-------------	---------

Para L	$-3m+2n-o+2p+1 = 0$	$n = 1/2$
--------	---------------------	-----------

Para t	$-o+2p-1 = 0$	$o = -1$
--------	---------------	----------

Para θ	$-p = 0$	$p = 0$
---------------	----------	---------

$$\pi_4 = \frac{\rho_o \sqrt{k} V_D}{\mu_o}$$

 Π_5

Para M	$q + s + 1 = 0$	$q = 1$
--------	-----------------	---------

Para L	$-3q+2r-s+2t = 0$	$r = 1/2$
--------	-------------------	-----------

Para t	$-s+2t-2 = 0$	$s = -2$
--------	---------------	----------

Para θ	$-t = 0$	$t = 0$
---------------	----------	---------

$$\pi_5 = \frac{\sqrt{k} \rho_o \Sigma}{\mu_o^2}$$

Π_6

Para M	$u + w = 0$	$u = 2$
--------	-------------	---------

Para L	$-3u+2v-w+2x+1 = 0$	$v = 3/2$
--------	---------------------	-----------

Para t	$-w+2x-2 = 0$	$w = -2$
--------	---------------	----------

Para θ	$-x = 0$	$x = 0$
---------------	----------	---------

$$\pi_6 = \frac{\rho_o^2 k^{\frac{3}{2}} g}{\mu_o^2}$$

 Π_7

Para M	$a + c + 1 = 0$	$a = 1$
--------	-----------------	---------

Para L	$-3a+2b-c+2d-1=0$	$b = 1$
--------	-------------------	---------

Para t	$-c+2d-2 = 0$	$c = -2$
--------	---------------	----------

Para θ	$-d = 0$	$d = 0$
---------------	----------	---------

$$\pi_7 = \frac{\rho_o k P_i}{\mu_o^2}$$

Obteniendo:

$$G\left(\frac{\mu_o^2 C_p T_f}{\rho_o^2 k^3}, \frac{\rho_o Q_{\text{oxígeno}}}{\sqrt{k} \mu_o}, \frac{\mu_o \lambda}{\rho_o^2 k^2 C_p^2}, \frac{\rho_o \sqrt{k} V_D}{\mu_o}, \frac{\sqrt{k} \rho_o \Sigma}{\mu_o^2}, \frac{\rho_o^2 k^{\frac{3}{2}} g}{\mu_o^2}, \frac{\rho_o k P_i}{\mu_o^2}, Y_b, \phi\right)$$

Segundo grupo

A continuación se obtendrán 8 nuevos productos adimensionales variando el subgrupo con nuevas variables y agregando la variable V_{O_2} =Volumen de oxígeno inyectado. La razón de esta nueva consideración radica que en este proceso, el gasto de oxígeno inyectado (consecuentemente volumen de oxígeno) son variables en las cuáles tenemos mayor control en campo y en laboratorio.

Subgrupo:

$$Q_1 = T_f, \quad Q_2 = Q_{\text{ioxígeno}}, \quad Q_3 = \mu_o, \quad Q_4 = V_{O_2}.$$

$$\pi_1 = T_f^a Q_{\text{ioxígeno}}^b \mu_o^c V_{O_2}^d \lambda$$

$$\pi_5 = T_f^q Q_{\text{ioxígeno}}^r \mu_o^s V_{O_2}^t \Sigma$$

$$\pi_2 = T_f^e Q_{\text{ioxígeno}}^f \mu_o^g V_{O_2}^h C_p$$

$$\pi_6 = T_f^u Q_{\text{ioxígeno}}^v \mu_o^w V_{O_2}^x g$$

$$\pi_3 = T_f^i Q_{\text{ioxígeno}}^j \mu_o^k V_{O_2}^l \rho_o$$

$$\pi_7 = T_f^a Q_{\text{ioxígeno}}^b \mu_o^c V_{O_2}^d P_i$$

$$\pi_4 = T_f^m Q_{\text{ioxígeno}}^n \mu_o^o V_{O_2}^p V_D$$

$$\pi_8 = T_f^e Q_{\text{ioxígeno}}^f \mu_o^g V_{O_2}^h k$$

Π_1

Para M $c + 1 = 0$ $a = 1$

Para L $3b - c + 3d + 1 = 0$ $b = -2$

Para t $-b - c - 3 = 0$ $c = -1$

Para θ $a - 1 = 0$ $d = 4/3$

$$\pi_1 = \frac{T_f V_{O_2}^{\frac{4}{3}} \lambda}{\mu_o Q_{\text{ioxígeno}}^2}$$

Π_2

Para M	$g = 0$	$e = 1$
Para L	$3f-g+3h+2 = 0$	$f = 2$
Para t	$-f-g+2 = 0$	$g = 0$
Para θ	$e-1=0$	$h=-8/3$

$$\pi_2 = \frac{TfQ_{ioxígeno}^2 C_p}{V_{O_2}^{\frac{8}{3}}}$$

Π_3

Para M	$k + 1 = 0$	$i = 0$
Para L	$3j-k+3l-3 = 0$	$j = 1$
Para t	$-j-k = 0$	$k = -1$
Para θ	$i = 0$	$l = -1/3$

$$\pi_3 = \frac{Q_{ioxígeno} \rho_o}{\mu_o V_{O_2}^{\frac{1}{3}}}$$

Π_4

Para M	$o = 0$	$m = 0$
Para L	$3n-o+3p+1 = 0$	$n = -1$
Para t	$-n-o-1 = 0$	$o = 0$
Para θ	$m = 0$	$p=2/3$

$$\pi_4 = \frac{V_{O_2}^{\frac{2}{3}} V_D}{Q_{ioxígeno}}$$

Π_5

Para M	$s + 1 = 0$	$q = 0$
Para L	$3r-s+3t = 0$	$r = -1$
Para t	$-r-s-2 = 0$	$s = -1$

$$\pi_5 = \frac{V_{O_2}^{\frac{2}{3}} \Sigma}{\mu_o Q_{ioxígeno}}$$

Para θ $q = 0$ $t = 2/3$

Π_6

Para M $w = 0$ $u = 0$

Para L $3v - w + 3x + 1 = 0$ $v = -2$

Para t $-v - w - 2 = 0$ $w = 0$

Para θ $u = 0$ $x = 5/3$

$$\pi_6 = \frac{V_{O_2}^{\frac{5}{3}} g}{Q_{\text{ioxi}g\text{eno}}^2}$$

Π_7

Para M $c + 1 = 0$ $a = 0$

Para L $3b - c + 3d - 1 = 0$ $b = -1$

Para t $-b - c - 2 = 0$ $c = -1$

Para θ $a = 0$ $d = 1$

$$\pi_7 = \frac{V_{O_2} P_i}{Q_{\text{ioxi}g\text{eno}} \mu_o}$$

Π_8

Para M $g = 0$ $e = 0$

Para L $3f - g + 3h + 2 = 0$ $f = -1$

Para t $-f - g - 2 = 0$ $g = -1$

Para θ $e = 0$ $h = 1$

$$\pi_8 = \frac{K}{V_{O_2}^{\frac{2}{3}}}$$

4.3.2. Conjuntos de grupos resultado del proceso aplicado

$$G\left(\frac{\mu_o^2 C_p T_f}{\rho_o^2 k^3}, \frac{\rho_o Q_{\text{oxígeno}}}{\sqrt{k} \mu_o}, \frac{\mu_o \lambda}{\rho_o^2 k^2 C_p^2}, \frac{\rho_o \sqrt{k} V_D}{\mu_o}, \frac{\sqrt{k} \rho_o \Sigma}{\mu_o^2}, \frac{\rho_o^2 k^{\frac{3}{2}} g}{\mu_o^2}, \frac{\rho_o k P_i}{\mu_o^2}, Y_b, \phi\right).$$

$$G\left(\frac{T_f V_{O_2}^{\frac{4}{3}} \lambda}{\mu_o Q_{\text{oxígeno}}^2}, \frac{T_f Q_{\text{oxígeno}}^2 C_p}{V_o^{\frac{8}{3}}}, \frac{Q_{\text{oxígeno}} \rho_o}{\mu_o V_{O_2}^{\frac{1}{3}}}, \frac{V_{O_2}^{\frac{2}{3}} V_D}{Q_{\text{oxígeno}}}, \frac{V_{O_2}^{\frac{2}{3}} \Sigma}{\mu_o Q_{\text{oxígeno}}}, \frac{V_{O_2}^{\frac{5}{3}} g}{Q_{\text{oxígeno}}^2}, \frac{V_{O_2} P_i}{Q_{\text{oxígeno}} \mu_o}, \frac{K}{V_{O_2}^{\frac{2}{3}}}, Y_b, \phi\right).$$

Se pueden obtener tantos productos adimensionales como combinaciones de variables para el subgrupo, es decir, dependiendo de las variables elegidas. Para este caso se seleccionaron las variables que más peso tienen en el proceso THAI-CAPRI y las utilizadas en el experimento de J.R.Rodríguez y D.D. Mamora.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Resultados de la aplicación del teorema para la obtención de números adimensionales en el método CAPRI

La utilización de los productos adimensionales para la obtención de las relaciones entre las variables que intervienen en el proceso será de utilidad para vislumbrar posibles resultados en la aplicación experimental y reducir el costo y tiempo de la misma. No obstante no es una herramienta que sustituya completamente la experimentación.

De la misma forma se pueden acotar las relaciones entre variables de las que se puede tener control y las que no.

Con dicho procedimiento se obtuvo un conjunto de productos adimensionales para el proceso de combustión in situ. Esto permitió elegir un subconjunto de variables que convenían para introducirnos al problema en estudio del trabajo presentado por: J.R. Rodriguez y D.D. Mamora.

Se tiene algunas limitaciones debido al método utilizado en la obtención de los productos adimensionales debido a que no representan completamente el comportamiento del mismo, es decir, no son parte de las ecuaciones de flujo que gobiernan en el proceso pero es una poderosa herramienta para conocer de forma analítica el posible comportamiento del proceso y las relaciones entre las variables mas importantes, así como coadyuvar a la experimentación.

En los métodos de análisis dimensional se busca simplificar los productos adimensionales mediante un arreglo matricial. Para realizar esto, se utiliza el método de eliminación de filas con operaciones básicas. El arreglo matricial obtenido fue el siguiente:

Tf	Q _{iny}	μ _o	V _{O2}	λ	Cp	ρ _o	Vf	σ	g	P _{iny}
1	-2	-1	1 1/3	1	0	0	0	0	0	0
1	2	0	-2 2/3	0	1	0	0	0	0	0
0	1	-1	- 1/3	0	0	1	0	0	0	0
0	-1	0	2/3	0	0	0	1	0	0	0
0	-1	-1	2/3	0	0	0	0	1	0	0
0	-2	0	1 2/3	0	0	0	0	0	1	0
0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 1 Matriz de dimensiones de las variables

Las filas corresponden al número de productos adimensionales y las columnas a las variables.

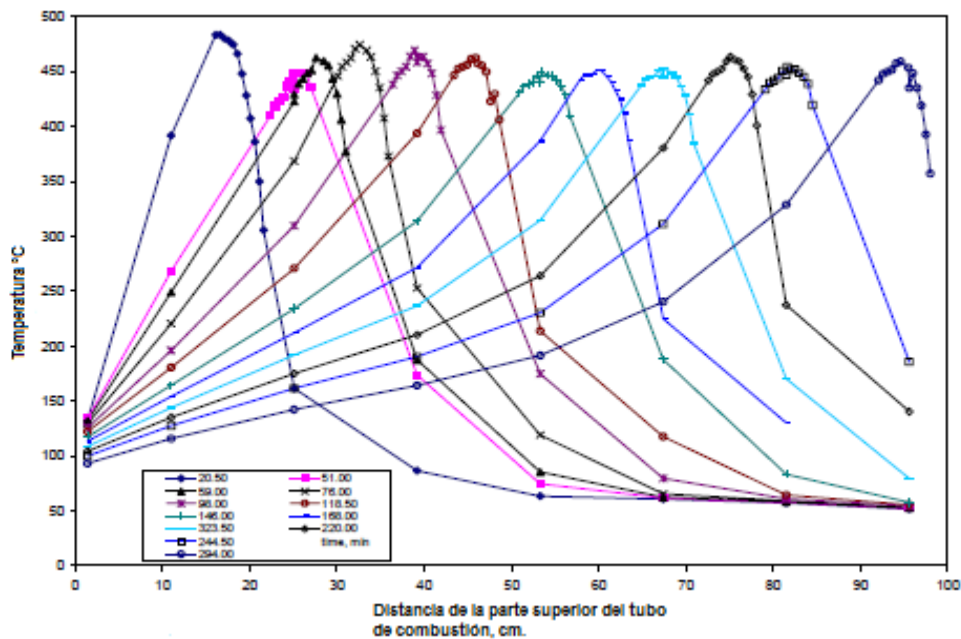
Se encontró que este proceso no se puede aplicar, cuando los productos adimensionales se obtuvieron a partir del método pi Buckingham, ya que en una parte de la matriz se encuentra la matriz identidad, lo que hace imposible la eliminación de filas.

El alcance de los productos adimensionales obtenidos se vió limitado debido a la falta de datos para poder llevar a cabo aplicaciones.

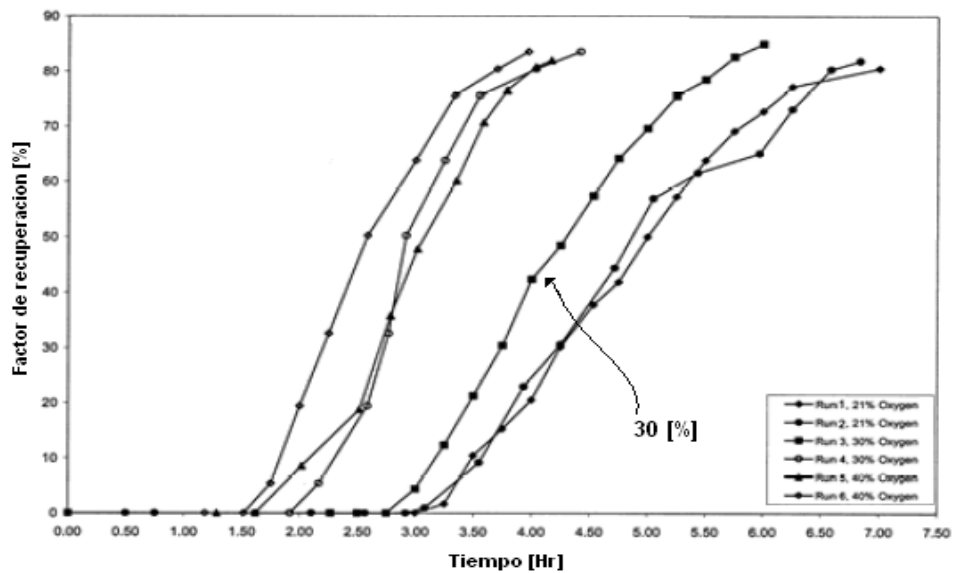
Se recurrió al trabajo experimental de J.R. Rodriguez y D.D. Mamora para realizar un breve análisis de nuestros productos y correlacionarlos con los resultados de ese trabajo.

En ese trabajo se llevó a cabo una serie de experimentos para observar el efecto de la variación en el porcentaje de oxígeno inyectado (aire enriquecido) en la temperatura del frente, la velocidad del frente y el factor de recuperación. Con variaciones de porcentaje de oxígeno de 21%, 30% y 40%.

Los siguientes gráficos muestran el perfil de temperatura y el factor de recuperación del experimento con concentración de oxígeno de 30%.



Perfiles de Temperatura (Rodriguez, J.R., Mamora, D.D. 2005)



Factor de Recuperación para cada una de las Concentraciones de Oxígeno (Rodríguez, J.R., Mamora, D.D. 2005)

La siguiente tabla muestra los datos obtenidos de ese trabajo, para poder realizar el análisis con los productos adimensionales obtenidos.

	Constantes	Valor	Unidades
Q_{iny}	Gasto de Inyección	0.00005	[m ³ /s]
T_f	T Frente de Combustión	733	[K]
μ_o	Viscosidad	0.568	[kg/m*s]
λ	Conductividad Térmica	0.87	[kg*m/s ³ *K]
C_p	Calor Especifico	0.45	[m ² /K*s ²]
ρ_o	Densidad del Aceite	1000	[kg/m ³]
v_f	Velocidad del frente	0.00004875	[m/s]
σ	Tensión Superficial	0.026	[kg/s ²]
g	Aceleración Gravitacional	9.81	[m/s ²]
P_{iny}	Presión de Inyección	843600	[kg/m ²]

Tabla 2 Tabla de datos para el proceso CAPRI

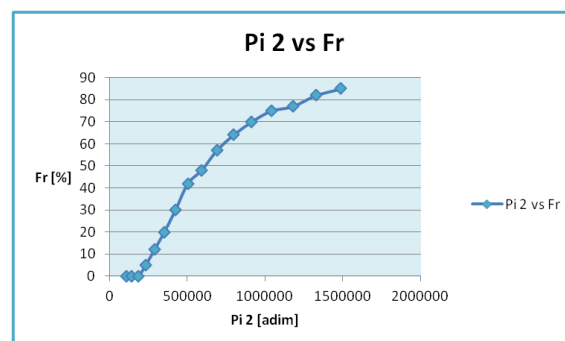
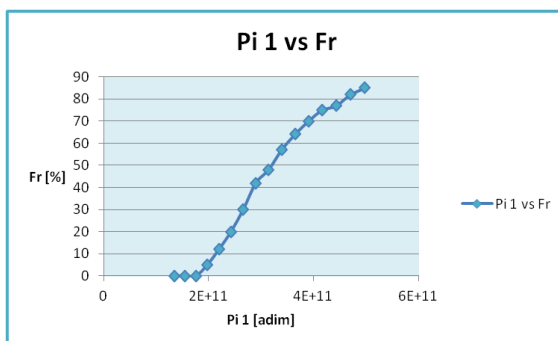
5.1.1. Correlación de números adimensionales con el factor de recuperación

Con el dato de Gasto de inyección (3[L/min]), se obtuvieron los correspondientes volúmenes de oxígeno inyectado (V_{O_2}) para cada intervalo de tiempo, con estos valores y los de la tabla anterior obtuvimos valores de cada uno de los productos adimensionales con el fin de poder relacionar estos valores con el factor de recobro para cada tiempo.

Una vez obtenidos dichos valores, se graficaron los productos adimensionales contra el factor de recobro. (En este caso se hizo para el de concentración de 30%).

$$\pi_1 = \frac{T_f V_{O_2}^{\frac{4}{3}} \lambda}{Q_{iny}^2 \mu_o}$$

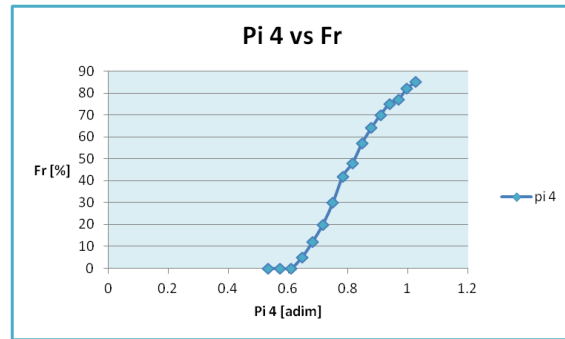
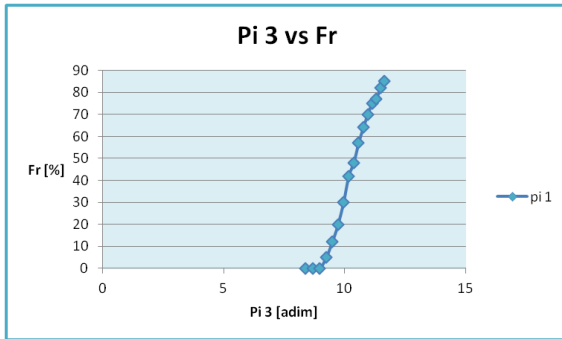
$$\pi_2 = \frac{T_f Q_{ioxigeno}^2 C_p}{V_o^{\frac{8}{3}}}$$



En los números 2, 3 y 8 se utilizó su inverso lo cual es valido, para hacerlo coincidir con la tendencia de los demás. Y acercarlos a una interpretación física más coherente.

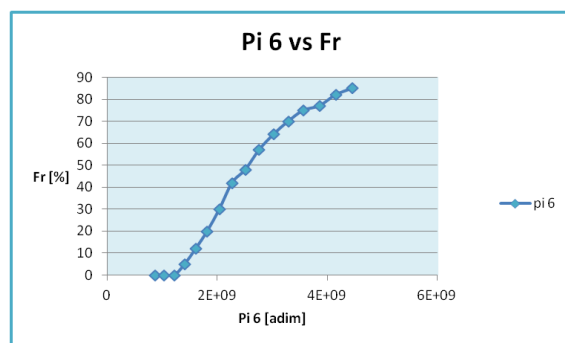
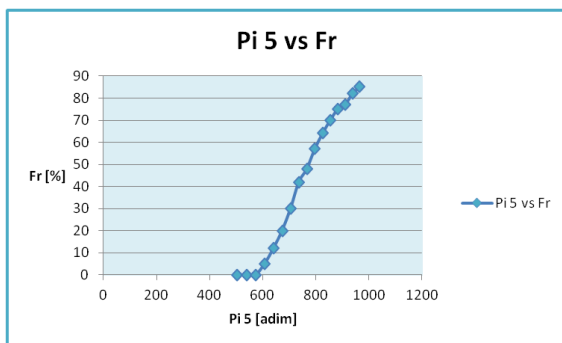
$$\pi_3 = \frac{Q_{\text{ioxi\`geno}} \rho_o}{\mu_o V_{O_2}^{\frac{1}{3}}}$$

$$\pi_4 = \frac{V_{O_2}^{\frac{2}{3}} V_D}{Q_{\text{ioxi\`geno}}}$$



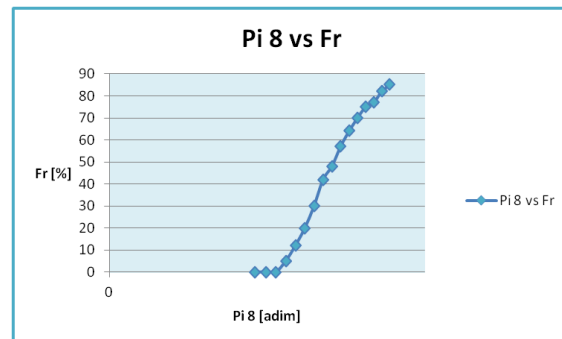
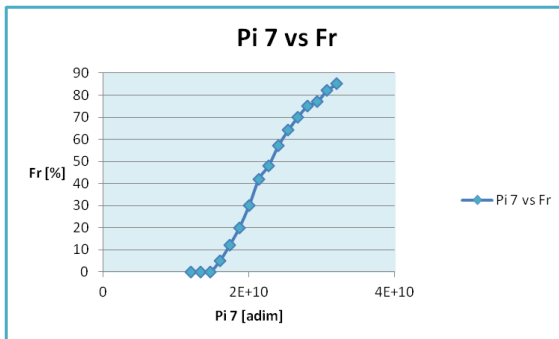
$$\pi_5 = \frac{V_{O_2}^{\frac{2}{3}} \Sigma}{\mu_o Q_{\text{ioxi\`geno}}}$$

$$\pi_6 = \frac{V_{O_2}^{\frac{5}{3}} g}{Q_{\text{ioxi\`geno}}^2}$$



$$\pi_7 = \frac{V_{O_2} P_i}{Q_{\text{oxígeno}} \mu_o}$$

$$\pi_8 = \frac{K}{V_{O_2}^{\frac{2}{3}}}$$

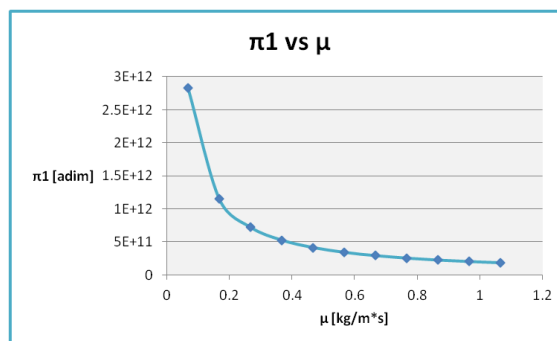
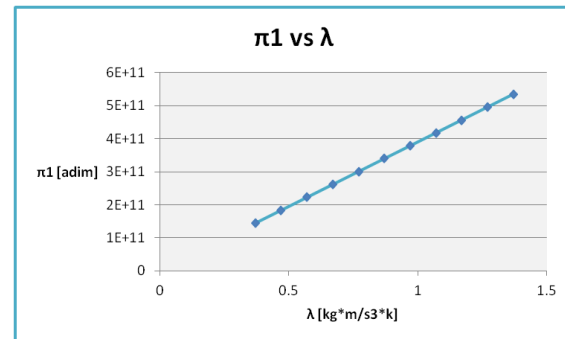
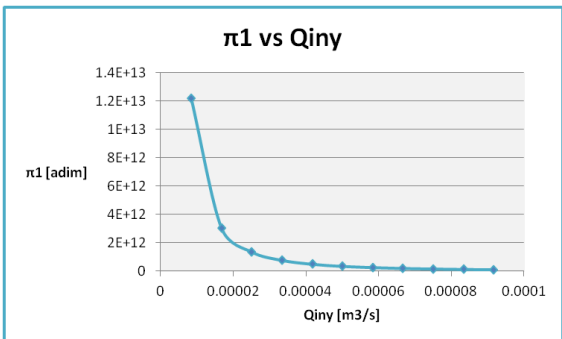
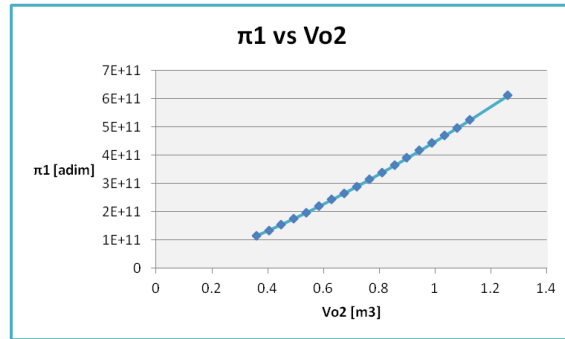
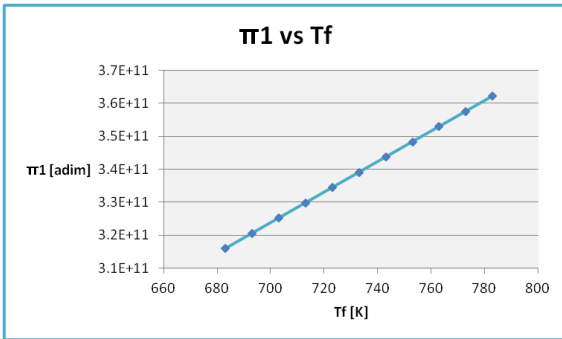


El comportamiento de las gráficas tiene el mismo de los factores de recobro, demostrando que la relación de los productos adimensionales obtenidos concuerda con los resultados del experimento a pesar de la limitación de información.

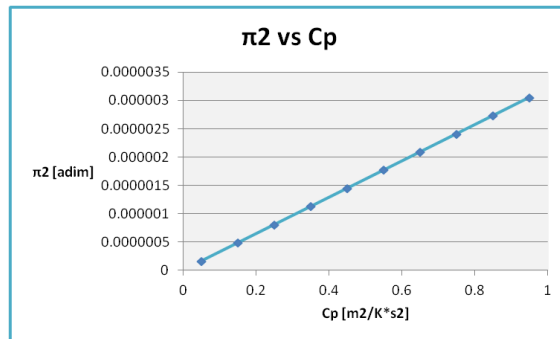
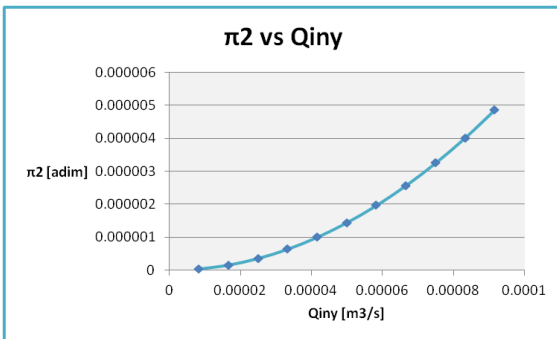
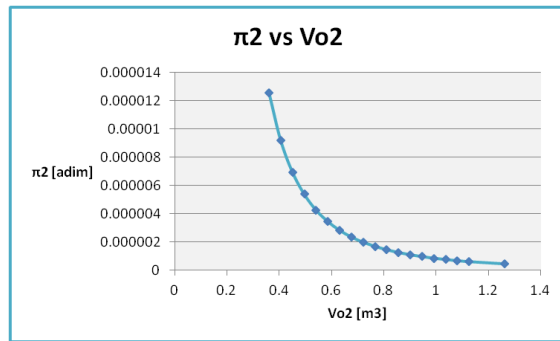
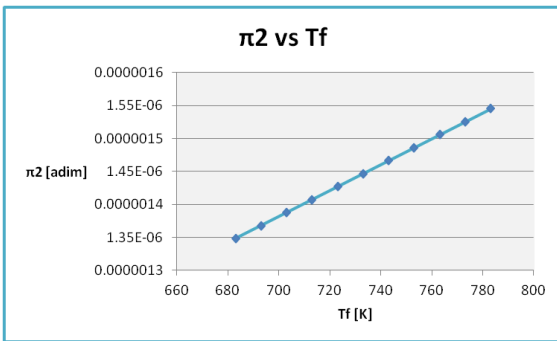
5.2. Análisis de sensibilidad de variables en los números adimensionales

Por ultimo se hizo un análisis de sensibilidad de los productos que contenían las variables más importantes sobre las que recae la estabilidad del frente: Tf (Temperatura del frente), Vf (Velocidad del frente) para observar su tendencia.

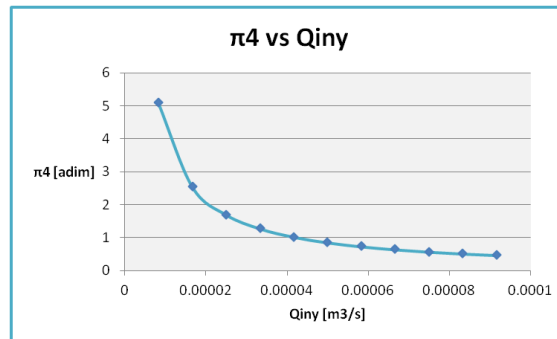
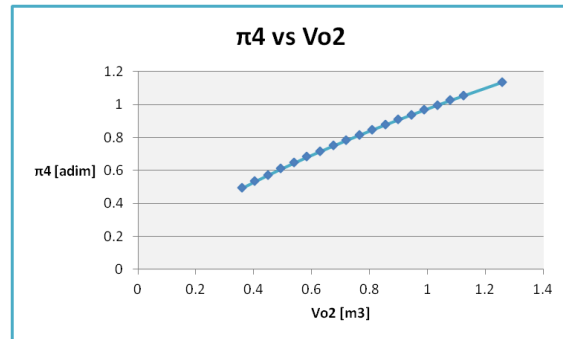
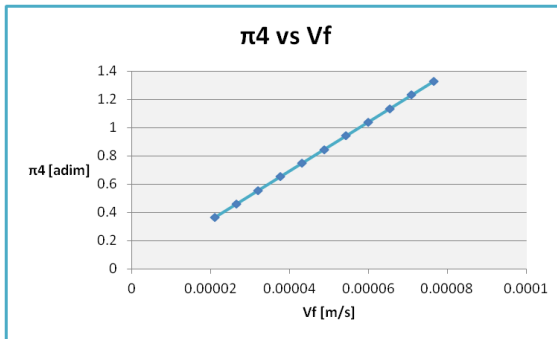
$$\pi_1 = \frac{T_f v_{O_2}^3 \lambda}{Q_{iny}^2 \mu_o}$$



$$\pi_2 = \frac{Tf Q_{\text{oxígeno}}^2 C_p}{V_o^3}$$

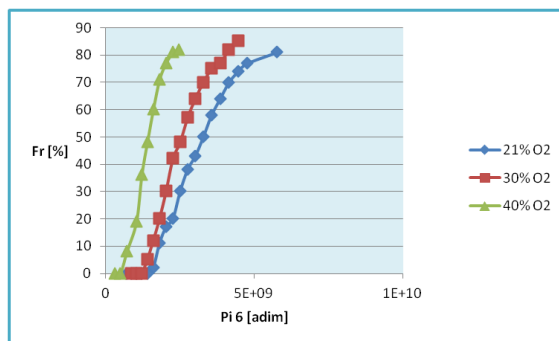
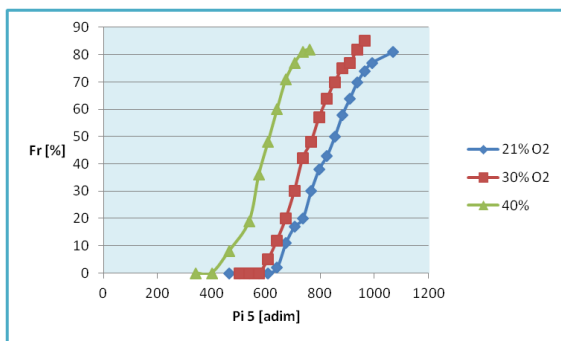
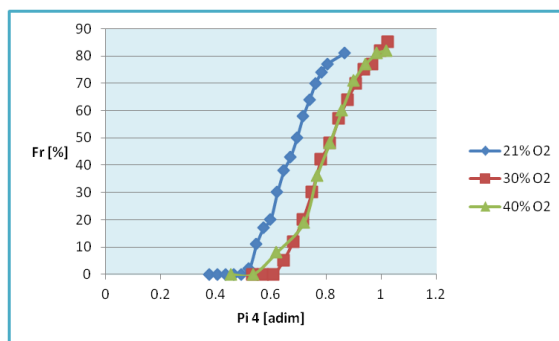
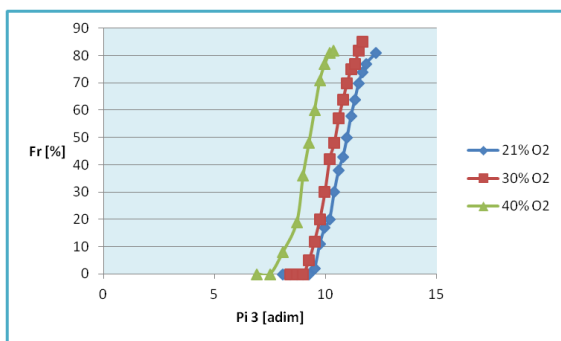
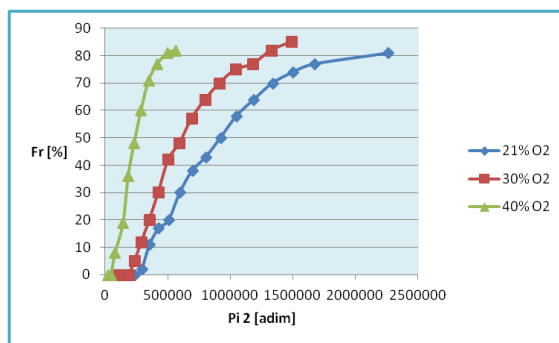
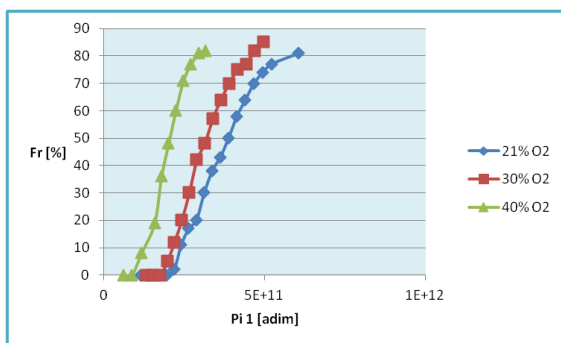


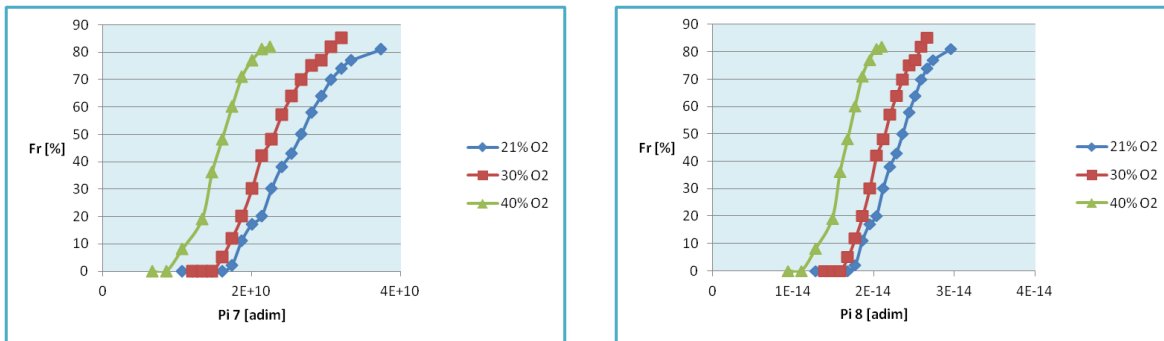
$$\pi_4 = \frac{V_{O_2}^2 V_D^3}{Q_{\text{oxígeno}}}$$



Dentro de los parámetros que pueden ser controlados, la concentración de oxígeno juega un papel importante en la cinética de la reacción al encontrarse que a mayor concentración, el tiempo de ignición se reduce, así como el tiempo en el que se comienza a producir, además de que se alcanza en menor tiempo temperaturas que permiten que el proceso se mantenga en HTO, y de esta manera lograr la estabilidad del frente de combustión.

Las siguientes graficas muestran resultados comparativos del efecto de la variación de oxígeno en el aire inyectado en cada uno de los productos adimensionales





Se puede observar claramente que para concentraciones mayores de oxígeno en el aire inyectado, se logran factores de recuperación en menor tiempo y con menor cantidad de aire enriquecido inyectado.

5.3. Limitaciones

Si se sospecha que el fenómeno depende de un determinado parámetro, este deberá incluirse. Si la idea era correcta, los experimentos demostraran que el parámetro en cuestión debe de incluirse para obtener resultados consistentes, si el parámetro resulta un factor ajeno, el análisis dimensional establecerá un parámetro pi adicional, pero los experimentos demostraran que se puede eliminar completamente.

Este teorema proporciona un método de construcción de parámetros adimensionales, incluso cuando la forma de la ecuación es desconocida. De todas formas la elección de parámetros adimensionales no es única y el teorema no elige cuáles tienen significado físico.

Obviamente el teorema no es capaz de darnos todos los factores de proporcionalidad requeridos, ni la forma funcional exacta de algunas partes de la fórmula, pero simplifica mucho el conjunto de expresiones a partir de la cual tenemos que buscar los datos.

5.4. Catálisis como método de mejoramiento de aceite in situ (CAPRI)

La necesidad de producir un aceite con la mejor calidad posible y con los menores requerimientos en instalaciones para su mejoramiento ha obligado a desarrollar nuevas formas de aplicación de las tecnologías ya existentes, como el uso de catalizadores en el fondo del pozo, para integrar dentro del proceso de producción un mejoramiento del aceite in situ. Dicha aplicación ha dado el surgimiento de un nuevo método de recuperación mejorada (CAPRI) que integra en una última etapa del proceso los beneficios que los catalizadores ofrecen sin la necesidad de mayor tratamiento en superficie.

A continuación se describen los aspectos más importantes sobre el funcionamiento y uso de catalizadores como mejoradores de aceite en el proceso CAPRI.

5.4.1. Hidrotratamiento de aceites pesados

Es un proceso de refinación muy importante el cual reduce las cantidades de azufre, nitrógeno y oxígeno presentes en el petróleo. Se basa en el uso de hidrógeno que reacciona con los compuestos de azufre presentes en los hidrocarburos para formar ácido sulfhídrico; en un procesamiento posterior, este compuesto se convierte en azufre elemental sólido que tiene una importante aplicación industrial. En el proceso ocurren reacciones adicionales que permiten complementar el tratamiento al eliminar también compuestos nitrogenados, convertir las olefinas en compuestos saturados y reducir el contenido de aromáticos. El hidrotratamiento requiere de altas presiones y temperaturas, y la conversión se realiza en un reactor químico con catalizador sólido

Las regulaciones ambientales relacionadas a la emisión de contaminantes (azufre y nitrógeno) de los combustibles, han llevado a la necesidad de desarrollar mejores catalizadores que puedan llevar a cabo un buen hidrotratamiento, por ejemplo, NiMo/Al₂O₃, CoMo/Al₂O₃, NiW/Al₂O₃, siendo CoMo/Al₂O₃ el más usado en la industria y punto de comparación para otros catalizadores en diversos hidroprocesamientos

En la hidrodesulfurización (HDS), los residuos de vacío son tratados con altas presiones de hidrógeno (150-2250psi) sobre un catalizador a altas temperaturas

(320-440°C), para remover impurezas de azufre. Impurezas de nitrógeno se remueven bajo las mismas condiciones en un proceso conocido como hidrodesnitrogenación (HDN).

Los compuestos de heteroátomos no removidos, pueden emitir SOx y NOx en ciertos combustibles y contribuir a la formación de lluvia ácida. De ahí que su remoción es de suma importancia

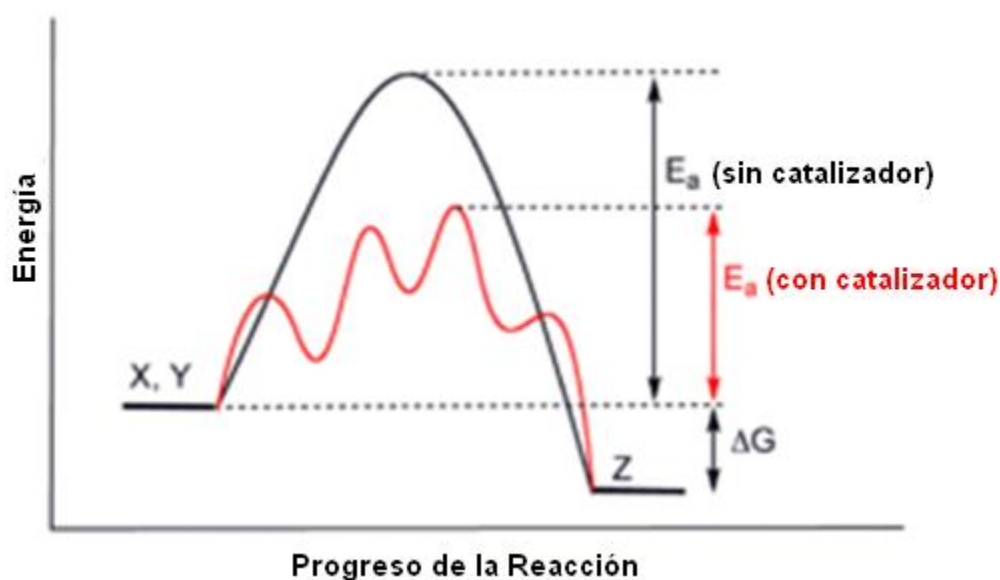


Figura 1 Energía potencial vs progreso de la reacción

El diagrama de la figura 27 es un diagrama genérico de energía potencial que muestra el efecto de un catalizador en una hipotética reacción química exotérmica $X + Y$ para producir Z . La presencia del catalizador abre un camino de reacción diferente (mostrado en rojo) con una energía de activación menor. El resultado final y la termodinámica global son la misma

5.4.2. Reacciones de Hidrotratamiento

Las principales reacciones que se llevan a cabo en las Unidades de Hidrotratamiento son:

- Desmetalización (Remoción de Metales de la Carga)
- Saturación de Olefinas
- Remoción de Azufre
- Remoción de Nitrógeno

La remoción de metales es completa cuando la temperatura de reacción supera los 315 °C

5.4.2.1. Hidrodesulfurización (HDS)

El azufre es el heteroátomo junto con el nitrógeno de mayor presencia que se encuentran en el crudo Maya, y las especies sulfuradas que mayormente se encuentran en los aceites crudos son los derivados del benzotiofeno de alquilo, dibenzotiofeno, benzonaftotiofeno y pentiofeno

La mayoría del azufre se encuentra orgánicamente enlazado y muy poco se halla como sulfuro de hidrógeno y azufre elemental

5.4.2.2. Hidrodesoxigenación (HDO)

La hidrodesoxigenación ocurre simultáneamente con la HDS y la HDN durante el tratamiento catalítico de los aceites pesados. La HDO no ha llamado tanto la atención como la HDS y HDN, debido a las bajas concentraciones de oxígeno presentes en los aceites pesados.

La reacción de HDO ha sido investigada en varios compuestos modelo, en catalizadores de cobalto-molibdeno, níquel-molibdeno soportados en alúmina, y han dado como resultado expresiones cinéticas de primer orden, a temperaturas de 340°C aproximadamente y presiones de 5.0 a 13.8 MPa

5.4.2.3. Hidrodesmetalización (HDM)

Las reacciones de hidrodesmetalización son importantes, ya que las fracciones pesadas del petróleo contienen pequeñas cantidades de metales como Ni y V en forma de compuestos organometálicos que elevan el punto de ebullición. Las reacciones de HDM pueden remover dichos metales a través de la combinación de reacciones de hidrogenación, seguida por el rompimiento de enlaces y deposición de los metales sobre la superficie del catalizador, provocando la desactivación del mismo.

Se puede dividir a la HDM de la siguiente manera:

- La mezcla de los reactivos en el reactor.
- La descomposición térmica de los compuestos organometálicos.
- La difusión de los reactantes en los poros del catalizador.
- La quimisorción de los átomos de los metales en los centros activos del catalizador.
- La desactivación del catalizador, con la consiguiente deposición del metal en la superficie del catalizador y el desprendimiento de la parte orgánica.

5.4.3. Catalizadores para hidrotratamiento

Durante los estudios de hidroprocesamiento para mejorar la calidad de los aceites pesados, como el crudo Maya (22°API), la meta principal ha sido transformar este crudo a un aceite mas ligero, como el Istmo (33.1°API) o, mejor aun, a crudo Olmeca (38.7°API). La idea principal para desarrollar un apropiado sistema catalítico depende del tamaño de la partícula, de poro, y su distribución en orden de lograr una mejor remoción de heteroátomos. Los catalizadores de hidrotratamiento usados para aceites pesados son diferentes a aquellos que se usan para tratar fracciones ligeras, debido a la complejidad de las reacciones.

Los catalizadores de hidrotratamiento pueden definirse como una mezcla de metales de transición dispersa a través de la superficie de un soporte. Tienen como finalidad la eliminación de heteroátomos de una manera más eficiente y con un consumo menor de energía.

El catalizador ideal para el mejoramiento de aceites pesados y de residuos debe ser capaz de satisfacer cierto tipo de funciones:

- Debe de promover la hidrogenación
- Debe de promover la desintegración de moléculas grandes, para dar lugar a la aparición de compuestos de bajo peso molecular.
- Debe promover la desulfurización, la desnitrógenación y la desoxigenación, para reducir la cantidad de heteroátomos en los productos finales.
- Debe resistir a los venenos de los residuos, cuando se opera bajo condiciones severas de presión y de temperatura.

Estos metales son normalmente molibdeno más níquel o cobalto. Así, los catalizadores se componen principalmente de un soporte y un sistema activo que a su vez está constituido por el promotor y la sustancia catalítica

5.4.3.1. Tipo de Catalizadores utilizados en Hidroprocesos

A continuación se describen los catalizadores más comunes utilizados en Hidroprocesos y sus características:

- Cobalto Molibdeno: Buena remoción de Azufre, pobre remoción de Nitrógeno
- Níquel Molibdeno: Buena remoción de Nitrógeno, pobre remoción de Azufre.
- Níquel - Wolframio: Buena remoción de Azufre, nitrógeno y favorecen el hidrocracking

5.4.4. Promotores

El cobalto existe en diferentes formas en un catalizador, como promotor de Mo/Al₂O₃. En la forma de óxido, los iones de cobalto interactúan fuertemente con la alúmina, ocupando sitios octaédricos debajo de la superficie del Al₂O₃, o sitios tetraédricos en el bulto del Al₂O₃. A concentraciones más altas de cobalto, éste puede formar cristales de Co₃O₄ en la superficie del soporte.

En la forma sulfurada el cobalto puede estar presente en tres formas diferentes:

- Como cristales de Co_9S_8 en el soporte.
- Como iones de cobalto adsorbidos sobre la superficie de los cristales de MoS_2 .
- En sitios tetraédricos de la gamma alúmina.

Se considera que el molibdeno es el principal componente activo del catalizador, mientras que el cobalto solo promueve su actividad. Se ha visto que en el catalizador de $\text{CoMo}/\text{Al}_2\text{O}_3$ sulfurado, el molibdeno se sulfura completamente produciendo una fase MoS_2 de estructura laminar. El cobalto está incorporado en el MoS_2 formando la fase llamada Co-Mo-S.

Para un entendimiento mas general del sistema Co-Mo-S, se puede decir que el MoS_2 es el soporte principal para los átomos de cobalto, donde la alúmina actúa como soporte secundario, los cuales tienen como función principal permitir la separación y estabilización de las altamente dispersadas estructuras de MoS_2 , que son capaces de acomodar grandes cantidades de Co como Co-Mo-S, necesarias para una promoción grande en la actividad de la hidrodesulfurización

5.4.5. Pretratamiento catalítico

Antes de ser usados, los catalizadores deben pasar por un proceso llamado sulfidización, por medio de una corriente que tenga un compuesto de azufre, para que así los iones de la parte de los óxidos sean reemplazados por iones más activos y estables, como los iones de azufre.

Este tratamiento se puede llevar a cabo de tres formas diferentes:

- La que usa mezcla de gases con $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2$, en contacto con el catalizador.
 - La que usa a los compuestos sulfurados presentes en la alimentación de aceites pesados.
 - Aquellas que impregnan al catalizador ex situ con compuestos sulfurados.
-

5.4.6. Desactivación y regeneración

Los cambios que presenta el catalizador durante la reacción se pueden deber a los siguientes puntos:

- Depósito de coque
- Depósito de metales
- Adsorción de compuestos nitrogenados
- Transformaciones del estado sólido
- Sinterización de la fase activa

Se sabe que la desactivación inicial en el catalizador se debe al depósito de coque, que abarca hasta un 25% en peso del catalizador y una pérdida de área de superficie entre un 50 y 60%. Esto es el resultado del bloqueo de los poros pequeños.

El depósito de coque se puede evitar si se controlan ciertos factores, como por ejemplo la acidez, ya que ésta promueve la formación de coque y a su vez el hidrocraqueo. Otro punto a considerar es la textura del soporte, el tamaño del poro y las condiciones de operación.

La regeneración del catalizador se puede llevar a cabo mediante varios métodos que combinados lo regeneran hasta cierto punto, ya que es difícil obtener una regeneración completa. Un método industrial es el de introducirlo en un horno en forma controlada en presencia de aire y vapor, removiendo el coque depositado. Se debe controlar la temperatura para evitar la sublimación del molibdeno o bien la sinterización del catalizador

CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ✓ Actualmente se sabe que de los métodos de recuperación mejorada más eficientes se encuentran los térmicos, siendo la combustión in situ, el THAI y su versión catalítica mejorada CAPRI, los más eficientes, con los que se han logrado altas recuperaciones finales (por arriba del 85%).
 - ✓ La configuración de pozos (TTH) le confiere al método CAPRI una mayor eficiencia, al propiciar el llamado “efecto ventana” en el que se produce el aceite conforme el frente de combustión avanza, mejorando in situ la calidad del aceite al atravesar una capa de catalizador, con lo que adquiere una mayor calidad al momento de producirlo.
 - ✓ El uso de un catalizador de fondo en CAPRI como método (térmico – catalítico) ha logrado mejorar la calidad del crudo producido en diversos estudios de laboratorio.
 - ✓ El incremento de la concentración de oxígeno en el aire inyectado incrementa la eficiencia del proceso, aunque a un mayor costo.
 - ✓ Según estudios de laboratorio llevados a cabo muestran que la aplicación de este método ofrece excelentes resultados y no tardara mucho en que pueda llevarse a cabo en forma generalizada, considerando las posibles fallas.
 - ✓ La aplicación de grupos adimensionales es de gran ayuda como primera etapa en un proceso de investigación que posteriormente incluya la experimentación.
 - ✓ El teorema aplicado proporciona un método de construcción de parámetros adimensionales, incluso cuando la forma de la ecuación es desconocida. De todas formas la elección de parámetros adimensionales no es única y el teorema no elige cuáles tienen significado físico.
 - ✓ Obviamente el teorema no es capaz de darnos todos los factores de proporcionalidad requeridos, ni la forma funcional exacta de algunas partes
-

de la fórmula, pero simplifica mucho el conjunto de expresiones a partir de la cual tenemos que buscar los datos.

RECOMENDACIONES

- ✓ La aplicación de este método necesita de una cuidadosa revisión de las características del yacimiento y los fluidos, así como de la posibilidad de realizar pruebas piloto, debido a que es un método que ha sido exitoso en estudios experimentales en amplios rangos de valores. Por lo que ha sido difícil la implementación de una guía de selección o criterios de escrutinio.
- ✓ Mantener estable el frente de combustión y a una temperatura adecuada es una premisa que debe ser considerada en el diseño del proceso y los estudios de laboratorio así como en su aplicación de campo.
- ✓ La caracterización adecuada del yacimiento es de suma importancia; con ella será posible vislumbrar el posible éxito del proyecto, ya que una de las principales causas de que el método no funcione se presenta en las características del yacimiento como barreras de permeabilidad, fracturas, vugulos, etcétera. por lo que puede aumentar el riesgo de que el proyecto no sea exitoso.
- ✓ En México se debería apostar por tecnologías que aun no han sido aplicadas con objeto de asimilarlas y posteriormente aplicarlas. Como es proceso CAPRI. Que podría resultar exitoso en algunos casos.
- ✓ Estas son las pautas generales que reflejan la tecnología actual y el clima económico. Cada perspectiva debe ser examinada de cerca sobre una base individual y un juicio de ingeniería.

REFERENCIAS

1. **Akkutlu, I.Yucel., Yortsos, Yannis.C.:** *"The Dynamics of Combustion Fronts in Porous Media"*. SPE 63225, 2000.
 2. **Buckingham, E.:** *"On Physically Similar Systems; Illustrations of the Use of Dimensional Equations"*. Bureau of Standards Vol. 4 1914.
 3. **Butler, M.:** *"Thermal Recovery of Oil and Bitumen"*. Prentice Hall, 1991.
 4. **Cao, E., Greaves, M., Rigby, S.P.:** *"Phase Properties of Mobile Oil Zone in the THAI-CAPRI Process"*. CIPC Paper No 2009-048. 2009.
 5. **Caudle, Ben.H., Chang, Harry.L., Chieh Chu., Crawford, Paul.D., Geffen, Ted.M., Johansen, Robert.T., MacDonald, Robert.C., Meldau, Robert.F., Necmettin Mungan., Neil, Jerry.D., Poettmann, Fred.H.:** *"improved Oil Recovery"*. Interstate Oil Compact Commision, 1983.
 6. **Dubey, N.K.:** *"Laboratory Investigation on Light Oil Air Injection"*. SPE 138372, 2010.
 7. **Greaves, M., Xia, T.X., Limbus, S., Nero. V.:** *"THAI-CAPRI Process: Tracing Downhole Upgrading of Heavy Oil"*. Paper No 2004-067. 2004.
 8. **Greaves, M., Xia, T.X.:** *"CAPRI-Downhole Catalytic Process for Upgrading Heavy Oil: Produced Oil Properties and Composition"*. Paper No 2001-023. 2001.
 9. **Latil, Marcel., Bardon, Charles., Burger, Jack., Sourieau, Pierre.:** *"Enhanced Oil Recovery"*. Gulf Publishing Co. 1980.
 10. **Mailybaev, A.A., Bruining, J., Marchesin, D.:** *"Analitical Formulae for In Situ Combustion"*. SPE 129904, 2010.
 11. **Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., Tiorco, LCC., Alvarado, V.:** *"EOR: Current Status and Opportunities"*. SPE 130113, 2010.
 12. **Martinez, Julian.:** *"Apuntes de Mecánica de Fluidos"*. Universidad de Oviedo. 2008.
 13. **Partha S. Sarathi.:** *"In Situ Combustion Handbook Principles and Practices"*. BDM Petroleum Technologies, 1999.
 14. **Rodriguez, J.R., Mamora, D.D.:** *"Analitical Model of the Combustion Zone in Oxygen-Enriched In Situ Combustion Tube Experiments"* Paper No 2005-072. 2005.
 15. **Trivedi, Japan., Babadagli, Tayfun.:** *"Scaling Miscible Displacement in Fractured Porous Media Using Dimensionless Groups"*. JPE 58-66, 2008.
-
-

16. **Turta, A.T., Sinhal, A.K.:** “*Overview of Short-Distance Oil Displacement Process*”. Journal of Canadian Petroleum Technology. Volume 43, No 2. February 2004.
17. **White, Philip.D., Moss, Jon.T.:** “*Thermal Recovery Methods*”. PenWell 1993.
18. **Xia, T.X., Greaves, M., Werfill, W.S., Rathbone, R.R.:** “Downhole Conversion of Lloydminster Heavy Oil Using THAI-CAPRI Process”. SPE/PS-CIM/CHOA, 78998, 2002.
19. **Xia, T.X., Greaves, M.:** “*Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to-Heel Air Injection*” SPE/Petroleum Society of CIM 65526, 2000.