



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROCESO THAI – CAPRI COMO MÉTODO DE
RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO
PESADO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ENRIQUEZ AREGULLIN VÁZQUEZ ENRIQUE HUMBERTO

DIRECTOR DE TESIS

DRA. ROCÍO G. DE LA TORRE SÁNCHEZ



MÉXICO, D.F. MARZO DE 2010.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1467

SR. ENRIQUE HUMBERTO ENRIQUEZ AREGULLIN VAZQUEZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Rocío de la Torre Sánchez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROCESO THAI-CAPRI COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	ANTECEDENTES
II	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO
III	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA THAI
IV	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO THAI-CAPRI
V	PROYECTOS DE APLICACIÓN DEL PROCESO THAI-CAPRI
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 18 de Noviembre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
Vocal	DRA. ROCIO GUADALUPE DE LA TORRE SANCHEZ
Secretario	ING. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO
1o. suplente	ING. MANUEL SERRANO SALDAÑA
2o. suplente	DR. SERGIO QUIÑONES CISNEROS

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional del señor ENRIQUEZ AREGULLIN VAZQUEZ ENRIQUE HUMBERTO registrado con número de cuenta 09805071-0 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de ésta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar e oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 16 de Febrero de 2010.

EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

AGRADECIMIENTOS

Dedico esta tesis como agradecimiento a todos aquellos que me brindaron su apoyo y amistad durante estos años de estudio, a aquellos que con sus consejos y comentarios me mostraron la senda a seguir. Considero que no hay palabras para agradecerles los gratos momentos que he vivido a su lado. Gracias a todos ustedes por creer en mí y por darme los estímulos necesarios para seguir adelante en mi vida.

Agradezco a **mis padres** por inculcarme los valores que guiarán mi vida, por sus consejos, por su confianza, por preocuparse de mí en cada momento, por tratar de hacer de mí una mejor persona, por el tiempo dedicado, por estar siempre a mi lado y por todo el cariño que me brindan, gracias.

A **mi hermana Sara y a mi cuñado Armando Michaud** por ser una fuente de inspiración en mi vida, por el apoyo incondicional que me mostraron, por todos sus consejos y enseñanzas, por ser mis amigos, por mostrarme que existen buenos seres humanos que en cada momento se preocupan por los demás, gracias.

A **mi hermano José Ramón, a mi cuñada Xochitl Zetina y a Natalia Enriquez** por su apoyo y comprensión, por su cariño, por los imborrables momentos de diversión que hemos vivido juntos, por ser mis amigos y por luchar junto a mí en todo momento, gracias.

A **mi hermano Luis, a Verónica Alcántara y a María José Enriquez** por todo el tiempo que pasaron a mi lado, por sus consejos, por todo el apoyo que me brindaron durante formación profesional y por mostrarme que es posible ser una mejor persona día a día, gracias.

A **mi hermana Liliana y a mi cuñado Hans Berlage** por mostrarme que la vida debe de afrontarse con valentía, por sus ejemplos de rectitud y responsabilidad, por sus reflexiones, por su ayuda y por su cariño, gracias.

A **la Ing. Tania Tovar Rodríguez**, por ser una excepcional persona a la cual quiero y admiro incondicionalmente, por su placentera compañía a lo largo de mi formación profesional, por ser mi mejor amiga, por sus palabras, por su comprensión, por todos los gratos momentos que vivimos y por la motivación que despertó en mí para culminar mis estudios, gracias.

Al **Ing. Aliskair Anguiano Alvarado**, por ser un excelente amigo que estuvo conmigo durante mi formación profesional, por los momentos de diversión, por acompañarme y beber muchas tazas de café al elaborar este trabajo, por mostrarme que nunca debemos darnos por vencidos y por ser una gran persona, gracias.

A **Omar Ramírez y a Erick Beltrán**, por ser mis amigos incondicionales y por estar conmigo en cada instante, por todos los momentos de diversión que pasamos juntos, por su

sentido del humor, por preocuparse por mí, por mostrarme que si existe la amistad, gracias.

Al **Ing. Iván Ruiz Gastelum**, por ser un gran amigo con el que se puedo contar en cualquier momento, por su comprensión y apoyo, por ser un excelente ser humano, por la oportunidad que me dio de conocerlo, por todos los momentos de diversión y por todas sus platicar.

A la **Dra. Roció de la Torre** por el gran apoyo que me brindo para realizar este trabajo y por sus enseñanzas durante mi formación profesional.

A mis sinodales **Ing. Isarel Castro Herrera, Ing. Manuel Serrano Saldaña, Dr. Erick Luna Rojero y al Dr. Sergio Quiñones** por el tiempo y sus comentarios acerca de este trabajo de tesis.

A **Carolina Cortes, Guillermo Martínez Cedillo Melisa Nieto, Emmanuel Rangel, Ing. Oscar Santiesteban, Juan Carlos Ávila Don Lucas, Roberto Tovar, Pedro Tovar, Aarón Flores Barajau, Sergio Sosa, Víctor López Montero, Ricardo Linares, Ing. Jonathan Huerta, Ing. Omar Hurtado, Ing. Valeria Castañeda, Ing. Fernando González, Ing. Cesar Monrroy, Ing. Miguel Ángel Mendoza, Iván Contreras, Alexi Pastrana, Ing. Jonathan Monterrubio, José Arturo Jardón, Ing. Javier Mendoza, Ing. Cristian Valadez, Ing. Carla Contreras, Ing. Grecia Ramírez Ovalle, Estefany Sánchez, Ariadna Morales, Lorena Vences, Ing. María de los Ángeles Domínguez, Yusam Anguiano, Sarasuady Anguiano**, gracias a todos ustedes por todos los momentos vividos y por demostrarme su sincera amistad.

A la **Facultad de Ingeniería** por haberme dotado de las herramientas necesarias y los conocimientos necesarios para mi vida futura.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** mi alma mater por haberme permitido concluir una carrera universitaria al lado de excelentes seres humanos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
RESUMEN	XII
INTRODUCCIÓN	XIV

**CAPÍTULO I
ANTECEDENTES**

I.I CONCEPTOS BÁSICOS	15
I.II RESERVAS PROBADAS DE CRUDO PESADO EN ELMUNDO	18
I.III CARACTERÍSTICAS Y CLASIFICACIÓN DEL CRUDO PESADO	20
I.III.I CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO	20
I.III.II CLASIFICACIÓN DEL CRUDO PESADO	20
I.IV CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN	26
I.IV.I RECUPERACIÓN PRIMARIA	26
I.IV.II RECUPERACIÓN SECUNDARIA	27
I.IV.III RECUPERACIÓN TERCIARIA Y/O MEJORADA	27
I.V FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO	28
I.V.I FENÓMENOS A LA ESCALA DE LOS POROS - CAPILARIDAD – ADSORCIÓN	29
I.V.II FENÓMENOS A ESCALA DEL MEDIO POROSO	32
I.V.III FENÓMENOS A LA ESCALA DEL YACIMIENTO	34
I.VI CONDICIONES DE MOVILIZACIÓN Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO PESADO	36
I.VI.I HISTÉRESIS DEL ÁNGULO DE CONTACTO – EFECTO JAMIN	36
I.VI.II FUERZAS VISCOSAS CONTRA FUERZAS CAPILARES	38
I.VII MECANISMOS DE MOVILIZACIÓN	42
I.VII.I MOVILIZACIÓN MISCIBLE	42
I.VII.II MOVILIZACIÓN POR BAJA TENSIÓN INTERFACIAL	42
I.VII.III MOVILIZACIÓN POR SOLUBILIZACIÓN Y ENSANCHAMIENTO	43
I.VII.IV MOVILIZACIÓN POR CAMBIO DE MOJABILIDAD	44

**CAPÍTULO II
MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO**

II. I MÉTODOS DE RECUPERACIÓN	45
II.II DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS MEDIANTE PROCESOS TÉRMICOS	46
II.II.I CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA	47
II.II.II PROCESOS IN SITU	47
II.II.II.I COMBUSTIÓN IN SITU	47
II.III SELECCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN	51
II.IV CARACTERÍSTICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO THAI – CAPRI	52

**CAPÍTULO III
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA THAI**

III.I RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO: PANORAMA GENERAL	54
III.I.I RECUPERACIÓN DE ACEITE MEJORADA (IOR) vs. RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE (EOR)	54
III.I.II RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE (EOR)	55
III.I.III ESTADO ACTUAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE PESADO	57
III.II PROCESO THAI	59
III.II.I ANTECEDENTES	59
III.II.II DEFINICIÓN DEL MÉTODO THAI	61
III.II.III RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL PROCESO THAI	64

III.II.IV BENEFICIOS DEL METODO THAI	66
III.III ANALISIS DEL PROCESO THAI UTILIZANDO MODELOS ANALITICOS SIMPLES	68
III.III.I SIMULACIÓN DE LA COMBUSTION	68
III.III.II SIMULACION DE LA COMBUSTION EN 1-D	74
III.III.III MODELOS ANALITICOS SIMPLES APLICADOS AL PROCESO THAI	76
III.IV SIMULACION DEL PROCESO THAI PARA DETERMINAR EL ARREGLO ÓPTIMO DE POZOS	83
III.IV.I INTRODUCCION	83
III.IV.II DESARROLLO DEL MODELO	83
III.IV.III ARREGLOS DE POZOS USADOS PARA EL PROCESO THAI	84
III.IV.IV PROCESO THAI vs LA COMBUSTION IN SITU CONVENCIONAL (CISC)	86
III.IV.V CONCENTRACIÓN DE OXÍGENO Y PROPORCIÓN DE INYECCIÓN	88
III.IV.VI CONCLUSIONES DE LA SIMULACION	91
III.V YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL PROCESO THAI	92

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO CAPRI

IV.I ANTECEDENTES	98
IV.II ¿QUÉ S UN CATALIZADOR QUÍMICO?	99
IV.III ¿QUÉ ES CATÁLISIS QUÍMICA?	99
IV.IV CATÁLISIS DEL PETRÓLEO	100
IV.IV.I PROCESOS CATELÍTICOS DEL PETRÓLEO	101
IV.V DEFINICIÓN DEL PROCESO CAPRI	102
IV.VI DESCRIPCIÓN DEL PROCESO CAPRI	103
IV.VII VENTAJAS DEL PROCESO CAPRI	104
IV.VIII SIMULACIÓN DEL PROCESO THAI – CAPRI	105
IV.VIII.I INTRODUCCIÓN	105
IV.VIII.II FASE EXPERIMENTAL	105
IV.VIII.III RESULTADOS	107
IV.VIII.IV SIMULACIÓN 2000 – 07	108
IV.VIII.V SIMULACIÓN 2001 – 01	109
IV.VIII.VI ANALISIS SARA/PIN	111
IV.VIII.VII ANALISIS ELEMENTAL	111
IV.VIII.VIII CONCLUSIONES	112

CAPÍTULO V

PROYECTOS DE APLICACIÓN DEL PROCESO THAI - CAPRI

V.I PROYECTO WHITESANDS	113
V.I.I INTRODUCCIÓN	113
V.I.II DESCRIPCION DEL PROYECTO	114
V.I.III APLICACIÓN DEL PROCESO THAI	114
V.I.IV INSTALACIONES SUPERFICIALES DEL PROYECTO	115
V.I.V CICLO DE VIDA DEL PROYECTO	115
V.I.VI MEDIO AMBIENTE	116
V.II PROYECTO MAY RIVER (FASE I)	117
V.II.I INTRODUCCIÓN	117
V.II.II DESCRIPCION DEL PROYECTO MAY RIVER (FASE I)	117
V.II.II.I APLICACIÓN DEL PROCESO THAI EN EL PROYECTO MAY RIVER	118
V.II.II.II INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO	119
V.II.II.III REQUERIMIENTOS DE AGUA	120
V.II.II.IV AGUA PRODUCIDA	120
V.II.II.V GAS PRODUCIDO	120
V.II.II.VI RECUPERACIÓN DE AZUFRE	120
V.II.II.VII MEDIO AMBIENTE	121

V.II.II.VIII VEGETACIÓN	121
V.II.II.IX FAUNA SILVESTRE	121
V.II.II.X PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO	122
V.III PLANES DE COMERCIALIZACIÓN DEL PROCESO THAI	122
V.III.I PROYECTO DAWSON	122
V.III.II PROYECTO KERROBERT	123
V.III.III PROYECTO SUTTON	125
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	CXVII
REFERENCIAS	CXVIII

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1 Total de reservas de crudo en el mundo	18
Figura 1.2 Reservas probadas de crudo	19
Figura 1.3 Ejemplo de un crudo pesado clase A	22
Figura 1.4 Ejemplo de un crudo pesado clase B	22
Figura 1.5 Ejemplo de un crudo pesado clase C	24
Figura 1.6 Ejemplo de un crudo pesado clase D	25
Figura 1.7 Condiciones de explotación del yacimiento	26
Figura 1.8 Estructura de entrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad	30
Figura 1.9 Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto	31
Figura 1.10 Adsorción de surfactante y cambio de mojabilidad	31
Figura 1.11 Comportamiento de drene e imbibición	33
Figura 1.12 Disposición en “five spots” con un pozo inyector en el centro y 4 pozos productores	35
Figura 1.13 Formación de dígitos durante una inyección con movilidad mal controlada	36
Figura 1.14 Gota de líquido (L) mojando la pared de un capilar, en ausencia de movimiento (izquierda), y en desplazamiento en la dirección de la flecha (derecha)	37
Figura 1.15 Radios de curvatura (en ausencia de gravedad) en los meniscos de avance y de retroceso en función de los ángulos de contacto	37
Figura 1.16 Gota sobre plato inclinado mostrando la histéresis de ángulo de contacto	37
Figura 1.17 Configuración de una gota de aceite (O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso	38
Figura 1.18 Porcentaje de Recuperación en función del Número Capilar	41
Figura 1.19 Movilización de las gotas atrapadas mediante la inyección de solución de surfactante que produce una baja tensión interfacial	43
Figura 1.20 Diagrama ternario (tipo Winsor II) en el cual la fase aceite (circulo negro) ha solubilizado una considerable cantidad de agua	44

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Relación de la viscosidad y la temperatura de los crudos pesados	45
Figura 2.2 Combustión in situ convencional	49
Figura 2.3 Combustión in situ en reversa	50

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Porcentaje de la Recuperación Mejorada de Aceite para diferentes Hidrocarburos	55
Figura 3.2 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada de aceite	56
Figura 3.3 Producción de crudo pesado en los EE.UU. por EOR	57
Figura 3.4 Desglose de la producción de crudo pesado por país mediante EOR	58
Figura 3.5 Producción de crudo pesado por país mediante EOR	59
Figura 3.6 Desplazamiento a corta distancia del proceso THAI (SDD)	60
Figura 3.7 Esquema del proceso THAI (SDD)	61
Figura 3.8 Zonas durante el proceso THAI	62
Figura 3.9 Etapas del proceso THAI	63
Figura 3.10 Diferentes zonas del proceso THAI	65
Figura 3.11 Disposición de los pozos en el proceso THAI	69
Figura 3.12 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido	70
Figura 3.13 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido	71
Figura 3.14 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido	71
Figura 3.15 Desplazamiento vertical del frente de combustión y perfil de temperatura para la inyección de aire enriquecido en el proceso THAI	72
Figura 3.16 Efecto del porcentaje de oxígeno durante la simulación del proceso THAI	73
Figura 3.17 Efecto del porcentaje de oxígeno en la inyección para el proceso THAI	73
Figura 3.18 Experimento 1 – D en el tubo de combustión	74

Figura 3.19 Componentes de gas producido	75
Figura 3.20 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido	75
Figura 3.21 Resultados de la simulación del proceso THAI	77
Figura 3.22 Parámetros utilizados para predecir la recuperación de aceite por medio del proceso THAI	78
Figura 3.23 Diseño del programa de inyección de gas	82
Figura 3.24 Aire inyectado después de 120 días (C-ISC)	87
Figura 3.25 El modelo THAI después de 2 años de simulación	87
Figura 3.26 Variaciones de la temperatura respecto del tiempo en el proceso THAI	89
Figura 3.27a Avance del frente de combustión en el caso homogéneo	90
Figura 3.27b Avance del frente de combustión en el caso aleatorio	90
Figura 3.27c Avance del frente de combustión en el caso estocástico	91

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 Reservas probadas recuperables de crudo al 2008	98
Figura 4.2 Esquema del proceso CAPRI	102
Figura 4.3 Celda de combustión 3 – D para la prueba THAI - CAPRI	105
Figura 4.4 Mejoramiento in situ del aceite producido (simulación 2000 – 07)	109
Figura 4.5 Mejoramiento in situ del aceite producido (simulación 2001 – 01)	110
Figura 4.6 Análisis SARA / PIN del aceite producido (simulación 2001 – 01)	111
Figura 4.7 Composición del trazador en el aceite producido (simulación 2001 – 01)	112

CAPÍTULO V

Figura 5.1 Ubicación del proyecto Whitesands	113
Figura 5.2 Imagen 3-D del proyecto Whitesands	115
Figura 5.3 Inicio del proyecto Whitesands	116
Figura 5.4 Ubicación del proyecto May River (fase I)	117
Figura 5.5 Esquema del proceso THAI	118
Figura 5.6 Instalación central de procesamiento	119
Figura 5.7 Disposición de los pozos	120
Figura 5.8 May River (Localizado a 8 kilómetros al oeste de la ubicación del proyecto)	121
Figura 5.9 Ubicación del proyecto Dawson, Canadá	123
Figura 5.10 Ubicación del proyecto Kerrobert, Canadá	124
Figura 5.11 Ubicación del proyecto Sutton, Canadá	125

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 Caracterización de los crudos pesados	20
---	----

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Tipos de combustión in situ	48
Tabla 2.2 Criterios de diseño para el proceso de combustión in situ	51
Tabla 2.3 Criterio de selección para la aplicación de los procesos THAI – CAPRI	52
Tabla 2.4 Parámetros del yacimiento, método THAI – CAPRI	53

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Beneficios THAI vs SAGD	67
Tabla 3.2 Características del modelo de combustión	69
Tabla 3.3 Rangos para el uso de la correlación Satman – Brigham	76
Tabla 3.4 Parámetros utilizados para la simulación del proceso THAI	76
Tabla 3.5 Características del Campo Sur Belridge	79
Tabla 3.6 Estimación del depósito de combustible	80
Tabla 3.7a Resultados de la simulación en el tubo de combustión	81
Tabla 3.7b Resultados con el método NELSON - McNEIL	81
Tabla 3.7c Resultados de la simulación del proceso THAI	82
Tabla 3.8 Arreglo de pozos para el proceso THAI	84
Tabla 3.9 Arreglo de pozos para el proceso THAI	85
Tabla 3.10 Arreglo de pozos para el proceso THAI	86
Tabla 3.11 THAI vs C – ISC	88
Tabla 3.12 Producción acumulada respecto a la heterogeneidad del yacimiento	90
Tabla 3.13 Yacimientos candidatos para la aplicación del proceso THAI	92
Tabla 3.14 Tecnología disponible para la aplicación del proceso THAI	97

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1 Condiciones del experimento 3 - D THAI – CAPRI	106
Tabla 4.2a Trazadores usados en la simulación 2001 -01	107
Tabla 4.2b Trazadores usados en la simulación 2001 -01	107
Tabla 4.3a Resultados de las pruebas THAI - CAPRI	107
Tabla 4.3b Resultados de las pruebas THAI - CAPRI	108
Tabla 4.4 Análisis elemental del aceite producido (prueba 2001 – 01)	110

RESUMEN

Las reservas de petróleo pesado son muy diferentes a los depósitos convencionales. Para comenzar, la escala de tiempo de producción es mucho mayor. Los yacimientos de petróleo pesado por lo general producen a régimen estable durante décadas.

A lo largo del tiempo, estos yacimientos producen grandes cantidades de petróleo. Los depósitos de petróleo pesado se encuentran generalmente en arenas poco consolidadas, lo cual implica que los perforadores deben tomar precauciones adicionales para mantener la integridad de los pozos y para manejar la producción y eliminación de arena. Los depósitos de petróleo pesado presentan diferencias, incluso entre campos adyacentes. Los métodos de recuperación que funcionan en algún lugar pueden no funcionar en otro.

Una técnica de recuperación mejorada alternativa es el proceso THAI, esta tecnología consiste en inyectar aire con una concentración de oxígeno para inducir la ignición en presencia de crudo dentro del yacimiento y permitir la combustión a un régimen controlado. A medida que la combustión avanza a través del yacimiento, se genera suficiente calor y gas de combustión para reducir la viscosidad del crudo pesado y aumentar la movilidad del aceite que se encuentra delante del frente de combustión. En recientes pruebas piloto se ha desarrollado una versión catalítica de este proceso conocido como THAI – CAPRI; CAPRI es un catalizador sólido que mejora in situ la gravedad API del hidrocarburo; es decir en un solo paso produce un crudo sintético con la gravedad API necesaria para fluir a través de los oleoductos, permitiendo que su recuperación sea económicamente rentable.

El propósito de esta tesis es dar a conocer el desarrollo de esta tecnología. Para un mejor entendimiento, se ha dividido en cinco capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación.

Capítulo I Antecedentes: se enfoca a mencionar los conceptos básicos para la producción de los crudos pesados, la problemática que estos presentan para fluir a la superficie, la caracterización de los mismos y las etapas en las que el aceite es recuperado.

Capítulo II Métodos de recuperación de crudo pesado: hace una revisión de los métodos de recuperación mejorada disponibles para crudo pesado, enfocándose principalmente en el aumento de la temperatura para la reducción de la viscosidad del crudo pesado, por esta razón este capítulo ha sido dividido en dos secciones; los métodos de recuperación térmicos y los métodos de recuperación no térmicos.

Capítulo III Descripción del método de recuperación mejorada THAI: describe de manera detallada en qué consiste este proyecto, apoyándose con simulaciones y otros conceptos técnicos que ayudarán a comprender mejor este método.

Capítulo IV Descripción del proceso CAPRI: en este capítulo se hace una descripción del proceso catalítico que CAPRI lleva a cabo, apoyándose en una simulación para demostrar la eficiencia del mismo.

Capítulo V Proyectos de aplicación del proceso THAI – CAPRI: hace una revisión de los proyectos que se están realizando actualmente y describe brevemente aquellos que en un futuro no muy lejano se llevarán a cabo.

INTRODUCCIÓN

Alrededor del 15 [%] del suministro diario mundial de petróleo es tan viscoso que no puede fluir a través de las tuberías por sí mismo. Aún así, la importancia del petróleo pesado (generalmente definido como cualquiera que tenga una gravedad API menor a 22) está incrementando. La razón es el volumen total, se estima que la cantidad de petróleo pesado in situ es de cinco a diez veces mayor que las reservas de crudo convencional.

En las décadas futuras, el petróleo pesado probablemente afectará la dinámica del suministro global, ya que el 80 por ciento de las reservas conocidas de petróleo pesado están en el Hemisferio Occidental. Canadá y Venezuela concentran el 90 por ciento de todas las reservas conocidas de petróleo pesado (Sociedad Canadiense de Geofísicos de Exploración).

De acuerdo a datos estadísticos (The World Factbook, 2008) Venezuela tiene actualmente $87,040 \times 10^6$ de barriles en reservas recuperables totales, compuesto de crudo tanto ligero como pesado. De acuerdo con la investigación de recursos energéticos llevada a cabo por el Consejo Mundial de la Energía, Venezuela se encuentra en proceso para determinar y localizar zonas potencialmente productoras en la Faja del Orinoco y de esta forma incorporar reservas con un volumen de aproximadamente 235 mil millones de barriles de petróleo pesado recuperable.

El problema, por supuesto, es que los crudos pesados son notablemente difíciles de recuperar, transportar y refinar. El desafío técnico radica en mejorar la movilidad del petróleo para lograr que fluya con mayor facilidad.

Para conseguirlo se necesita comprender mejor su composición, el manejar de los componentes más pesados y el cómo puede cambiar la tasa de recuperación en el yacimiento respecto al tiempo.

Esta tesis está dirigida a los profesionales y técnicos que trabajan en el área de producción de yacimientos. La necesidad y utilidad de la presente tesis para los ingenieros de producción está directamente relacionada a la aplicación de los conceptos y conocimientos adquiridos en las actividades inherentes a la extracción, producción de crudos pesados y su aplicación es directamente proporcional a su rendimiento así como a los beneficios de la empresa proveniente de su trabajo, influyendo esto en su desarrollo técnico dentro de la industria petrolera.

El objetivo de esta tesis es dar a conocer la problemática que estos crudos pesados presentan a las compañías operadoras y proponer un nuevo método de recuperación mejorada que de ser aplicado a nivel mundial podría recuperar hasta un 80 [%] del aceite in situ además de que con este método conocido como THAI – CAPRI es posible mejorar in situ la calidad API del hidrocarburo.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

I.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa.

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o los huecos de la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada, como consecuencia de la profundidad a la que se encuentra localizado el yacimiento (Landes, 1977).

La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro hasta algunos micrómetros.

Cada medio poroso tiene características de *porosidad*, el porcentaje de volumen vacío; *permeabilidad*, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; *mojabilidad*, una medida de la naturaleza superficial de la roca. Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en zonas muy o poco permeables, y eventualmente de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir cambios preferenciales y segregaciones.

El hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso es un aceite al que también se le dice crudo. En el segundo se le conoce como gas natural. Según la teoría orgánica (Yergin, 1992), que es la más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es de tipo orgánico y sedimentario.

Esa teoría señala que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produjo la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convirtió en aceite y gas.

Esa materia orgánica estaba compuesta fundamentalmente por el fitoplancton y el zooplancton marinos, al igual que por materia vegetal y animal, todo lo cual se depositó en el pasado en el fondo de los grandes lagos y en el lecho de los mares.

Junto a esa materia orgánica se depositaron mantos sucesivos de arena, arcilla, limo y otros sedimentos arrastrados por los ríos y el viento, todo lo cual conformó lo que geológicamente se conoce como rocas o mantos sedimentarios, es decir, formaciones hechas de sedimentos.

Entre esos mantos sedimentarios es donde se llevó a cabo el fenómeno natural que dio lugar a la formación del petróleo y el gas natural. Ese proceso de sedimentación y transformación ocurrió a lo largo de millones de años, ubicando su inicio en la época de los dinosaurios y los cataclismos.

En un comienzo los mantos sedimentarios se depositaron en sentido horizontal. Pero los movimientos y cambios violentos que han sacudido a la corteza terrestre variaron su conformación y, por consiguiente, los sitios donde se encuentra el petróleo.

Es por esto, que la Geología identifica varios tipos de estructuras subterráneas donde se pueden encontrar yacimientos de petróleo: anticlinales, fallas, domos salinos, etc. En todo caso, el petróleo se encuentra ocupando los espacios porosos de las rocas, principalmente de rocas como areniscas y calizas. Es algo así como el agua que empapa una esponja. En ningún caso hay lagos de petróleo. Por consiguiente, no es cierto que cuando se extrae el petróleo quedan enormes espacios vacíos en el interior de la tierra.

Si tomamos el ejemplo de la esponja, cuando ésta se exprime vuelve a su textura inicial. En el caso del petróleo, los poros que se van desocupando son llenados de inmediato por el mismo petróleo que no alcanza a extraerse y por agua subterránea. Los orígenes del gas natural son los mismos del petróleo, pues, como se dijo antes, el gas es petróleo en estado gaseoso. Cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama "gas asociado". Pero también hay yacimientos que sólo tienen gas, caso en el cual se le llama "gas libre".

Otros yacimientos sólo contienen petróleo líquido en condiciones variables de presión y temperatura. Generalmente el petróleo líquido se encuentra acompañado de gas y agua. La extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento. Para poner un pozo a producir se baja una especie de pistola y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubing" o "tubería de producción (T.P.)".

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión interna de yacimiento y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste fluirá por sí solo.

En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de válvulas", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "bombeo mecánico", el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las instalaciones de producción, separación y almacenamiento. Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia las terminales de embarque.

El gas natural asociado que acompaña al petróleo se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o distribuirlo como "gas seco" hacia los centros de consumo a través de gasoductos. En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo y enviarlo a los centros de consumo.

A pesar de los avances alcanzados en la industria petrolera, nunca se logra extraer todo el petróleo que se encuentra en un yacimiento, en el mejor de los casos se obtiene el 50 ó 60 por ciento. Por tal razón, existen métodos de recuperación secundaria y mejorada para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por medio de pozos inyectores paralelos a éste.

En el mundo se incrementa aceleradamente la demanda de energía. Los países como Estados Unidos, China, Rusia y la India consumen un porcentaje muy grande de la energía, por lo anterior es de gran importancia buscar fuentes no convencionales de energía tales como energías renovables, hidratos de metano o el restablecimiento de programas nucleares. Cualquier perspectiva demuestra que los combustibles fósiles todavía serán la fuente principal de la energía.

Los hidrocarburos desempeñan un papel importante en el mundo. Con algunas excepciones, el planeta se ha explorado casi exhaustivamente al punto donde se tiene una buena estimación de los recursos. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 6 a 9 billones de barriles de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo.

El petróleo convencional representa sólo un 30 % (figura 1.1) aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen. Las fracciones de crudo más livianas derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

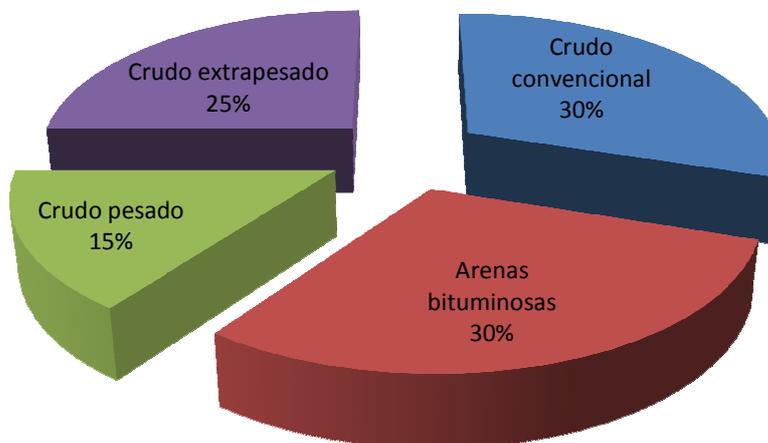
TOTAL DE RESERVAS DE CRUDO EN EL MUNDO

Figura 1.1 Total de reservas de crudo en el mundo, (*La importancia del petróleo pesado, oilfield review 2006, 18, 2*).

Debido al gran volumen e importancia del aceite pesado en sector energético, en este trabajo, se mencionarán la distribución de estas reservas en el mundo, sus principales características, su clasificación y en los capítulos siguientes se propone un método de recuperación mejorada, con lo cual estas reservas pretenden ser extraídas.

I.II RESERVAS PROBADAS DE CRUDO PESADO EN ELMUNDO

En la figura 1.2 se muestra un mapa con la distribución mundial de las reservas probadas de crudo al 2008 (se incluyen las reservas de crudo súper ligero, ligero, pesado, extra pesado y bitumen), las cuales se denotan en una escala de azules que van desde 0 [Bbl] hasta 267×10^9 [Bbl]. En esta misma figura y de manera numerada se muestra los principales países que en sus reservas probadas poseen crudo pesado, extra pesado y/o bitumen.

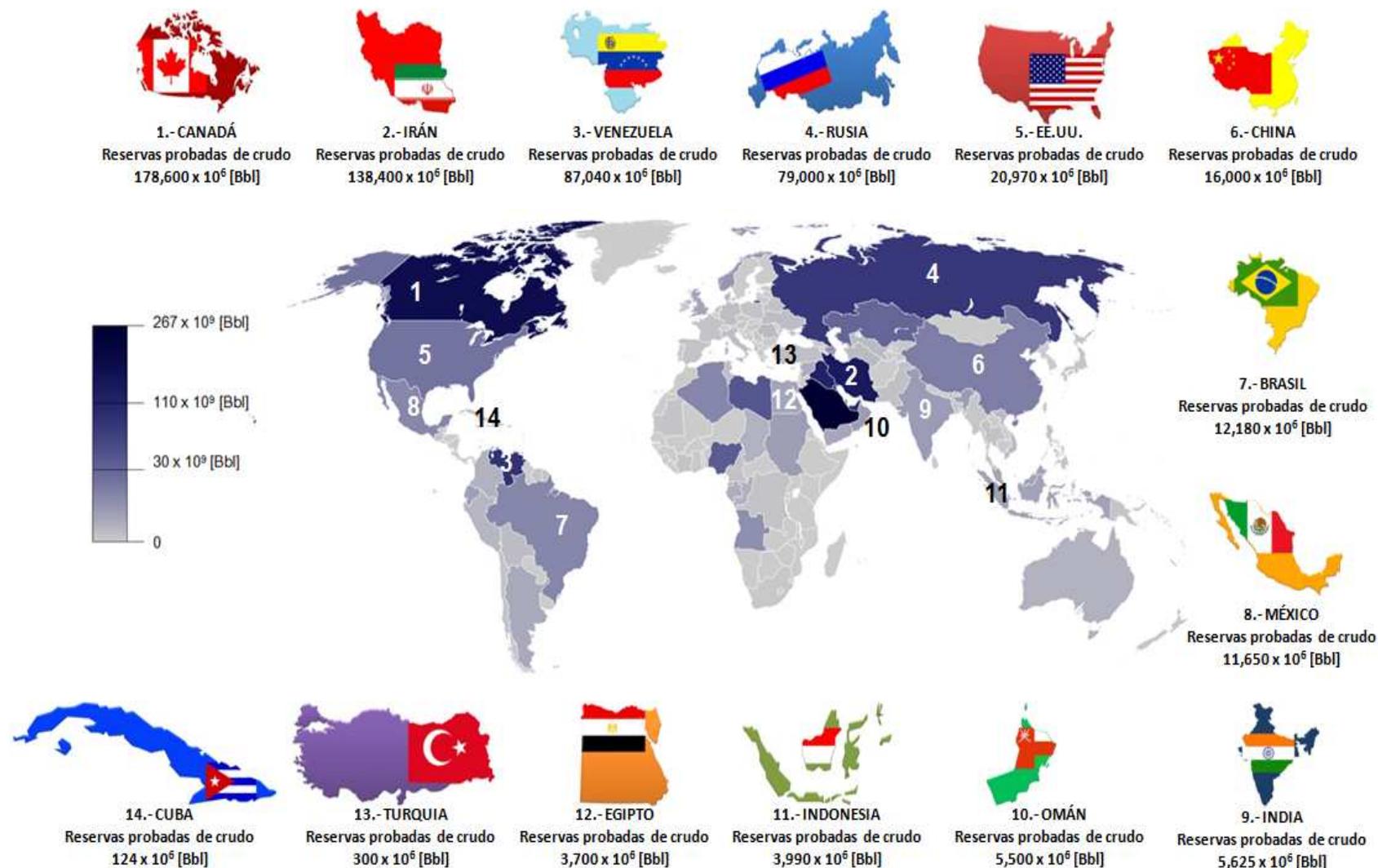


Figura 1.2 Reservas probadas de crudo (los números muestran los principales países que poseen crudo pesado en sus reservas), (The World Factbook, 2008).

I.III CARACTERÍSTICAS Y CLASIFICACIÓN DEL CRUDO PESADO

I.III.I CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO

La tabla 1.1 muestra la composición elemental del petróleo pesado.

Tabla 1.1 Caracterización de los crudos pesados, (Bestougeff M., Heavy Crude oils and their classification, Caracas, Venezuela 2004).

PROPIEDADES Y COMPOSICIÓN	CRUDOS INTERMEDIOS	TIPOS DE CRUDO PESADO		
		I	II	II
Profundidad promedio (m)	580 – 2140	770 - 1600	450 - 1200	120 – 910
Valores extremos	20 – 3900	90 - 3400	160 - 3517	0 – 1000
Densidad a 60 °F	0.904-0.934	0.935 – 0.965	0.966 – 0.993	0.944 – 1.040
Gravedad API	25 – 20	20.1 – 14.9	15.0 – 11.0	11 - 1 – 4.5
Viscosidad (cSt) a 100 °F Promedio	40 - 425	410 - 1200	800 - 1320	1320 - 100 000
Viscosidad (cSt) a 100 °F Valores extremos	1250	21 – 1600	190 - 18000	150 000 +
% S (promedio)	0.1 – 4.6	1.6 – 5	1.6 - 5	3.4 – 6.5
Valores extremos	5	5.5	7.5 (9.6) ^a	0.1 – 7
% N (promedio)	0.1 – 0.74	0.22 – 0.9	0.2 – 0.8	0.1 – 0.9
Valores extremos	1.67	1.23		
% Asfaltenos (promedio)	1 – 5.7	0.1 – 4	5.8 – 14.3	3.4 – 6.5
Valores extremos	1.0 - 10	0.7 – 4.5	0.4 - 17	0.7 – 42
% Carbón Conradson (promedio)	2.8 - 12	4 – 11.1	1.4 – 13.8	8.0 -21
Fracción por debajo de 200 °C	2.8 - 19 (27)	0 - 10 (13.6)	0 - 6 (20)	0 - 4 (7)
Contenido de Vanadio (PPM)	40 - 156	100 - 228	156 - 413	100 - 1200
Valores extremos	1.4 - 32		90	45 – 2070
Contenido de Níquel (PPM)	29 - 40	18 – 30	24 - 130	40 - 150
Valores extremos	2.0 - 60			5.0 – 18

^a Valor del contenido de azufre excepcionalmente alto encontrado en Crudo Etzel (Oeste de Alemania). Valores extremos entre paréntesis.

I.III.II CLASIFICACIÓN DEL CRUDO PESADO

De acuerdo con departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), el petróleo pesado es aquel que presenta densidades API entre 10 y 22.3 grados. Sin embargo, la interacción con otras variables puede dar como resultado que un crudo pesado presente diferentes °API.

Los crudos con °API menores de 10, se clasifican como extrapesados, ultrapesados o superpesados por ser más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, presentan densidades que oscilan entre 38° y 40°API; y valores de viscosidad que pueden oscilar entre la viscosidad del agua de 1 centipoise cP [0.001 Pa.s], y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s].

La viscosidad de un aceite pesado puede estar en el rango 100 cp – 6000 cp. Los aceites extrapesados pueden presentar viscosidades mayores de 1, 000,000 cP [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se funde fácilmente cuando se calienta.

Si se considera la viscosidad de aceite a condiciones de yacimiento, las reservas de aceite pesado pueden ser clasificadas en las siguientes categorías:

Aceites pesados

Clase A.

Para este tipo de aceites es posible aplicar métodos térmicos de recuperación mejorada, además los depósitos en los que se encuentran contenidos poseen parámetros que permiten la implementación de dichos métodos, tales parámetros son:

- La viscosidad del aceite en el yacimiento debe ser suficiente para que el aceite pueda moverse a condiciones de yacimiento.
- Arenas saturadas de aceite con un espesor neto mayor a 3 [m].
- Yacimientos de areniscas a profundidades menores a 3000 [m].
- Saturaciones del aceite en el yacimiento mayores de $0.09 \left[\frac{m^3}{m^2 - m} \right]$.

Características:

- Presentan una viscosidad menor de 100 cp y mayor a 10 cp.
- Presentan una gravedad entre 18 y 25 °API.

En la figura 1.3 se muestra un crudo pesado, el cual se puede observar su viscosidad.



Figura 1.3 Ejemplo de un crudo pesado clase A, (Tecnologías de mejoramiento de crudo pesado, extrapesado y bitumen, PEP 2008).

Clase B.

Aceites extra pesados

Es posible implementar métodos térmicos de recuperación mejora de aceita, para su extracción, sin embargo es necesario implementar tecnología de punta para su recuperación. Estos aceites incluyen aceites pesados (figura 1.4).

Características:

- Presentan una viscosidad menor de 10,000 cp y mayor a 100 cp.
- Presentan una gravedad entre 7 y 18 °API.



Figura 1.4 Ejemplo de un crudo pesado clase B, (Tecnologías de mejoramiento de crudo pesado, extrapesado y bitumen, PEP 2008).

Clase C.**Arenas bituminosas y bitumen**

No presentan movilidad a condiciones de yacimiento. El término bitumen se emplea para describir al aceite más pesado, dentro de los aceites pesados, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

Un bitumen es una mezcla viscosa natural conformada principalmente por hidrocarburos más pesados que el pentano con posible contenido de compuestos de azufre (Carl Curtis, Heavy-Oil Reservoirs, otoño 2002), y que en su estado viscoso natural no es recuperable a través de un pozo.

El término de arenas bituminosas es aplicado a menudo a las arenas del área de Athabasca en Canadá (Carl Curtis, Heavy-Oil Reservoirs, otoño 2002), las cuales son recuperables mediante procesos muy similares a los usados en la minería.

Tanto las arenas bituminosas (figura 1.5) como los aceites pesados, comparados con los aceites convencionales, poseen un alto contenido de asfaltenos, azufre y metales. Los valores de gravedad API bajos, están asociados a un alto contenido de componentes no hidrocarburos, los que reduce su valor comercial.

Características:

- Presentan una viscosidad mayor a 10,000 cp.
- Presentan una gravedad entre 7 y 18 °API.



Figura 1.5 Ejemplo de un crudo pesado clase C, (West, Ian., 2009).

Clase D.

Lutitas con alto contenido de aceite (Oil Shales)

Las formaciones de lutitas contienen una materia orgánica llamada keroseno, la cual produce hidrocarburos derivados del petróleo mediante un proceso de destilación. Dicho proceso consiste en calentar las lutitas a una temperatura de aproximadamente 700 °F, temperatura a la cual se descompone el aceite, los gases y el coque de las lutitas. Al encontrarse en estado sólido las lutitas, estas no fluyen por lo cual es necesario implementar procesos de minería para su extracción.

En afloramientos naturales las capas de lutitas van de los 7.6 m hasta 15.2 m de espesor, es posible encontrar depósitos de combustóleo fósil, pero se requiere emplear tecnología muy avanzada para conseguirlo. En la figura 1.6 se puede apreciar una formación de lutitas.

Los métodos empleados actualmente para la recuperación de aceite en lutitas son los siguientes:

- Métodos de minería para la explotación de lutitas.
- Fracturamiento de la formación de lutitas, similar al fracturamiento convencional en pozos petroleros.

- Utilización de explosivos introducidos por una tubería por debajo del yacimiento (oil shales), con esta explosión se busca destruir la formación y hacerla caer en el agujero. Este método es perjudicial para el ambiente.

En el fracturamiento, el agua y la arena endurecida se bombean a la formación a altas presiones creando fracturas. Estas fracturas proporcionan una trayectoria para otros líquidos. En dichas fracturas se bombean explosivos y aire para generar un frente de combustión en el centro de la formación, con el fin de extraer el aceite de esta y llevarlo a los pozos donde puede ser extraído.



Figura 1.6 Ejemplo de un crudo pesado clase D, (Canadian Oil Sands Mine & Shovel, Source: Energy Inc.).

Las compañías petroleras actualmente tienen gran interés en la extracción de este tipo de recurso, ya que muchos de estos yacimientos pueden ser explotados de forma rentable, además de que las formaciones existentes de estos recursos son muy grandes (La importancia del petróleo pesado, oilfield review 2006, 18, 2).

El aceite pesado es de gran importancia en el futuro de la industria petrolera y en la seguridad energética. Actualmente muchos países están interesados en incrementar su producción, incorporar reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado (La importancia del petróleo pesado, oilfield review 2006, 18, 2).

I.IV CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN

En la producción de petróleo podemos identificar dos aspectos: el primero es la producción final en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturamiento, acidificación, inyección de vapor, etc.).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación *primaria* y la recuperación *secundaria*. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70 (Salager J.L., *Recuperación mejorada del petróleo*, 2005), se considera además una eventual recuperación *terciaria*, y/o una recuperación (secundaria) *mejorada*, en la figura 1.7 se muestra esquemáticamente las condiciones de explotación de acuerdo con la etapa de producción del yacimiento.

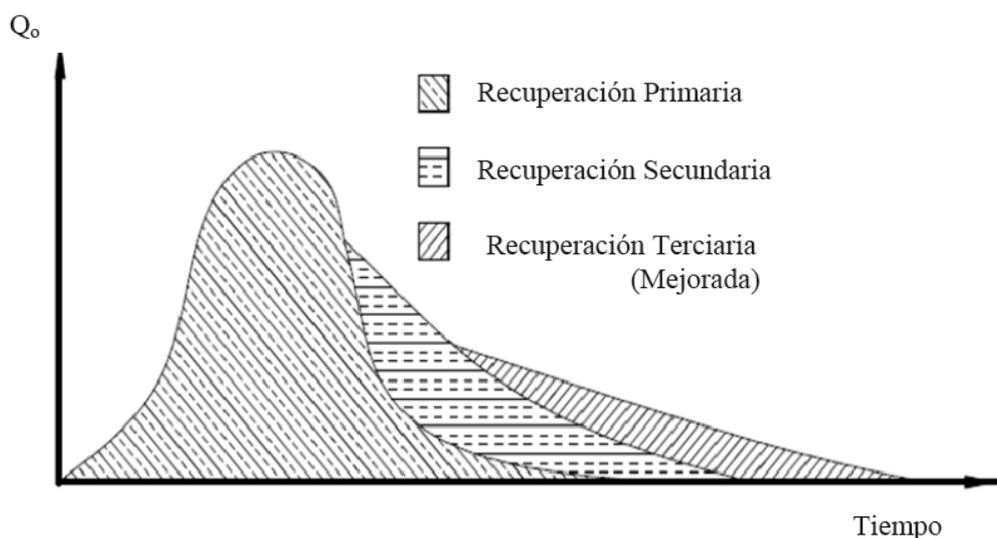


Figura 1.7 Condiciones de explotación del yacimiento, (Recuperación de aceites pesados por inyección cíclica de vapor, 2009).

I.IV.I RECUPERACIÓN PRIMARIA

En esta etapa, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y la cima del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión de éste es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el sólo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a declinar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión del gas.

Al reducirse la presión o cuando el yacimiento deja de producir por si mismo, es necesario un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. Otra opción es bombear el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza un proceso de bombeo neumático (B.N.) o gas lift; este consiste en inyectar gas en el fondo del pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

La duración del periodo de recuperación primaria es variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosa información sobre el comportamiento del yacimiento, la cual es de gran importancia para la planificación de la explotación posterior. La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% (Hussein Alboudwarej, 2006), pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y gran cantidad de gas disuelto o un acuífero activo asociado.

Anteriormente se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se volvían no rentables, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la selección del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización (Salager J.L., Recuperación mejorada del petróleo, 2005).

I.IV.II RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria del aceite consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

En los años 70 (Salager J.L., 2005), el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. El drene por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos (Taber, 1996).

I.IV.III RECUPERACIÓN TERCIARIA Y/O MEJORADA

Posterior a la recuperación primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%), (Taber, 1996) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Tal como se mencionó anteriormente, a partir de la década de los 70, se volvió económicamente rentable inyectar otro fluido con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido. Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes (también conocidos como agentes tensoactivos, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una más fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos) o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o tapar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drene miscible con microemulsiones
- Drene inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces alcalinos)
- Inyección de vapor con surfactante - espumas

I.V FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados. Es por lo anterior que a continuación se explicaran los principales factores involucrados en la recuperación de aceite, como son los fenómenos a la escala de los poros, a escala del medio poroso y del yacimiento. Ya que en español las palabras agua y aceite empiezan por la misma letra se usarán las abreviaciones en inglés W (water) y O (oil), respectivamente.

I.V.I FENÓMENOS A LA ESCALA DE LOS POROS - CAPILARIDAD - ADSORCIÓN

Capilaridad es una propiedad de los fluidos, la cual permite que estos puedan ser adsorbidos por los poros de la roca, está en función de la tensión superficial y de la tensión interfacial.

Debido a que existen métodos de recuperación mejorada de aceite que basan su eficiencia en la reducción de las fuerzas capilares, a continuación se mencionara en qué consisten estas fuerzas.

Las fuerzas capilares en los yacimientos de gas y de aceite resultan del efecto combinado de las tensiones superficiales y de las tensiones interfaciales de los líquidos, del tamaño y forma de los poros y de las propiedades humectantes de la roca de acumulación.

La tensión interfacial es el resultado de los efectos moleculares, los cuales dan origen a una interfase que separa dos líquidos. Si el ángulo de contacto entre los líquidos es igual cero, se dice que los fluidos son miscibles entre sí. Por ejemplo, el agua y el alcohol son miscibles entre sí, mientras que el agua y el aceite son inmiscibles entre ellos. Cuando la interfase presente es gas – líquido, esta recibe el nombre de tensión superficial.

Para comprender el efecto de capilaridad, es necesario entender que es la mojabilidad, ya que es un requisito para entender el comportamiento de las propiedades básicas de la roca del yacimiento.

La mojabilidad, es un término ampliamente utilizado. Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida. Aplicando este término a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento, que pueden ser areniscas, calizas o dolomía. Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca son aceite, gas y agua.

Es importante conocer también, el concepto de presión capilar (P_c), ya que esta es una fuerza que retiene a los hidrocarburos en el yacimiento, pero que también permite su desplazamiento. La presión capilar, es la diferencia que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales preferentemente moja a la roca. También puede definirse a la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que lo moja y de repeler al fluido no mojante.

Después de conocer las propiedades anteriores, es posible mencionar la ley fundamental de la capilaridad, la cual permitirá comprender mejor el fenómeno de capilaridad, por medio de la ecuación de Laplace, que involucra los conceptos a nivel de los poros de la roca del yacimiento.

Suponiendo para simplificar que el medio poroso (el yacimiento) contiene solamente una salmuera (W) y el crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad (véase ecuación 1.1).

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar P_c) con la curvatura:

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2\gamma \cdot H \quad 1.1$$

Donde γ es la tensión interfacial (dina/cm) y H es la curvatura promedio de la interfase (1/cm). Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera H se estima como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor). La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas (figura 1.8).

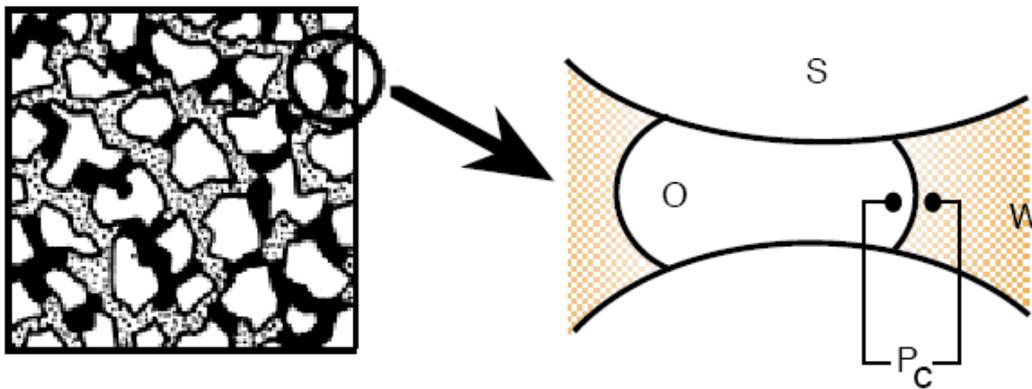


Figura 1.8 Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad, (Salagar 1993).

La tensión interfacial es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0.1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares (de los cuales se discutirá más adelante) puede llegar a 0.001 dina/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La figura 1.9 indica la definición de los ángulos de contacto θ_o y θ_w .

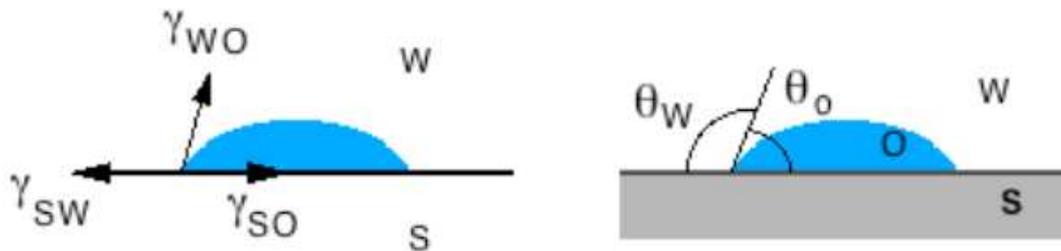


Figura 1.9 Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto, (Taber, 1996).

El valor de θ depende de la tensión interfacial entre O y W (γ_{WO}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos (γ_{SW} y γ_{SO}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que “moja” la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, silicatos) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto θ supera 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aún localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos y llegar a recubrirla como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite (ver figura 1.10), y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie.

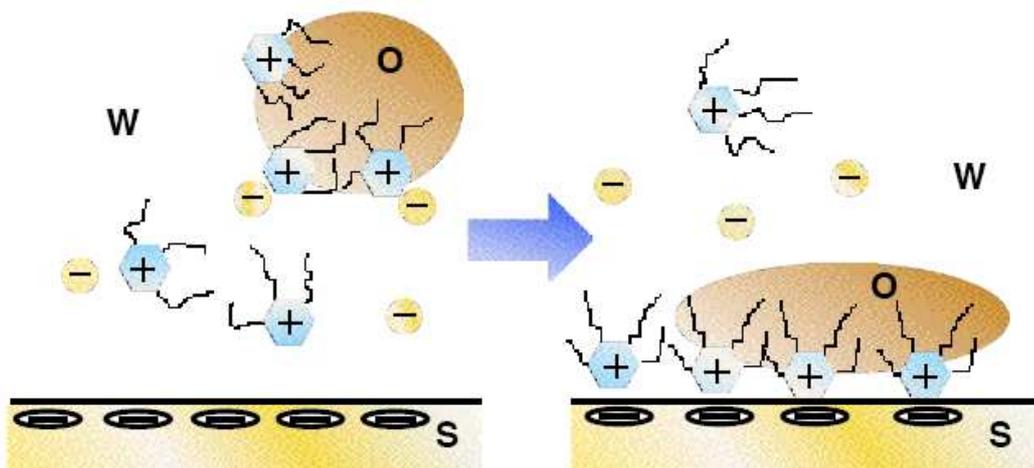


Figura 1.10 Adsorción de surfactante y cambio de mojabilidad, (Salager, 2005).

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílice, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

I.V.II FENÓMENOS A ESCALA DEL MEDIO POROSO

A) DRENE E IMBIBICIÓN

Una característica del medio poroso es su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural. La porosidad ϕ es la fracción de volumen vacío en la roca, esta puede variar desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro.

La porosidad también puede definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro y la tortuosidad promedio de los poros. Existen otras dos propiedades que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar).

S_o y S_w son las saturaciones de aceite y de agua, respectivamente, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido. Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente (figura 1.11) la variación de la cantidad PcL/γ en función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio del poro. Esta variación de PcL/γ corresponde a las llamadas curvas de drene e imbibición.

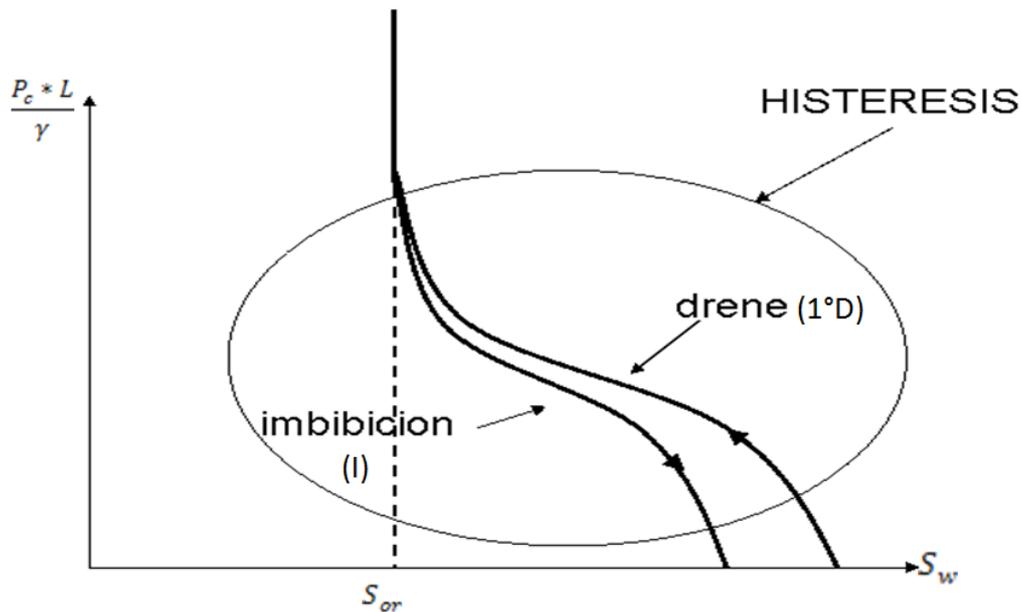


Figura 1.11 Comportamiento de drenaje e imbibición, (Comportamiento de yacimientos, 2006).

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite de manera proporcional. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión (presión capilar) entre los fluidos.

El desplazamiento de agua por aceite (drenaje) produce la primera vez la curva (1ºD), que tiende a un valor máximo de S_o , representado por $(1-S_{w,r})$ donde $S_{w,r}$ es la saturación residual de W después del drenaje.

Al reducir la saturación de O inyectando W, se obtiene la curva de imbibición (I), hasta la saturación residual $S_{o,r}$, y así sucesivamente. Las curvas I y D conforman el "ciclo de histeresis" (histeresis es la diferencia de las propiedades de la roca (P_c-S_w) que se tiene al invertir el sentido de la prueba de drenaje-imbibición) de la presión capilar. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso (S_o), la presión capilar (el valor de P_c) y ó a P_c dada la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

Experimentos de laboratorio de imbibición (la imbibición es el incremento de la saturación de la fase mojante) y drenaje (Salager, 2005), muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. Para ambos desplazamientos, existe una saturación residual ($S_{o,r}$ y $S_{w,r}$), la cual oscila alrededor del 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares. La saturación residual de aceite ($S_{o,r}$) es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor (Salager, 2005)

B) FLUJO BIFÁSICO - PERMEABILIDAD RELATIVA

Al desplazarse conjuntamente en un medio poroso fluidos inmiscibles (O y W), se puede definir, por lo menos localmente:

- Las saturaciones S_o y S_w
- Las presiones P_o y P cuya diferencia es P_c
- Las velocidades de filtración v_o y v_w

Se puede demostrar que la relación v_w/v_o es decir, la relación agua/aceite (WOR) (ecuación 1.2) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades, siendo la movilidad λ la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y su viscosidad:

$$WOR = \frac{\left(\frac{K_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{K_o}{\mu_o}\right)} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad 1.2$$

La experiencia (Salager, 2005) muestra que la posición de las curvas K_w y K_o se desplaza hacia abajo (las K disminuyen) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a S_{or} , el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando S_o se acerca a S_{or} como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

I.V.III FENÓMENOS A LA ESCALA DEL YACIMIENTO

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento en varios órdenes de magnitud.

Por una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación (S_o) en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo del eje vertical.

Por otra parte la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas.

En todos casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (W ó W con aditivos) tiene por lo tanto tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás.

Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación S_w aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa K_w , lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales. La disposición misma de los pozos inyector y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades.

En el clásico "five spot" (arreglo de cinco pozos) con el pozo inyector al centro como es indicado en la figura 1.12, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento. Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se pueda considerar de tipo "pistón" a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido pueda ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales.

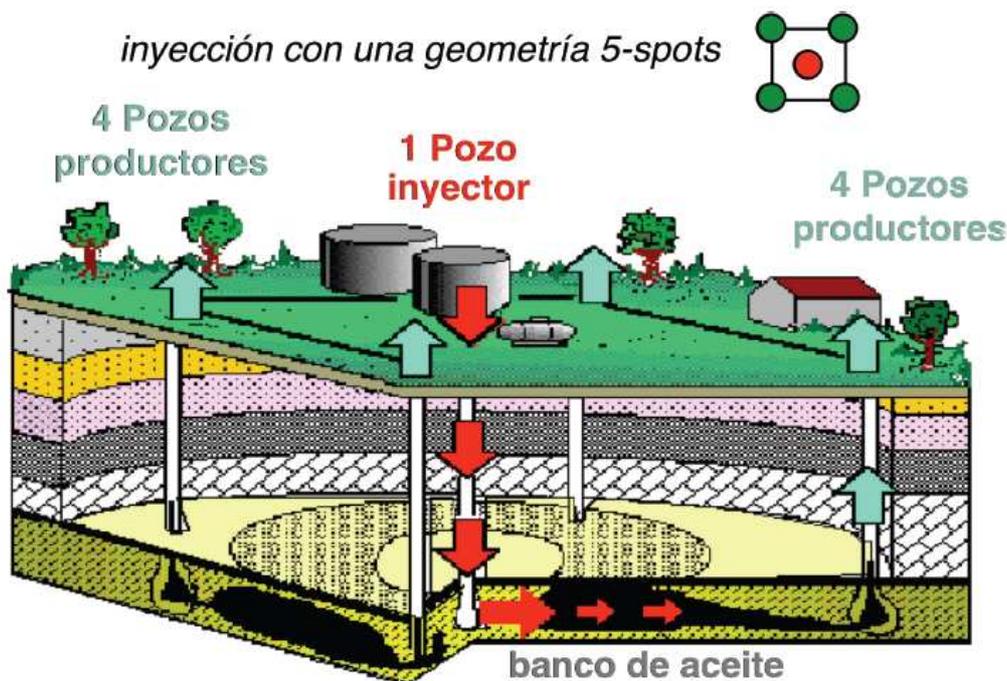


Figura 1.12 Disposición en "five spots" con un pozo inyector en el centro y 4 pozos productores, (Salager 1993).

Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar "empujar" un fluido viscoso (O) con un fluido menos viscoso (W) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado "digitación" o formación de dedos de fluido W que penetran en el fluido O (ver figura 1.13). A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos preferenciales.

Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del aceite (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

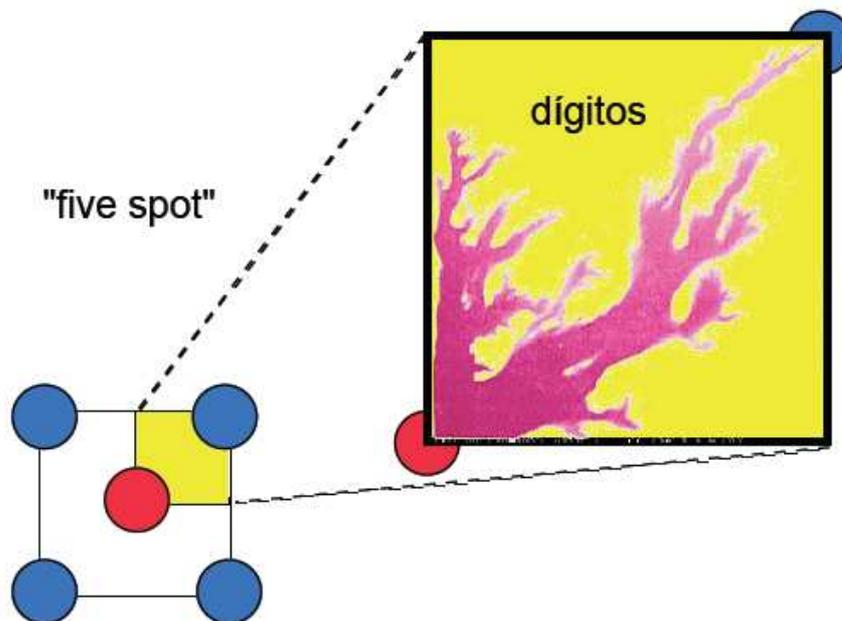


Figura 1.13 Formación de dígitos durante una inyección con movilidad mal controlada, (Salager, 1993).

I.VI CONDICIONES DE MOVILIZACIÓN Y DESPLAZAMIENTO DE CRUDO PESADO

Hace ya más de 80 años se determinó que las fuerzas capilares son las responsables del entrapamiento del petróleo (Salager, 2005).

Debido a esto, los procesos propuestos hacen énfasis en la modificación de estas fuerzas por medio del cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial o incluso eliminación de la interfase que es equivalente a alcanzar una tensión nula.

I.VI.I HISTÉRESIS DEL ÁNGULO DE CONTACTO – EFECTO JAMIN

Jamin (1860), determinó que la presencia de una serie de burbujas en un capilar liso podía resultar en una considerable resistencia al flujo. Si se supone que el ángulo de contacto es el mismo en ambas superficies, la ley de Laplace indica que no debe haber diferencia de presión entre los dos lados de la película.

Sin embargo, Jamin observó que al desplazarse una línea de contacto trifásico, el ángulo de contacto dependía de la dirección del movimiento. El ángulo de contacto de avance (1-2) del fluido que moja la superficie es mayor que el ángulo de contacto de abandono de la superficie (2-3), llamado de retroceso (figura 1.14).

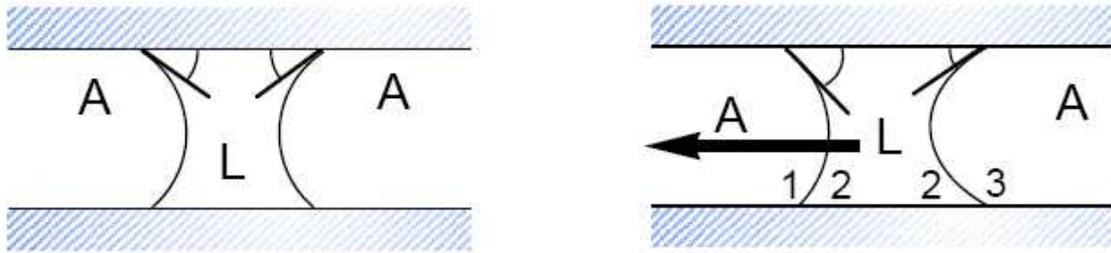


Figura 1.14 Gota de líquido (L) mojando la pared de un capilar, en ausencia de movimiento (izquierda), y en desplazamiento en la dirección de la flecha (derecha), (Salagar, 1993).

Por la diferencia entre los ángulos de contacto θ_{1-2} y θ_{2-3} los radios de curvaturas son diferentes en el capilar de radio R (figura 1.15).

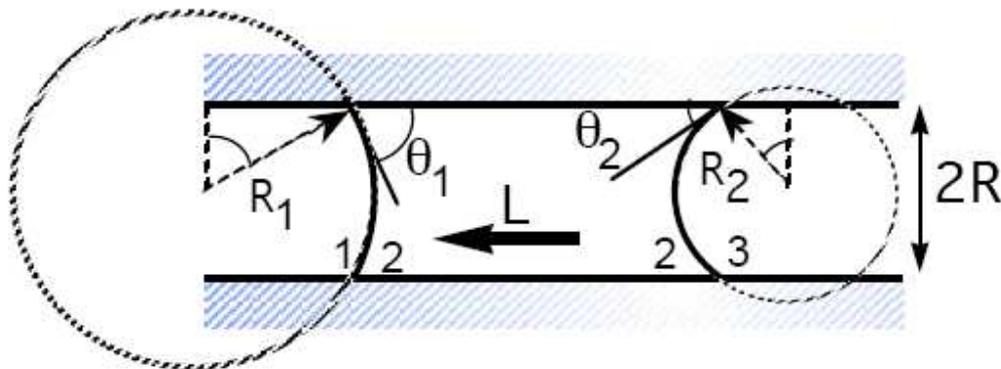


Figura 1.15 radios de curvatura (en ausencia de gravedad) en los meniscos de avance y de retroceso en función de los ángulos de contacto, (Salarger, 1993).

Existe por lo tanto un gradiente de presión a través de la película de líquido. En presencia de varias burbujas consecutivas en un capilar, todas las caídas de presión se suman y se puede producir una considerable resistencia al flujo. El efecto Jamin se puede medir experimentalmente con un goniómetro (instrumento de medición con forma de semicírculo o círculo graduado en 180° o 360° , utilizado para medir o construir ángulos) al observar los ángulos de contactos de una gota ubicada sobre una superficie inclinada (figura 1.16).



Figura 1.16 Gota sobre plato inclinado mostrando la histéresis de ángulo de contacto, (Salegar, 1993).

Se aumenta la inclinación de la superficie y se observa que la gota no se desplaza (figura 1.16). El equilibrio mecánico implica que el ángulo de contacto de avance sea mayor que el de retroceso. Se alcanza por supuesto un momento en que la inclinación es tal que la fuerza de gravedad desplaza la gota.

Esta histéresis del ángulo de contacto se explica a menudo por una microrugosidad de la superficie sólida.

I.VI.II FUERZAS VISCOSAS CONTRA FUERZAS CAPILARES

En el caso del desplazamiento de aceite en un medio poroso existen otras razones que pueden producir una diferencia de presión entre una parte y otra de una gota.

Si la gota se encuentra en un poro de diámetro variable, la ley de Laplace nos indica que la diferencia de presión no será la misma en sus dos interfases con la otra fase.

Tomamos como ejemplo en la figura 1.17 una gota de aceite (O) en un yacimiento mojado por agua ($\theta_0 > 90^\circ$), que está atrapada por fuerzas capilares.

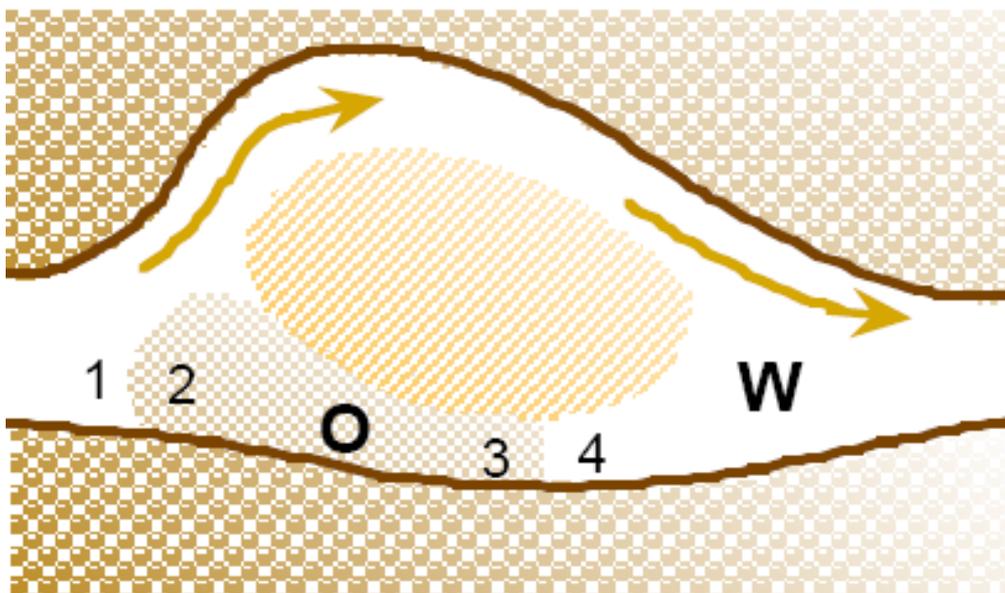


Figura 1.17 Configuración de una gota de aceite (O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso, (Salager, 1993).

Ya que el radio de la interfase 1 – 2 es superior al radio de la interfase 3 – 4, la ley de Laplace indica que:

$$P_2 - P_1 = \frac{2\gamma}{R_{12}} \quad 1.3$$

que es inferior a

$$P_3 - P_4 = \frac{2\gamma}{R_{34}} \quad 1.4$$

Si se presenta el equilibrio, es decir, si $P_1 = P_4$ entonces $P_2 < P_3$ y por lo tanto la gota se desplazara hacia la izquierda, es decir, saldrá del poro. Si existe un gradiente de velocidad de imbibición de W de izquierda a derecha tal que se produzca una pérdida de carga $\Delta P = P_1 - P_4$, se puede calcular que:

$$P_2 - P_3 = \frac{\Delta P - 2\gamma}{R_{34}} + \frac{2\gamma}{R_{12}} \quad 1.5$$

Para que haya movimiento de la gota de izquierda a derecha, P_2 debe ser mayor que P_3 y:

$$\frac{\Delta P}{2\gamma} > \left(\frac{1}{R_{34}}\right) - \left(\frac{1}{R_{12}}\right). \quad 1.6$$

Para comprender mejor las fuerzas viscosas y capilares es necesario enunciar la ley de Darcy. Dicha ley proporciona una ecuación, que no permite hallar experimentalmente la permeabilidad, al determinar la relación entre la velocidad de movimiento de un fluido y la pérdida de carga (variación de presión) producida.

Ley de Darcy:

$$u = \frac{k}{\eta} \left(\frac{dP}{dL}\right) \quad 1.7$$

donde:

u =velocidad de filtrado $\left(\frac{cm}{seg}\right)$

k =permeabilidad del medio (*darcy*)

η =viscosidad del fluido (*centipoise*)

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$ = gradiente de presión $\left(\frac{atm}{cm}\right)$

La ley de Darcy suministra una información equivalente a la ley de Poiseuille para un capilar cilíndrico, pero esta vez promediada para todos los poros.

Ley de Poiseuille:

$$v = \frac{R^2}{8\eta} \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad 1.8$$

R = radio (cm^2)

v = velocidad ($\frac{cem}{seg}$)

Se observa que el equivalente de la permeabilidad relativa para un capilar de radio R es $R^2/8$. Un Darcy equivale a $9.87 \times 10^9 \text{ cm}^2$.

Las leyes de Poiseuille y de Darcy indican que ΔP es directamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la velocidad e inversamente proporcional al radio del poro y a la permeabilidad.

La condición de movilización del aceite está por lo tanto favorecida por un aumento de la velocidad de inyección de agua y por un aumento de su viscosidad. Por otra parte está también favorecida por una disminución de la tensión interfacial. Tomando valores típicos correspondientes a la fase final de una operación de inyección de agua, se puede calcular que la desigualdad anterior no se cumple y que falta para que se cumpla un aumento de dos o tres órdenes de magnitud en el factor $\Delta P/\gamma$.

La figura 1.18 indica que todos los experimentos no producen exactamente la misma transición, lo que significa que existen también otros factores, tales como la mojabilidad. Sin embargo, se puede apreciar que si se puede aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud, se puede alcanzar una recuperación de casi 100% del petróleo en la zona de barrido.

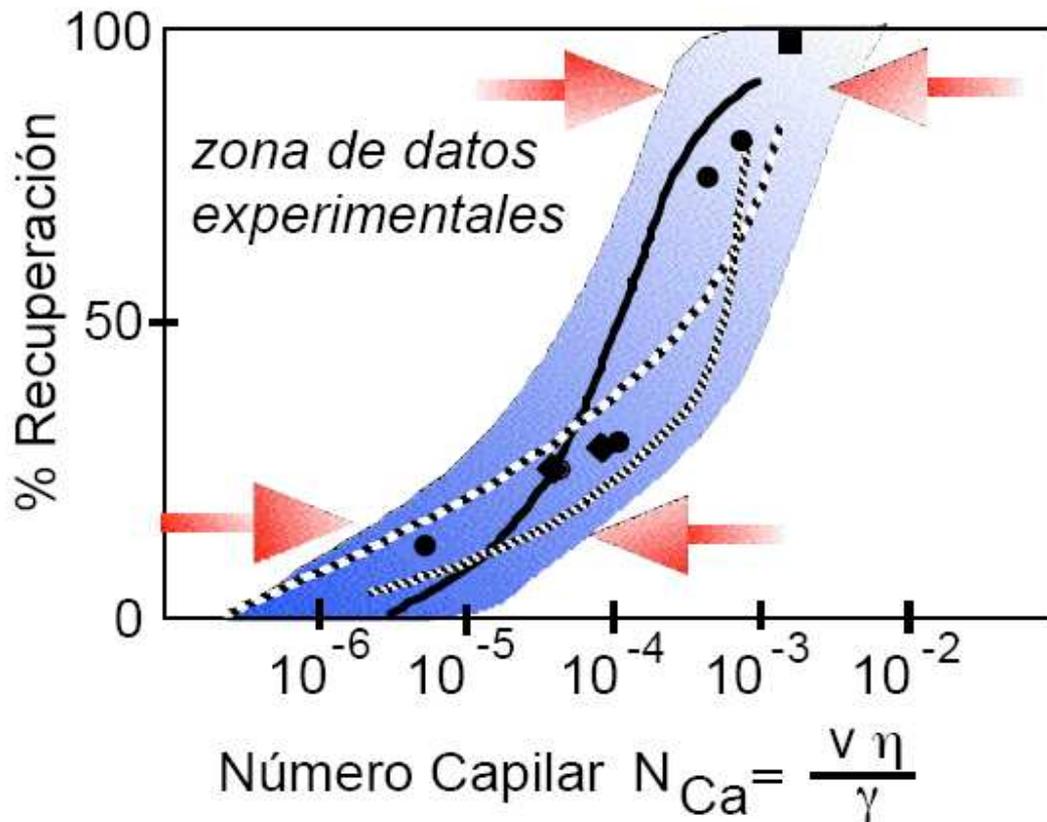


Figura 1.18 Porcentaje de Recuperación en función del Número Capilar, (Salager, 1993).

Por tanto, mediante los métodos de recuperación mejorada se debe considerar el aumento del número capilar. Conviene entonces examinar lo que se puede hacer para aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud. Primero, se puede incrementar la velocidad de la fase acuosa, lo que aumentaría "v". Sin embargo, tal aumento implica un incremento de la presión de inyección y un costo extra. Adicionalmente, está limitado por dos factores desfavorables: por una parte no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo digitación y la producción de caminos preferenciales. En consecuencia no se puede prácticamente aumentar la velocidad "v" mucho más allá del orden de 1 pie/día.

El segundo factor que se puede modificar es la viscosidad de la fase acuosa, lo cual corresponde al propósito de los procesos THAI – CAPRI, descritos en los capítulos posteriores.

El aumento de viscosidad de la fase acuosa es también favorable para controlar las inestabilidades tales como la digitación, y tiende a mejorar la eficiencia de barrido. Por otra parte, tiende a aumentar la fracción de aceite en los fluidos producidos (reducción

del WOR). Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa, mayor el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido.

Estudios realizados en los años 1970 (Salager, 2005) han mostrado que en ciertas circunstancias la tensión interfacial podía reducirse a menos de 0.001 dina/cm, (1 $\mu\text{N/m}$) y que se podía obtener incluso la miscibilidad entre agua y aceite (tensión interfacial nula) con concentración de surfactante del orden de 5 %. En tales condiciones se producen varios mecanismos de movilización que contribuyen a la recuperación del aceite.

I.VII MECANISMOS DE MOVILIZACIÓN

I.VII.I MOVILIZACIÓN MISCIBLE

Si fuera posible generar una fase acuosa que pudiera formar una sola fase con el aceite, las fuerzas capilares no son tomadas en cuenta ya que la interfase desaparece.

El desplazamiento miscible puede realizarse mediante la inyección de solventes, con soluciones concentradas de surfactante o con dióxido de carbono.

Al obtenerse las condiciones del desplazamiento miscible, se aplica la ley de Darcy; sin embargo, el fluido no es homogéneo desde el punto de vista de la densidad y de la viscosidad y pueden producirse segregaciones. El estudio de la distribución de tiempos de residencia permite caracterizar las propiedades del flujo.

En la práctica, el desplazamiento miscible con inyección de solvente o de surfactante es demasiado costoso (Salager, 2005); sin embargo, juega un papel importante al inicio de los desplazamientos con surfactante/polímero o como método de estimulación de pozo.

I.VII.II MOVILIZACIÓN POR BAJA TENSIÓN INTERFACIAL

Al formular una solución acuosa de manera adecuada, la tensión interfacial entre ésta y el crudo puede bajar a 0.001 – 0.0001 dina/cm (o mN/m). Las condiciones de obtención de tales tensiones corresponden a la llamada “formulación óptima” y están asociadas con la presencia de un sistema trifásico en el cual coexisten una “microemulsión” y las fases de agua y de aceite. Para tales valores de la tensión interfacial, el criterio del número capilar indica que se obtiene casi un 100 % de recuperación en la zona barrida.

Si un glóbulo de aceite está movilizado, se desplaza y encuentra otros glóbulos con los cuales se une, produciendo glóbulos más alargados que son más fáciles de movilizar; finalmente llega a formarse una red de glóbulos interconectados, es decir un banco de aceite y el régimen se torna un flujo difásico con una saturación de aceite netamente superior a S_{or} (ver figura 1.19).

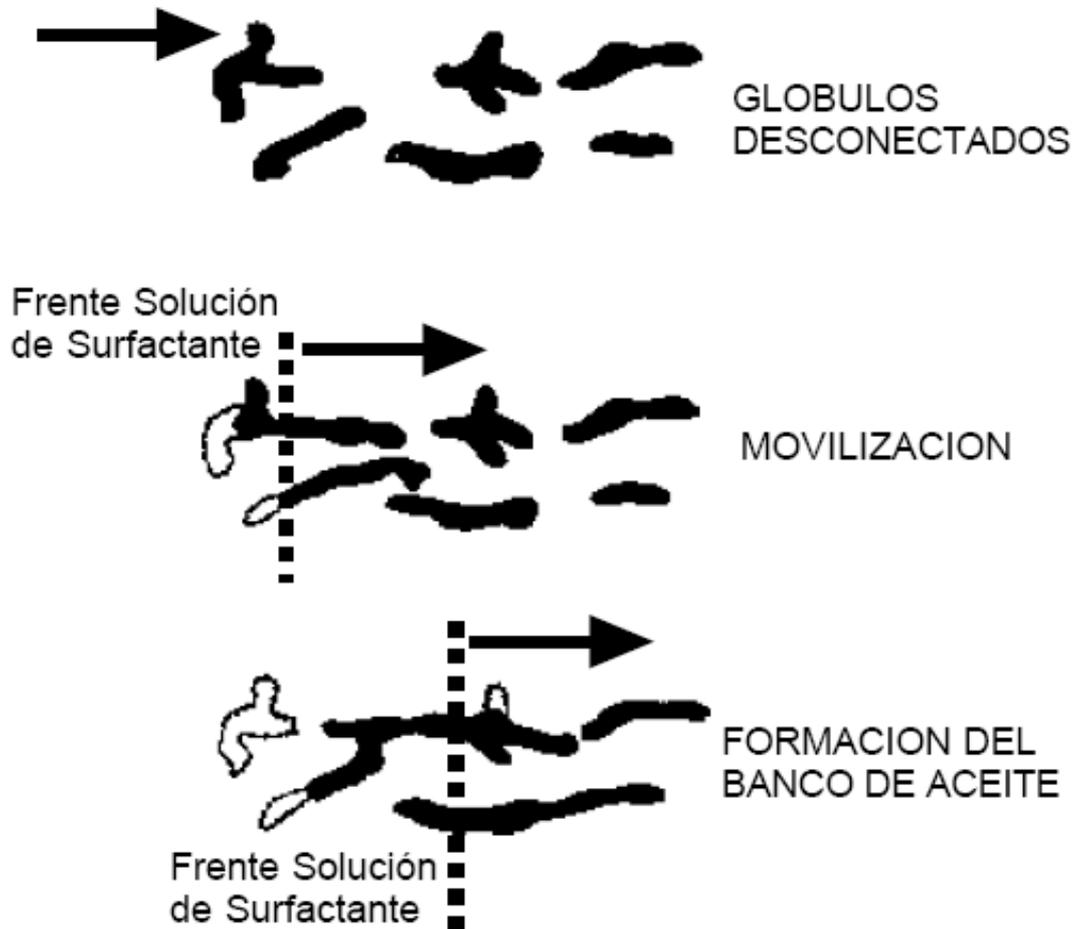


Figura 1.19 Movilización de las gotas atrapadas mediante la inyección de solución de surfactante que produce una baja tensión interfacial, (Salager, 1993).

I.VII.III MOVILIZACIÓN POR SOLUBILIZACIÓN Y ENSANCHAMIENTO

Al equilibrarse un sistema surfactante-agua-aceite, la fase que contiene la mayoría del surfactante es a menudo una microemulsión que puede solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Si la microemulsión está en equilibrio con una fase acuosa, una fase aceite o ambas, sus características de solubilización son distintas.

El caso a considerar en esta sección es aquel del llamado diagrama de Winsor tipo II en el cual la fase aceite contiene la mayoría del surfactante y es una microemulsión que solubiliza una cantidad de agua que puede ser notable como se muestra en la figura 1.20.

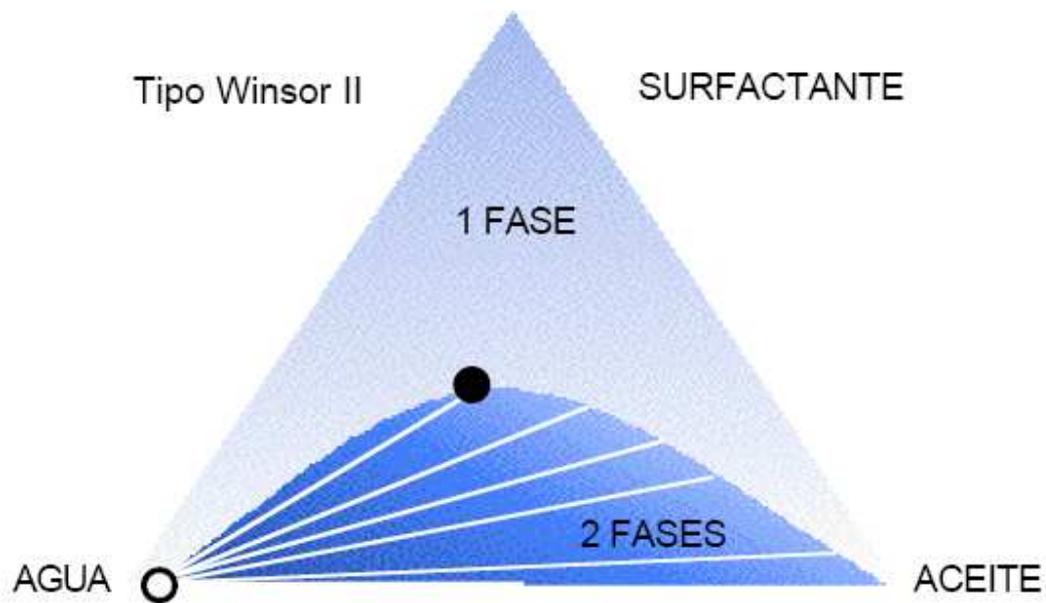


Figura 1.20 Diagrama ternario (tipo Winsor II) en el cual la fase aceite (circulo negro) ha solubilizado una considerable cantidad de agua, (Salager, 1993).

En ensayos de laboratorio (Salager, 1993) se han obtenido sistemas casi óptimos en los cuales la fase aceite duplica su volumen por solubilización de agua. Tales condiciones no se obtienen en general en el campo porque las concentraciones de surfactante son bajas; sin embargo, es posible en ciertos casos que la fase aceite se ensanche en un 20-30 % mediante la solubilización agua, con lo que: aumenta notablemente la saturación S_{O} , y por tanto K_o , y resulta también en una reducción de viscosidad de la fase aceite. Ambos efectos aumentan la movilidad del aceite.

I.VII.IV MOVILIZACIÓN POR CAMBIO DE MOJABILIDAD

Al determinar que la roca es mojada por aceite, éste tenderá a penetrar en poros de pequeño diámetro y por lo tanto en atraparse más. Sin embargo, al mojar la pared del medio poroso, la fase aceite puede presentar una continuidad a saturaciones muy bajas, y por lo tanto seguir fluyendo. En el método de movilización por baja tensión la roca es aparentemente mojada por el agua y uno de los papeles del surfactante es evitar la adhesión del aceite a la roca.

Después de conocer de manera general los fenómenos involucrados en los procesos de recuperación mejorada de aceite, es posible comprender la base teórica en la cual se basan estos. En el siguiente capítulo se mencionaran de manera general en qué consisten los métodos de recuperación mejorada de aceite, haciendo especial énfasis en los procesos térmicos, clasificación en la cual se encuentra el proceso THAI – CAPRI, tema principal del presente trabajo.

CAPÍTULO II

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO

II. I MÉTODOS DE RECUPERACIÓN

Es posible clasificar a los métodos de recuperación de crudo pesado en dos grupos principales (térmicos y no térmicos), de acuerdo a la transferencia de energía al yacimiento. Esto se debe a que la propiedad clave del fluido, es decir la viscosidad depende significativamente de la temperatura; cuando se calienta el crudo pesado se vuelve menos viscoso, ver figura 2.1.

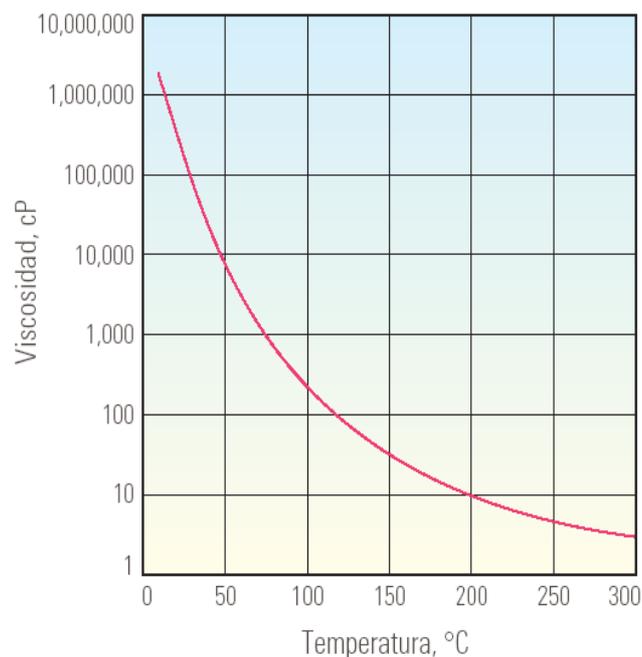


Figura 2.1 Relación de la viscosidad y la temperatura de los crudos pesados, (La importancia del petróleo pesado, oilfield review, invierno 2006).

A pesar de que los crudos pesados, extrapesados y bitúmenes poseen su propia relación de temperatura - viscosidad, todos reducen su viscosidad al aumentar la temperatura.

Los métodos de producción primaria (aquellos que no requieren un agregado de energía) pueden ser utilizados cuando la viscosidad del crudo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el crudo fluya a regímenes económicos.

Los métodos térmicos de recuperación mejorada de aceite se utilizan cuando el crudo debe ser calentado para fluir. El método original de recuperación de crudo pesado en recuperación primaria es la minería. Gran parte de la explotación de crudo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, pero también se ha recuperado crudo pesado por minería en Rusia. El método a cielo abierto es útil solo en Canadá, donde el proceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas es somero (estimado en 176,000 millones de [Bbl] que lo vuelven económicamente rentable).

Mediante operaciones con camiones y excavadoras es posible recuperar las arenas petrolíferas canadienses, posteriormente son transportadas a plantas para su procesamiento y mediante el uso de agua caliente es separado el bitumen de la arena.

El bitumen es disuelto con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar el crudo sintético. Posterior a la aplicación del método de minería la tierra se limpia y se rellena. Una de las ventajas del método es que se recupera alrededor de un 80 [%] del hidrocarburo. Una desventaja es que desde la superficie solo se puede acceder aproximadamente a un 20 [%] de las reservas, las cuales no se deben encontrar a una profundidad mayor de 75 [m]. Algunos crudos pesados pueden ser producidos a través de pozos.

Gran parte del petróleo de la faja del Orinoco en Venezuela está siendo recuperado actualmente mediante producción primaria, como es el caso de los yacimientos en las áreas marinas de Brasil. Se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento.

Se inyectan diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de sistemas artificiales de producción tales como bombeo electro centrífugo y los sistemas de cavidades progresivas, se llevan los hidrocarburos a la superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.

II.II DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS MEDIANTE PROCESOS TÉRMICOS

La recuperación térmica se define como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos (normalmente crudos pesados) con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos.

Los métodos térmicos son utilizados actualmente como un buen método de extracción de aceite. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable.

II.II.I CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA

Los procesos térmicos de extracción utilizados actualmente se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como “Procesos In Situ”, entre los cuales, cabe mencionar el proceso de Combustión In Situ y el proceso THAI – CAPRI que es objeto del presente trabajo. También se pueden clasificar como desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación térmica.

II.II.II PROCESOS IN SITU

En los desplazamientos térmicos, el fluido es inyectado continuamente a través de pozos inyectoros, para desplazar el aceite y obtener producción por otros pozos. La presión requerida para mantener la inyección del fluido también aumenta las fuerzas impulsoras presentes en el yacimiento, aumentando así el flujo de crudo. Como resultado, el desplazamiento térmico reduce la resistencia al flujo y añade una fuerza que aumenta las tasas de flujo.

En los tratamientos de estimulación térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. Las fuerzas impelentes en el yacimiento, como la gravedad, el gas en solución y el desplazamiento por agua natural, mejoran los gastos de extracción, una vez que se reduce la resistencia al flujo. En este tipo de tratamientos, la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo.

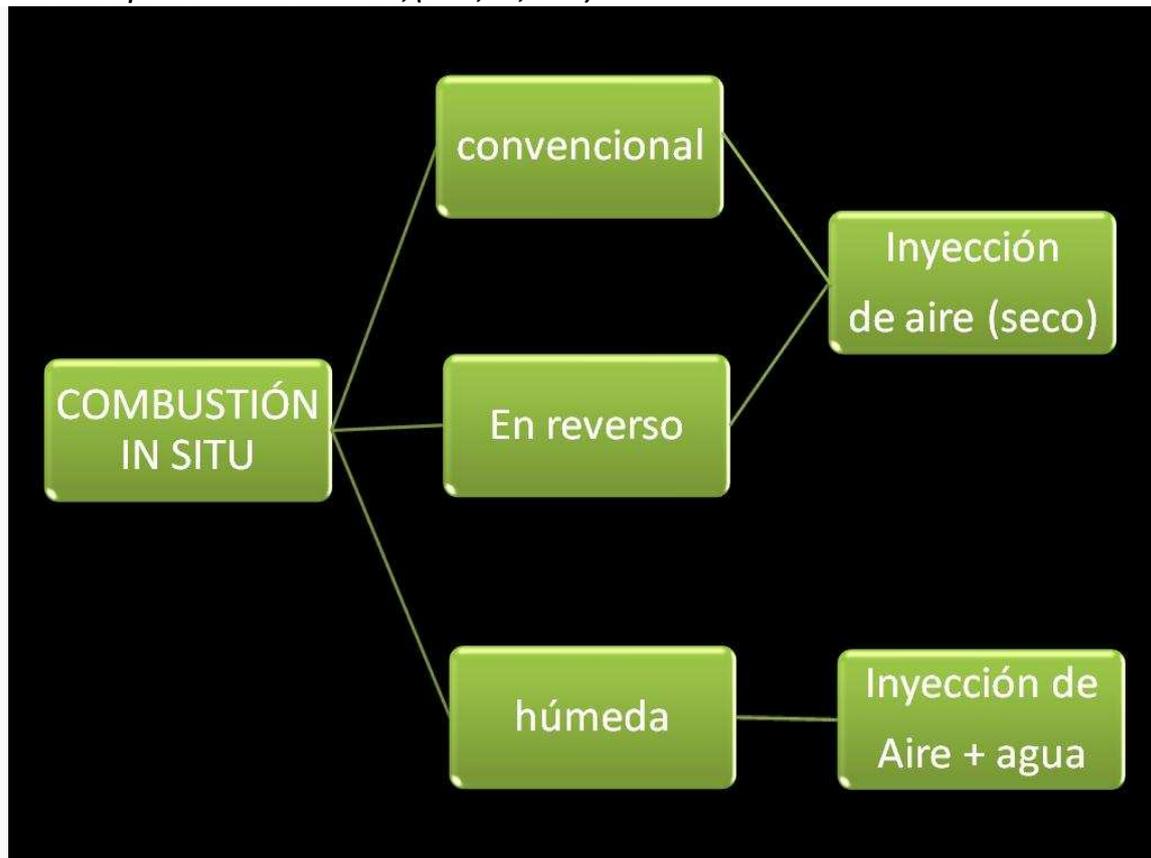
II.II.II.I COMBUSTIÓN IN SITU

La Combustión In Situ consiste en la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo.

La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que al combinarse con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, contribuyen a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores.

En el tabla 2.1 se puede apreciar los diferentes tipos de combustión in situ empleados en el yacimiento, posteriormente se explicará brevemente en qué consiste cada uno.

Tabla 2.1 Tipos de combustión in situ, (París, M., 2001).



- **Combustión Convencional:** En este proceso, los fluidos inyectados y el frente de combustión se desplazan en el mismo sentido, es decir, del pozo inyector hacia los pozos productores. Durante este proceso se forman dentro del yacimiento varias zonas perfectamente diferenciables las cuales se muestran en la figura 2.2.

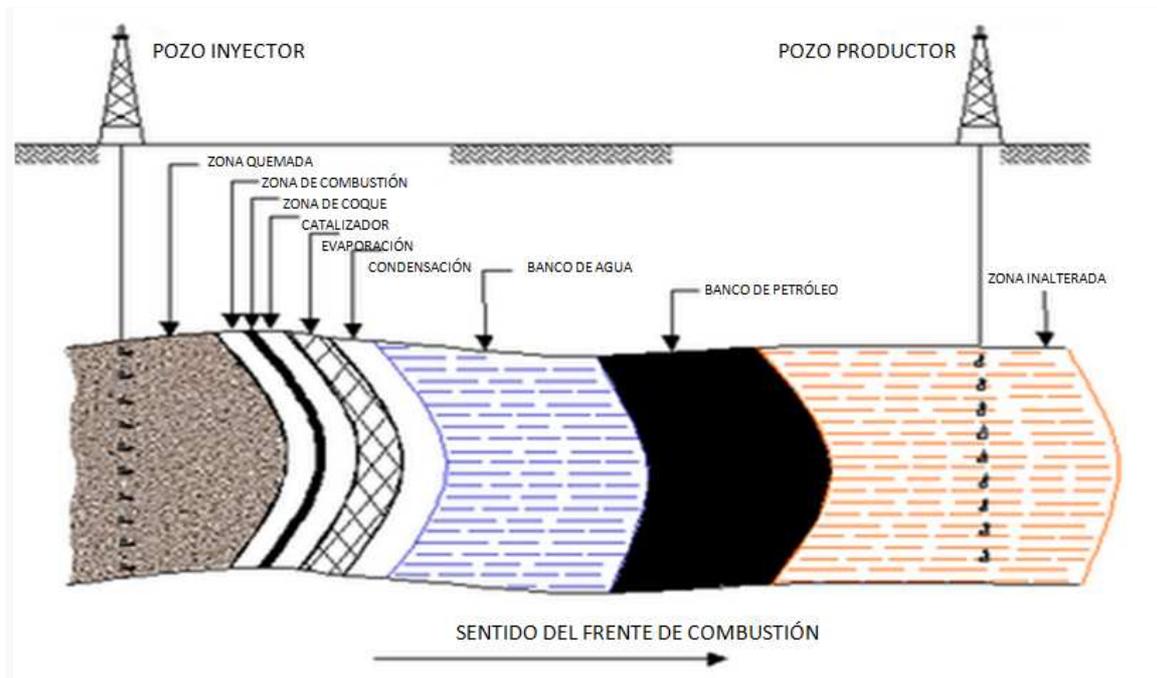


Figura 2.2 Combustión in situ convencional, (Álvarez, J., 2008).

- **Combustión Húmeda:** Esta variante de la Combustión Convencional se genera al inyectar agua, alternada o simultáneamente con el aire, una vez que se ha logrado la ignición del crudo in situ.
- **Combustión en Reverso:** En este caso, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire, induciéndose la ignición del crudo en el pozo productor. La figura 2.3 presenta un esquema simplificado de este proceso, indicándose las zonas formadas dentro del yacimiento.

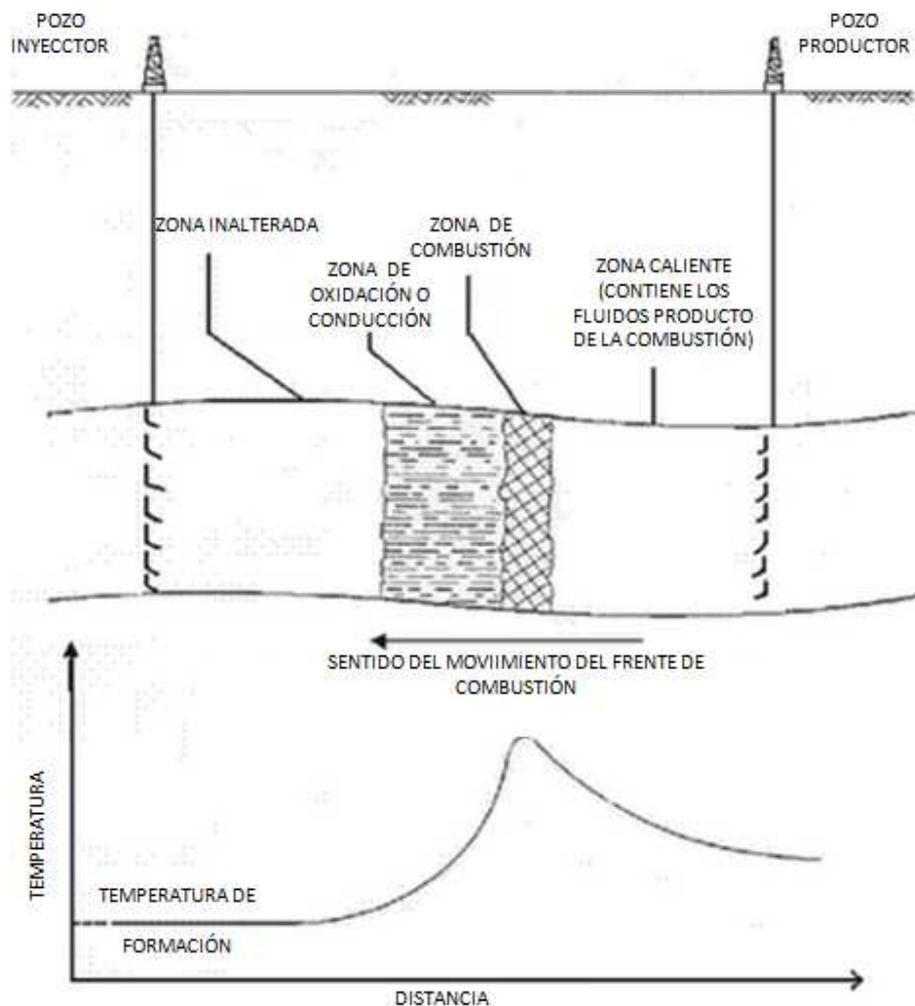


Figura 2.3 Combustión *in situ* en reversa, (Álvarez, J., 2008).

El movimiento del frente de combustión es hacia las zonas de mayor concentración de oxígeno y los fluidos desplazados atraviesan dicho frente de combustión como parte de la corriente de gas, siendo transportados a través de la zona caliente hacia los pozos productores por drenaje gravitacional y por empuje por gas.

El comportamiento de este proceso es muy diferente al convencional, pues la zona de combustión no consume todo el combustible depositado delante de ella, pero sí parte de los componentes medianos y livianos del petróleo *in situ*.

En la tabla 2.2, se muestra los criterios de diseño para el proceso de combustión *in situ*.

Tabla 2.2 Criterios de diseño para el proceso de combustión in situ, (Paris, M., 2008).

CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad 100 cp (rango normal 100 – 500 cp) • Gravedad < 40 °API • Composición: componentes asfálticos
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> • Espesor > 10 ft • Profundidad > 500 ft • Saturación de aceite > 500 bbl/acre-ft • Temperatura > 150 °F
CARACTERÍSTICAS DEL AGUA	<ul style="list-style-type: none"> • El agua congénita no es crítica
LITOLOGÍA	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo contenido de arcillas
FACTORES FAVORABLES	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura del yacimiento alta. • Espesor neto alto en relación con el total • Permeabilidad vertical baja
FACTORES DESFAVORABLES	<ul style="list-style-type: none"> • Fracturas extensivas • Capa grandes de gas • Fuerte empuje hidráulico • Producción constante de fluidos • Problemas serios con emulsiones existentes

II.III SELECCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN

Debido a la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección del mejor método para un yacimiento en particular requiere un estudio integral que incorpore diversos factores, tales como propiedades de los fluidos, continuidad de la formación, mecánica de las rocas, tecnología de perforación, opciones de terminación de pozos, simulación de la producción e instalaciones superficiales.

Es necesario crear un equipo interdisciplinario que considere las posibles soluciones a los compromisos de factores tales como reservas, regímenes esperados de recuperación y gastos de producción. También se requiere considerar el costo de la generación de energía y la sensibilidad ambiental del entorno. En esta sección y como parte del desarrollo de esta tesis, se propone un criterio de selección para los procesos THAI – CAPRI, los cuales serán desarrollados ampliamente en los capítulos siguientes.

La combustión in situ se inicia en el yacimiento inyectando aire para mantener la ignición. La técnica más común es la combustión hacia adelante en la cual la ignición comienza en los pozos inyectoros y el aire es inyectado para propagar la combustión hacia el frente de los pozos. Una combinación de este método es la inyección de agua seguida de la ignición. Una segunda técnica es la combustión hacia atrás en la cual la ignición comienza en un pozo que más tarde será productor, la inyección de aire es cambiado a pozos adyacentes.

Mecanismos:

La combustión recupera hidrocarburos mediante:

1. La conducción de calor que se transfiere por conducción y convección, esto disminuye la viscosidad del aceite.
2. Los gases producidos llevan a mejorar la calidad del hidrocarburo.
3. La quema de las partes más pesadas del hidrocarburo
4. El aumento de la presión debido al aire inyectado en el yacimiento.

Limitante:

Si no existe la cantidad necesaria de coque quemada al principio de la combustión, el proceso no podrá seguir. Si hay un exceso de coque el avance de la combustión será muy lenta y la cantidad de aire requerida para mantener la combustión será mayor. La saturación y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor a la formación.

II.IV CARACTERÍSTICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO THAI - CAPRI

En la tabla 2.3 se muestran los parámetros estándares del aceite y del yacimiento, recomendados para la implementación del proceso THAI.

Tabla 2.3 Criterio de selección para la aplicación de los procesos THAI – CAPRI, (Thomas, S., 1999).

PROCESOS THAI – CAPRI		
CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE	RECOMENDADO	RANGO EN PROYECTOS ACTUALES
Gravedad, °API	10 – 27	10 – 40
Viscosidad, Cp	> 5000	6 – 5000
Composición	Algunos componentes asfálticos (asfaltenos)	
YACIMIENTO		
Saturación de aceite, %	> 50	62 – 94
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad	
Espesor neto, m	> 30	
Permeabilidad promedio, md	> 50	85 – 4000
Profundidad, m	< 3500	120 – 3400
Temperatura, °F	< 100	22 – 100

PETROBANK (compañía petrolera con sede en Canadá, es propietaria de la patente del método THAI™), informa que los siguientes parámetros del yacimiento, son los óptimos para el uso del método THAI – CAPRI (tabla 2.4).

Tabla 2.4 Parámetros del yacimiento, método THAI – CAPRI, (PETROBANK.COM).

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO MÉTODO THAI – CAPRI	
<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
Saturación de aceite	80 [%], pero el proceso puede ser aplicado en saturaciones menores (50 [%]).
Gravidad API del aceite	Mayores a 8 [°API]
Viscosidad del aceite @ T.y.	≤ 250, 000 [Cp]
Permeabilidad vertical	0.5 [D]
Espesor neto	≥ 10 [m]
Contenido de esquistos	No se espera que sea problemático
Contenido de arcilla	Benéfico para catalizar las reacciones de craqueo.
Zonas ladronas	No se espera que sea problemático

El sitio web de PETROBANK, indica que con este proceso se espera recuperar entre un 70 – 80 [%] del aceite original in – situ. Se menciona a su vez que puede ser implementado en algunos lugares donde los métodos de vapor no son viables por diversas causas como por ejemplo: en espesores netos menores a 10 [m], cuando exista ausencia de casquete de gas en el yacimiento, en zonas donde los esquistos actúan como barreras al vapor, etc.

El proceso THAI puede ser utilizado en casi cualquier zona con crudo pesado o en yacimientos donde previamente se realizaron extracciones de crudo por medio de métodos convencionales de inyección de vapor.

Algunos países como Canadá y Colombia se encuentran a la vanguardia en lo relacionado al proceso THAI – CAPRI, este método es susceptible de ser implementado en países como: Brasil, Ecuador, Venezuela y China. Existen otras zonas con yacimientos de crudo pesado como en Texas, África, Rusia y en algunos otros yacimientos ubicados en la plataforma continental del Reino Unido en los cuales se podría facilitar la extracción de crudo pesado por medio de este proceso.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA THAI

III.I RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO: PANORAMA GENERAL

III.I.I RECUPERACIÓN DE ACEITE MEJORADA (IOR) vs. RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE (EOR)

Los términos EOR e IOR (por sus siglas en inglés) se utilizan indistintamente. IOR es la recuperación mejorada de hidrocarburos, es un término general que implica el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos por cualquier medio. Por ejemplo, las estrategias operacionales, como la perforación de pozos horizontales, verticales y mejoramiento de las zonas de barrido, lo que lleva a un aumento en la recuperación de hidrocarburos.

Ahora, la recuperación mejorada de aceite (EOR) o recuperación asistida del petróleo, es un concepto más específico, y puede considerarse como un subconjunto de IOR. La recuperación asistida del petróleo implica una reducción de saturación de petróleo por debajo de la saturación de aceite residual (Sor).

La recuperación de aceites retenidos debido a las fuerzas capilares y de aceites que son inmóviles o casi inmóviles debido a la alta viscosidad (aceites pesados y bitúmenes) sólo puede lograrse mediante la reducción de la saturación de petróleo (Sor).

El alcance de la recuperación asistida, varía considerablemente para los distintos tipos de hidrocarburos. La figura 3.1 muestra los diferentes porcentajes de recuperación de aceite que se pueden obtener en cada una de las etapas de recuperación (primaria, secundaria y mejorada), así mismo, se puede apreciar que cualquiera que sea el tipo de aceite siempre existirá la presencia de agua.

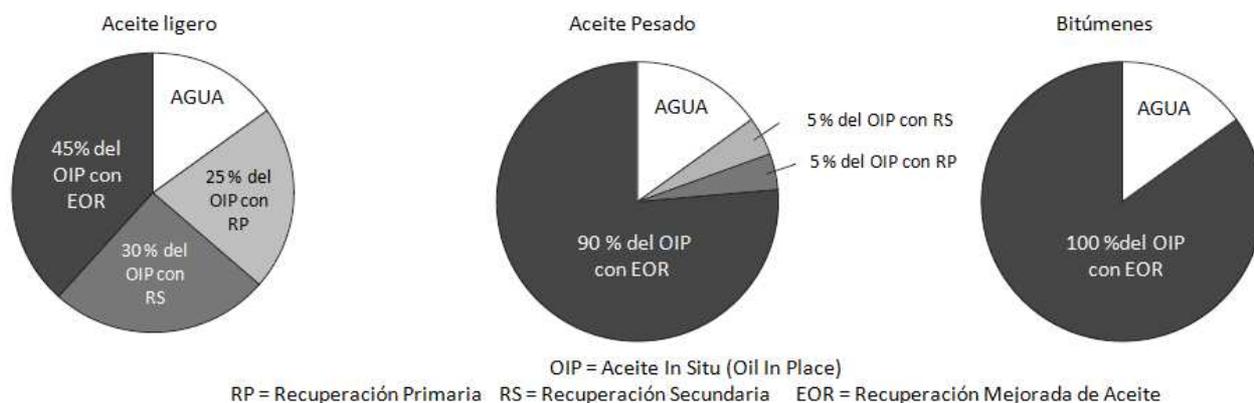


Figura 3.1 Porcentaje de la Recuperación Mejorada de Aceite para diferentes Hidrocarburos, (Thomas, 2008).

La figura anterior (3.1), representa el porcentaje que se busca recuperar del aceite in situ (OIP), por medio de la recuperación Primaria (RP), Recuperación Secundaria (RS) y la Recuperación Mejorada de Aceite (EOR). Cabe mencionar que los porcentajes mostrados son teóricos, por cual en la práctica no siempre se logran alcanzar.

III.I.II RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE (EOR)

Muchos métodos de recuperación mejorada de petróleo se han utilizado en el pasado, con distintos resultados, para la recuperación de los aceites ligeros y pesados, así como de los bitúmenes. Una clasificación general de estos métodos se muestra en la figura 3.2. Los métodos térmicos están destinados principalmente a aceites pesados y bitúmenes, también pueden ser aplicados a aceites ligeros en casos especiales. Los métodos no térmicos son normalmente utilizados para aceites ligeros. Algunos de estos métodos han sido probados para aceites pesados, sin embargo, han tenido un éxito limitado en el campo.

Al determinar las propiedades del yacimiento es posible seleccionar el mejor método de recuperación mejorada de aceite. Entre los métodos térmicos, los basados en vapor han tenido más éxito comercialmente que otros.

Entre los métodos no térmicos, tales como los miscibles y las inundaciones alcalinas han tenido un éxito notable, sin embargo su aplicabilidad es limitada por la disponibilidad y el costo de los disolventes a escala comercial. Los métodos químicos han sido en general más rentables en el pasado y son una promesa para el futuro.

Entre los métodos de inyección de gas miscibles, las inundaciones de CO₂ han sido relativamente más exitosas que otros métodos para la recuperación de aceites pesados.

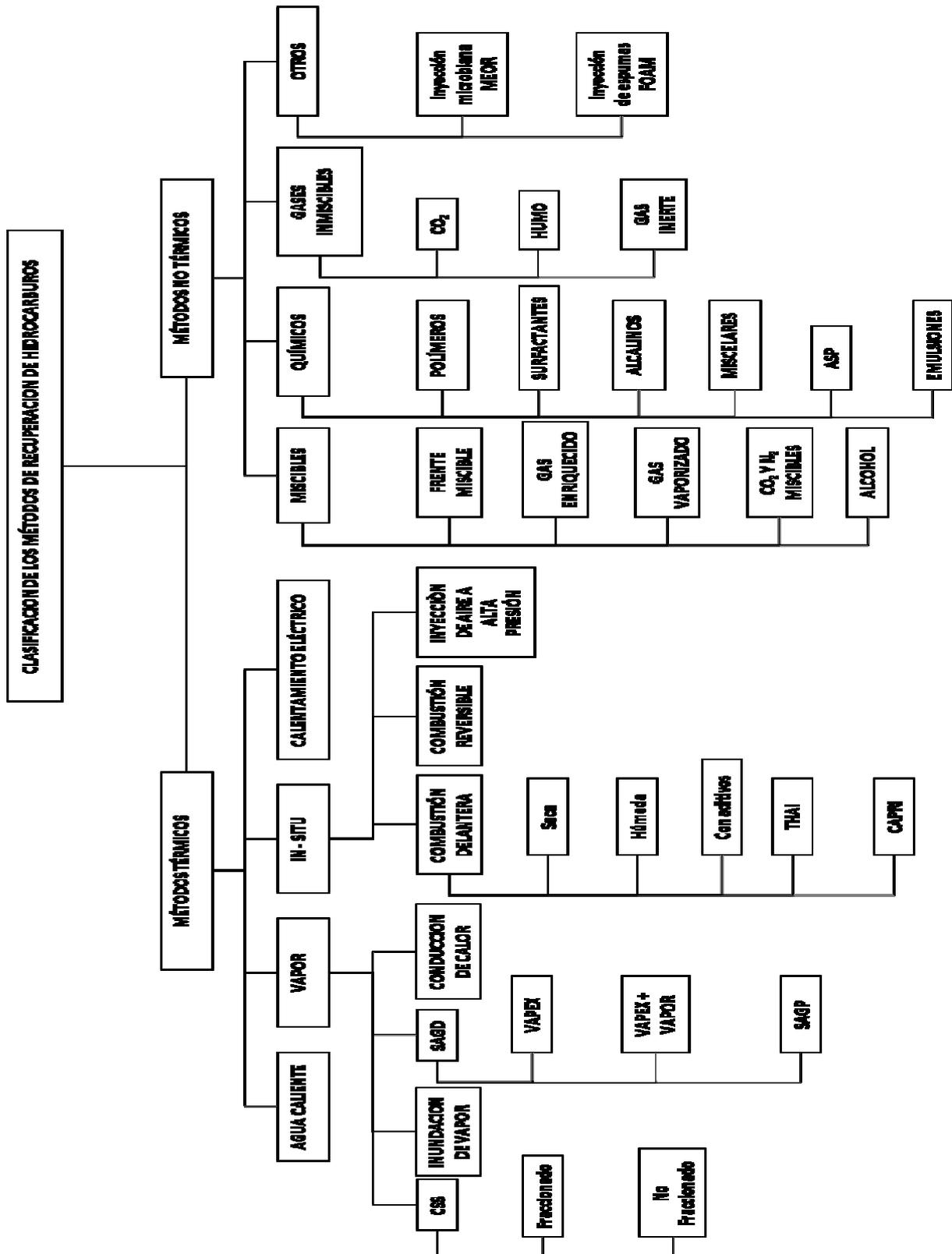


Figura 3.2 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada de aceite, (Thomas, 2008).

III.I.III ESTADO ACTUAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE PESADO

La Figura 3.3, muestra la producción a partir de la recuperación mejorada del petróleo pesado durante los últimos 20 años en EE.UU. (dato al 2008), la cual se puede observar que está declinando. Los principales contribuyentes de esta producción fueron los métodos térmicos, los cuales también están en descenso, principalmente porque la mayoría de los yacimientos ya han sido explotados o están en fase de declinación. La producción por medio de la inyección de gas está en aumento, principalmente las inyecciones de CO₂. La producción por medio de métodos químicos es inexistente en la actualidad. El total de la producción por la EOR en los EE.UU. representa alrededor del 12% del total de producción nacional de petróleo.

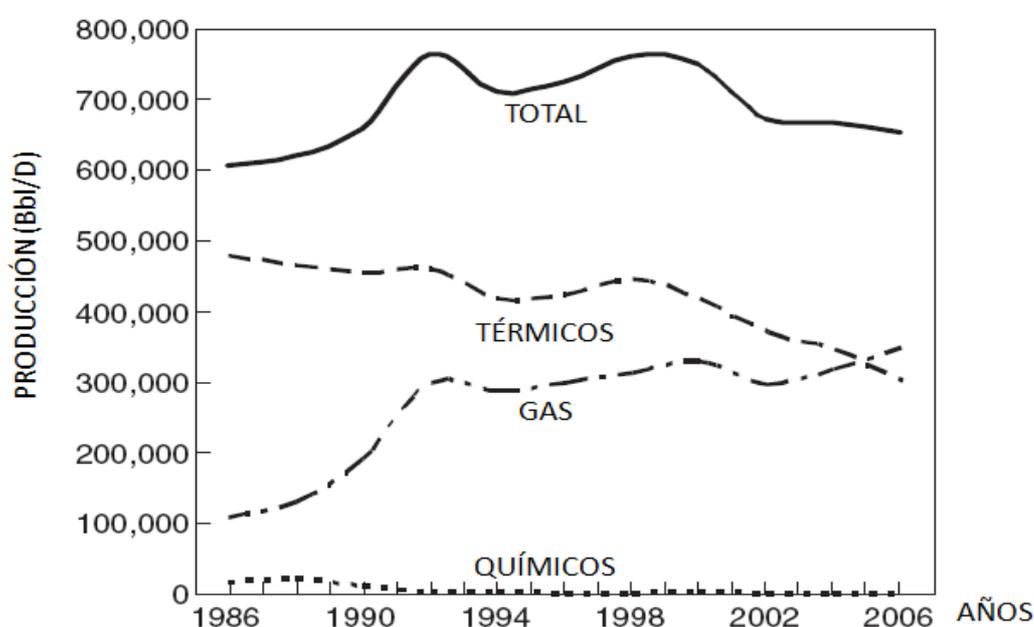


Figura 3.3 Producción de crudo pesado en los EE.UU. por EOR, (Thomas, 2008).

El total de la producción mundial de petróleo hoy en día (incluido el condensado y líquidos de gas natural) al 2008 es 84.5 millones de bbl/d. La producción de crudo pesado por EOR en todo el mundo es alrededor de 2.5×10^6 bbl/d, y casi la totalidad de esta producción se refiere a la producida por EE.UU., México, Venezuela, Canadá, Indonesia y China, como se muestra en la figura 3.4.

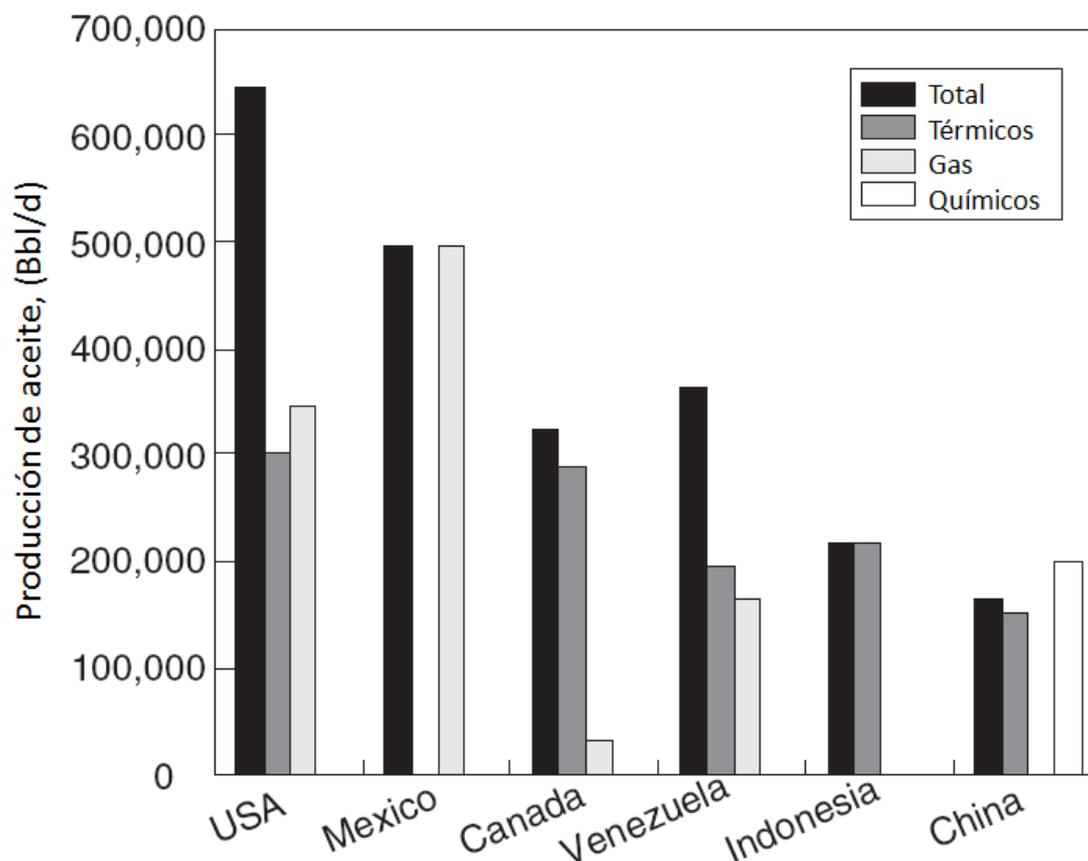


Figura 3.4 Desglose de la producción de crudo pesado por país mediante EOR, (Thomas, 2008).

La Figura 3.5 (página siguiente) muestra el desglose de la producción de los países contribuyentes. Los métodos térmicos predominan en cinco países.

Los últimos avances en tecnología y el actual panorama económico han dado lugar a un renovado interés en los métodos de EOR. El crecimiento a futuro de la recuperación mejorada del petróleo dependerá de la tecnología y los precios del petróleo. A largo plazo el capital y el recurso humano, así como la investigación y el desarrollo, serán esenciales para el éxito en la práctica de los métodos de EOR.

Teniendo en cuenta la ampliación de la brecha entre la oferta y la demanda de energía, la recuperación mejorada de petróleo continuará desempeñando un papel fundamental en la mejora de los factores de recuperación del aceite.

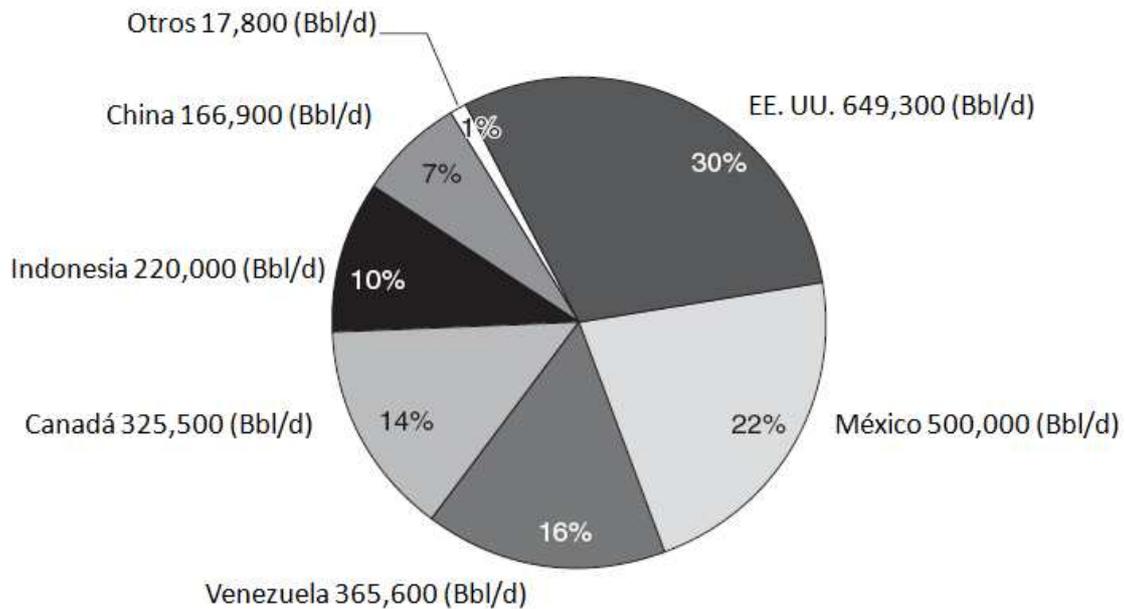


Figura 3.5 Producción de crudo pesado por país mediante EOR, (Thomas, 2008).

III.II PROCESO THAI

III.II.I ANTECEDENTES

La inyección de gas en yacimientos de aceite ligero es un método comprobado de recuperación mejorada de petróleo, sin embargo la aplicación de estos procesos es limitada por la disponibilidad del gas y el costo. Por otro lado las tecnologías de inyección de aire, por tener mayor disponibilidad y ser más económicas, han renovado el interés por el uso de estos métodos (Greaves et al., 1999).

En los yacimientos de petróleo pesado, donde el objetivo principal es la reducción de la viscosidad del aceite presente en el yacimiento para facilitar su movilidad, la inyección de aire ha sido ampliamente utilizada para la generación de calor a través del proceso de Combustión In-Situ (ISC, por sus siglas en inglés), el cual se explicó en el capítulo II de este trabajo. Algunos de los éxitos más recientes de los proyectos de inyección de aire se han llevado a cabo en los E.E.U.U y Canadá (Moritis, 1992 – 2002, Sarathi, 1999).

A pesar de los beneficios obtenidos por los procesos de ISC, los problemas para generar un frente estable de combustión y las deficiencias en el barrido de los fluidos del yacimiento, se traducen en un éxito limitado de estos procesos. La segregación gravitacional entre los gases calientes por la combustión y el aceite frío, reduce aun más la eficiencia de barrido en los yacimientos. La eficiencia de barrido esperada al utilizar el método de ISC es alrededor del 30% (Greaves y Turta, 1997).

La “inyección de aire de la punta del pie al talón” (THAI), por sus siglas en inglés, o bien en la literatura en español, como “inyección de aire de principio a fin”), es un nuevo proceso que propone solucionar los problemas asociados con los métodos convencionales de ISC, debido a la estabilización de los frentes de inundación. El objetivo principal de Toe-to-Hell, es prevenir la segregación gravitacional de los líquidos inyectados y desplazados *in-situ* y generar un mejor frente de barrido para desplazar los fluidos en el yacimiento.

Este proceso fue desarrollado al tratar de estabilizar la gravedad del proceso ISC, según estudios realizados en 1993 por Ostapovich y Pebdani, quienes demostraron experimentalmente que al realizar una inyección de aire a alta presión (mayor a 1600 psi) en el yacimiento a través de un pozo vertical y combinándola con la producción de un pozo horizontal, disminuía el frente de combustión debido a la baja presión generada por la producción del pozo horizontal.

Esto permite un drene por gravedad del aceite caliente presente en el yacimiento, mejorando el barrido del mismo y permitiendo que alcance los pozos productores. Sin embargo, en el experimento de Ostapovich y Pebdani, se presentaba un prematuro avance del frente de combustión a lo largo de una gran parte de la porción transversal y horizontal del yacimiento, lo cual generaba una zona no barrida comprendida entre la “punta del pie” y el frente de avance (Greaves y Turta, 1997).

El proceso THAI surge de los intentos por eliminar las limitaciones del experimento de Ostapovich y Pebdani. El proceso THAI realiza un mejor barrido de los fluidos del yacimiento y permite controlar mejor el frente de combustión. Es un proceso integrado por pozos horizontales y es operado por medio de desplazamientos a corta distancia (SDD, por sus siglas en inglés), ver figura 3.6.

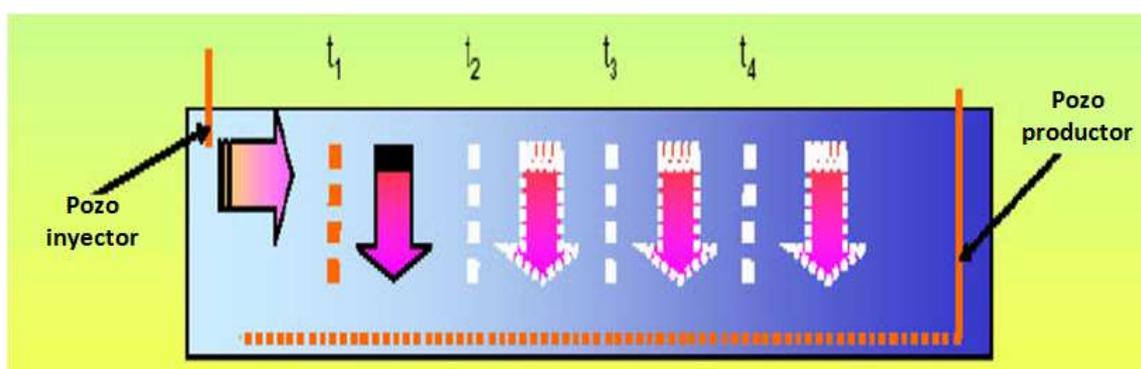


Figura 3.6 Desplazamiento a corta distancia del proceso THAI (SDD), (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

En el proceso THAI (figura 3.7), los pozos horizontales de producción, se localizan en la parte baja del yacimiento, mientras que el o los pozos verticales de inyección se encuentran en la parte superior del yacimiento. El aire enriquecido con oxígeno es inyectado a través del pozo vertical, llevándose a cabo la ignición en la parte superior del yacimiento para crear una zona de combustión y reducir la viscosidad del aceite pesado, para después por drene gravitacional producir el aceite por el pozo horizontal.

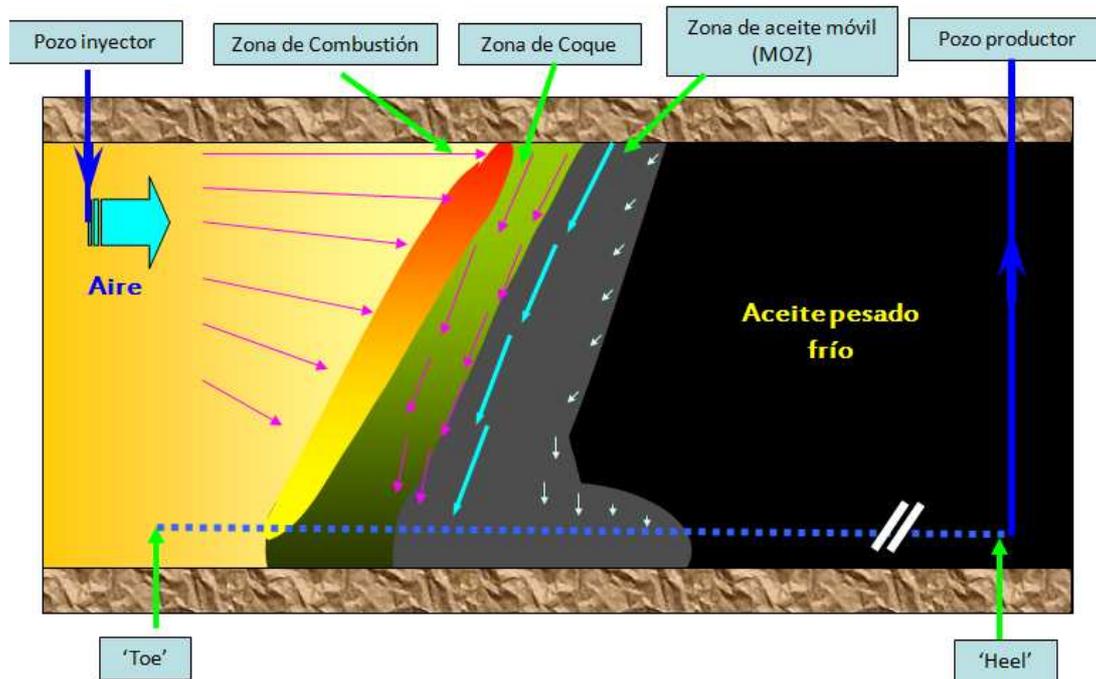


Figura 3.7 Esquema del proceso THAI (SDD), (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

Los beneficios potenciales del proceso THAI incluyen eliminar los problemas de conificación del gas, controlar el frente de combustión, facilitar el flujo de fluidos por drenaje gravitacional y reducir los problemas generados por la heterogeneidad del yacimiento (Greaves *et al.*, 1999 y Greaves y Turta, 1997).

III.II.II DEFINICIÓN DEL MÉTODO THAI

El método de recuperación mejorada de aceite THAI, es un proceso de combustión para la recuperación de aceite pesado y bitúmenes, el cual combina una producción con pozos horizontales y un pozo vertical de inyección de aire.

En el proceso THAI, se pueden distinguir las siguientes zonas mostradas en la figura 3.8 (página siguiente):

1. Zona de combustión
2. Zona de coque
3. Zona de petróleo móvil
4. Zona de petróleo frío

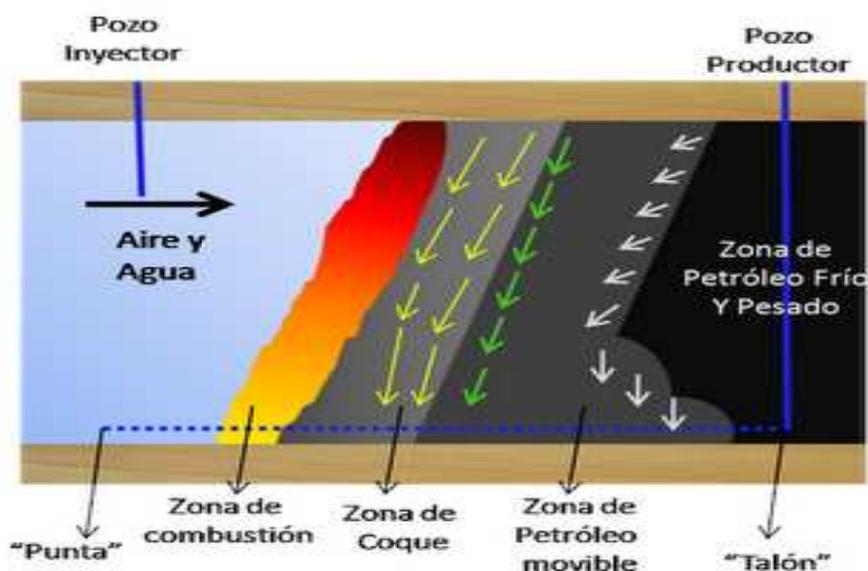


Figura 3.8 Zonas durante el proceso THAI, (T. X. Xia, M. Greaves, W. S, 2002.).

El proceso consiste de las siguientes etapas (ver figura 3.9 en la página siguiente):

- Se inicia el fuego que alimenta la compresión de aire y se bombea hacia el fondo del pozo vertical de inyección en cuya extremo se encuentra el “toe” del pozo horizontal.
- La cámara de combustión se expande a medida que se bombea aire, y esto provoca 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 principio del pozo horizontal (heel), hacia sitios de menor presión.

La primera etapa (fase inicial o precalentamiento) es una fase en la que se inyecta aire a través del pozo vertical y opcionalmente se puede inyectar a través del pozo horizontal, para calentar el yacimiento y favorecer la movilidad del aceite; su aplicación depende de las condiciones de viscosidad del aceite y de la temperatura del yacimiento; puede variarse el grado en el que el aire fluye hacia la formación durante la operación.

El inyectar aire en el yacimiento aumenta la región quemada, un flujo de aire alto puede emplearse para mantener la oxidación a alta temperatura y una tasa de producción de petróleo alta. La segunda etapa (o de estado estacionario), es en la que el frente de combustión se forma, se estabiliza y regulariza el ritmo de producción de hidrocarburos.

En la tercera y en la última etapa, el frente de combustión llega al pozo horizontal y se desplaza hasta el talón, momento en el cual se inicia la producción del aceite.

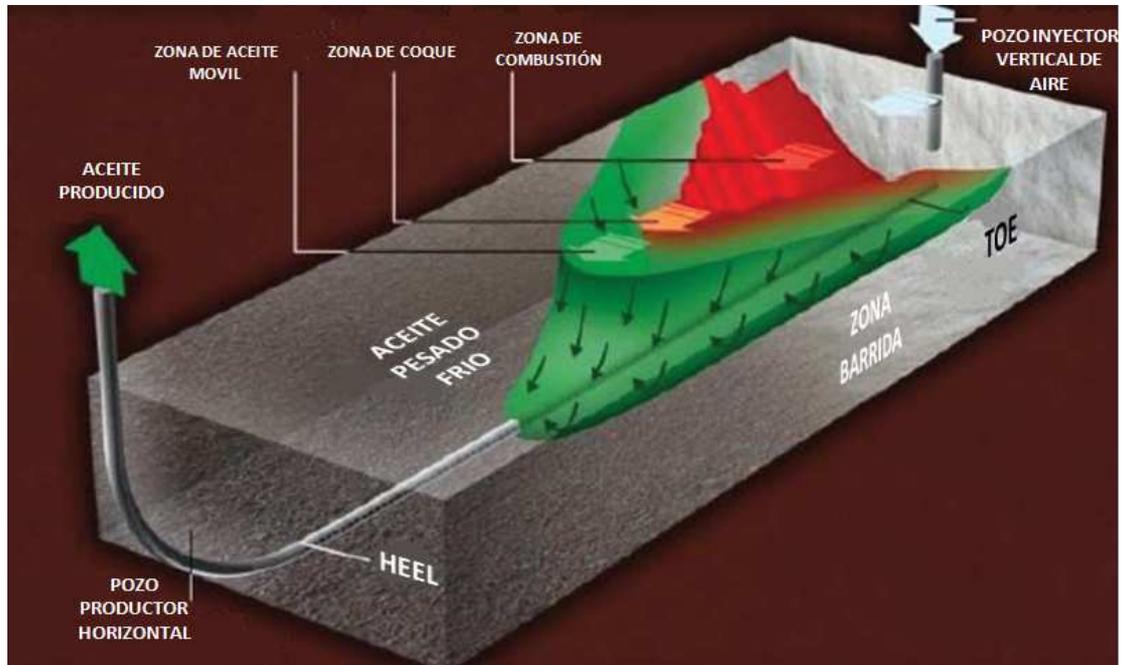


Figura 3.9 Etapas del proceso THAI, (Petrobank.com)

El frente de combustión que se forma debajo del pozo vertical y que se desplaza a lo largo del pozo horizontal, permite el drene por gravedad del aceite caliente hacia el pozo productor. Durante el desarrollo de este proceso se identifica la zona de combustión con temperaturas superiores a 700 °F (370 °C).

La zona de depósito del coque (combustible del proceso) se crea justo por delante de la parte frontal de la combustión. A su vez, por delante de estas dos zonas se crea la zona de aceite móvil (MOZ), donde la viscosidad del aceite es reducida como resultado del calentamiento por la combustión.

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, como un descontrol en el frente de combustión, lo que ocasiona que en algunos casos este frente llegue a la tubería de producción y queme todo el equipo, además de que hay un deficiente barrido de aceite del yacimiento, con este método se puede controlar el movimiento del frente de combustión, porque con las herramientas convencionales luego 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.

La vía para el desplazamiento del petróleo es diferente de la ruta en los procesos convencionales de combustión “in situ”. Como en el proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD, por sus siglas en ingles) y en la extracción de vapor (VAPEX, por sus siglas en ingles), el petróleo movilizado, no tiene que desplazarse a través de la región fría (petróleo de alta viscosidad), en cambio toma el camino más corto al pozo de producción horizontal.

La zona de coque provee el combustible para el proceso de combustión *in situ*; se forma inmediatamente después del frente de combustión como un resultado de los procesos precursores que llevan al desplazamiento del petróleo: incluyendo vaporización y craqueo termal.

Al alcanzar la estabilización de la operación, todos los fluidos producidos (gas, vapor, petróleo) pasan por la zona de petróleo movable, y por ende son arrastrados bajo un flujo forzado a la sección expuesta del pozo productor horizontal. Cerca del borde de drene de la zona de petróleo movable, en el límite con la región de petróleo frio, el petróleo dreña principalmente por gravedad.

La estabilidad del proceso THAI depende de dos factores clave:

- a) Una zona de quemado de alta temperatura (450-650°C).
- b) Un sello en el pozo productor horizontal, que prevenga que el gas se canalice desde atrás del frente de combustión al pozo productor horizontal. El efecto de sello dinámico se crea cuando la temperatura cerca del pozo horizontal comienza a incrementarse

III.II.III RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL PROCESO THAI

Debido a que el proceso THAI cuenta con un desplazamiento a corta distancia se ubica dentro de los nuevos procesos de recuperación mejorada de crudo, dentro de los cuales también se encuentra los procesos SAGD y VAPEX. En el proceso THAI, la movilización de petróleo pesado, en la zona de aceite móvil (MOZ, por sus siglas en inglés) delante del frente de combustión (figura 3.10 página siguiente) y el drene hacia los pozos horizontales productores es a corta distancia. Greaves *et al.*, (1999) mencionan que la relevancia del proceso THAI radica en la zona de combustión vertical la cual minimiza los efectos de la gravedad y da como resultado una eficiencia de 2 a 4 veces mayor que la eficiencia de barrido de los procesos de inyección de vapor.

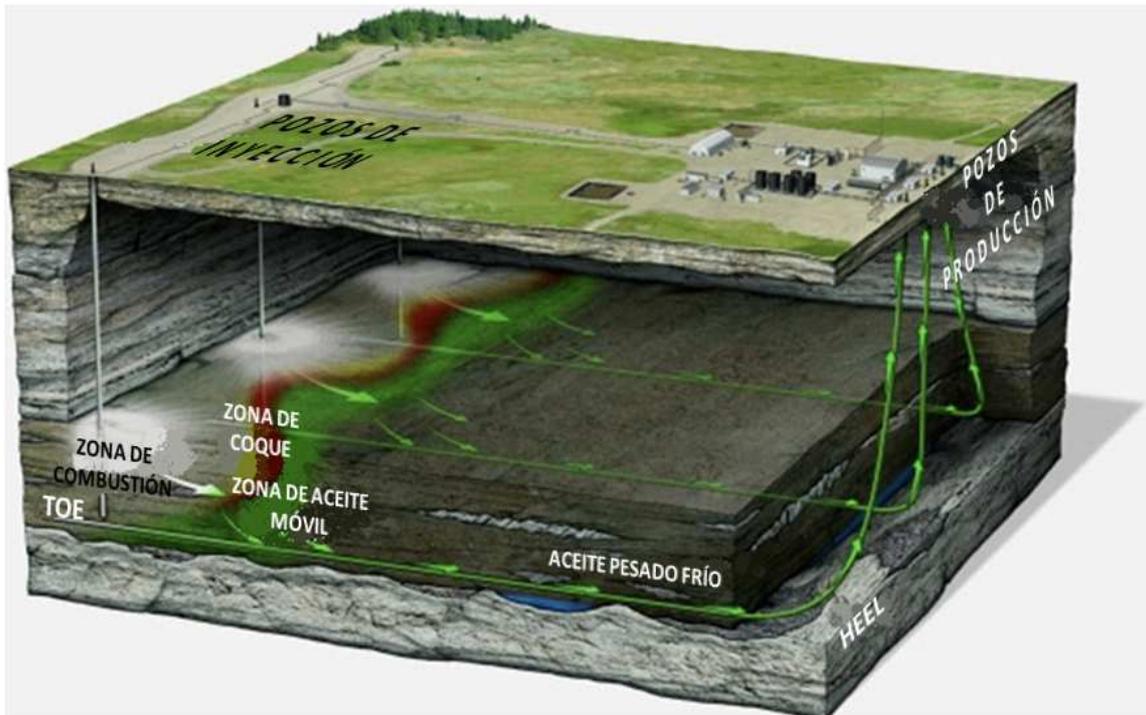


Figura 3.10 Diferentes zonas del proceso THAI, (Petrobank.com).

El desplazamiento de aire inyectado en la zona de combustión es resultado de un mecanismo de difusión. El balance estequiométrico entre el flujo del oxígeno necesario para quemar el coque por delante del frente de combustión, la eliminación de los productos de combustión y la movilización de los fluidos a través del pozo horizontal son requisitos claves para la estabilidad del proceso THAI y para incrementar el frente de combustión.

La producción es resultado de la eliminación de los productos de combustión y de la movilización de los fluidos a la cual está expuesto el pozo horizontal de producción. Por lo tanto, Greaves *et al.*, (1999) consideran que el método THAI es un proceso de gravedad estable y está controlado por el gradiente de presión establecido entre la sección de depósito del yacimiento y la entrada de los fluidos al pozo horizontal.

Estos investigadores al utilizar aceites con diferentes gravedades API, mostraron que la creación de la zona móvil de aceite (figura 3.10) es esencial para mantener la inundación de aceite en el frente, junto con el aceite pesado, frío y viscoso que desciende de la parte frontal del yacimiento, además actúa como un sello natural a lo largo del pozo horizontal y evita el desvío de los gases. El proceso THAI mantiene condiciones estables tanto para aguas arriba como para aguas abajo de la zona de aceite, resultando en una reducción significativa de la sensibilidad del proceso a la heterogeneidad del yacimiento.

Greaves (1999), llevó a cabo la inyección de aire en 3 dimensiones, utilizando una celda de combustión, una muestra de crudo ligero de 30.7 °API (mezcla Forties, Mar del Norte), otra de aceite mediano de 20.8 °API (Clair, Mar del Norte) y una de aceite pesado con 10.95 °API (Wolf Lake, Canadá). Observó que en un pozo controlado, la zona de aceite móvil se crea justo por delante del frente de combustión, el tamaño de dicha zona depende de las características *in-situ* del crudo pesado y del grado de sello de los pozos horizontales. Los resultados experimentales mostraron factores de recuperación de aceite muy alto, cercano al 85%. Para el caso del crudo pesado de Wolf Lake observó además, una significativa reducción de la viscosidad y el mejoramiento del mismo (20 °API).

Xia y Greaves (2000), realizaron experimentos en 3-D con bitúmenes y arenas alquitranadas de Athabasca para investigar el comportamiento de la combustión seca (sin presencia de agua) y húmeda (presencia de agua). Para la combustión húmeda se compararon los resultados con una prueba de inundación de vapor que fue seguida por inundación de aire. Observaron que el frente de combustión fue estable y reportaron una recuperación del 80% de petróleo. Además, este proceso brindó un mejoramiento de 8 °API sobre el crudo original, disminuyó la viscosidad del aceite y redujo significativamente el contenido de azufre, nitrógeno y metales pesados.

El análisis SARA realizado al bitumen de Athabasca, poseía menos fracciones de asfaltenos, resinas y compuestos aromáticos con un aumento significativo en el aceite de la fracción de saturados (del 14.5% al 70%), esto demuestra según Xia y Greaves (2001) que los asfaltenos son el principal “combustible” en el proceso THAI.

III.II.IV BENEFICIOS DEL METODO THAI

a) Alta recuperación de hidrocarburos

- Se estima una recuperación de aceite de hasta el 80% según cálculos experimentales (Xia y Greaves (2001)).
- En comparación con la inyección tradicional de vapor, se requiere menos energía para generar vapor.
- Disminuye la viscosidad del crudo que se encuentra en el yacimiento.
- Se puede mejorar la gravedad API del aceite, de 8 a 14 °API, para el caso del crudo pesado del yacimiento Wolf Lake.

b) Ambientales

- No deteriora al medio ambiente.
- Mayor aumento de la gravedad API del crudo; Petrobank (2008) 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 drene por gravedad asistida con vapor, además de un uso mínimo de agua dulce.
- 50 por ciento menos de emisiones de gases de efecto invernadero.

c) Económicos

- Cuando se lleva a cabo la combustión, se generan productos benéficos 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.
- Se puede operar con un solo pozo horizontal de producción, con un mínimo de vapor y de instalaciones de procesamiento de agua.
- Mínimos requerimientos de gas natural para generar vapor.
- Menor tiempo de ejecución del proceso

En la tabla 3.1 se presentan los beneficios que ofrece el proceso THAI con respecto al proceso SAGD:

Tabla 3.1 Beneficios THAI vs SAGD, (Hernández, A., 2004).

THAI vs SAGD	
<u>Ambientales</u>	<u>Económicos</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Mínima cantidad de agua en uso. • Mínimo de consumo de gas natural. • 85% menos de agua producida, calidad industrial. • Recuperación de calor para generar electricidad. • Petróleo mejorado elimina la necesidad de diluyentes. • 34% menos de CO₂ vs SAGD. • Alta recuperación de recursos: • 70-80% para THAI, 40-60% para SAGD 	<ul style="list-style-type: none"> • Reformulación de la calidad del petróleo • Ahorros en el costo de gas combustible • Ahorro en el costo de los diluyentes

La tecnología, conocida como *Toe to- Heel Air Injection* (THAI), genera calor *in situ* en lugar de inyectarlo desde la superficie. “Estamos hablando de una tecnología que podría dejar atrás la tecnología con vapor y probablemente elimine el uso de vapor en estos yacimientos”, señala Barry Blacklock (Hernandez A., 2004), representante de Petrobank en Venezuela.

Blacklock explica que Petrobank inicio el proyecto, con un valor de \$30 millones, en la época más cruda del invierno. “En esa parte del mundo, el único momento en el que realmente se pueden perforar pozos petroleros es cuando todo está congelado”, indicó.

De lo contrario, la tierra está demasiado suave. Blacklock expresa que el equipo de Petrobank espera estar produciendo crudo para cuando todo empiece a calentarse la próxima primavera. Entonces, se sentarán a observar la producción por otros seis a doce meses.

“Si los resultados son positivos, se espera que inmediatamente después lancen una fase comercial”, señala Blacklock, quien agrega que “inmediatamente después de eso, empezarán con proyectos pilotos en otras partes del mundo, incluyendo Venezuela”.

Desde de enero de 2004 el mundo del petróleo prestó atención a lo que se está realizando en los campos del norte de Alberta, en Canadá. Allí, en las vastas arenas bituminosas cerca del lago Cristina, Petrobank Energy and Resources Limited espera encender un fuego subterráneo, calentar el bitumen y transformarlo en crudo fluido de alta calidad.

III.III ANALISIS DEL PROCESO THAI UTILIZANDO MODELOS ANALITICOS SIMPLES

Los modelos analíticos simples son una herramienta que nos permite estimar de manera sencilla, entre otra información, la posible producción que se tendrá al implementar el proceso de combustión THAI, además que nos otorga información valiosa para el diseño del proceso. Los modelos analíticos que se mencionaran serán los siguientes: Satman y Brigham, Gates y Ramey y el de Nelson McNeil.

Para determinar la fiabilidad de los diversos modelos analíticos simples, se correlacionaran los resultados arrojados por estas con los obtenidos en una simulación. La simulación será realizada con el software STAR, de la compañía CMG.

Los datos necesarios para desarrollar los modelos serán proporcionados por un laboratorio que realizara un experimento en un tubo de combustión que representa al yacimiento, el aceite (pesado) utilizado será del yacimiento Wolf Lake, Canadá.

Lo que se pretende con esta comparación, es determinar cuál de los modelos provee la mejor información para el diseño del proceso de combustión in-situ.

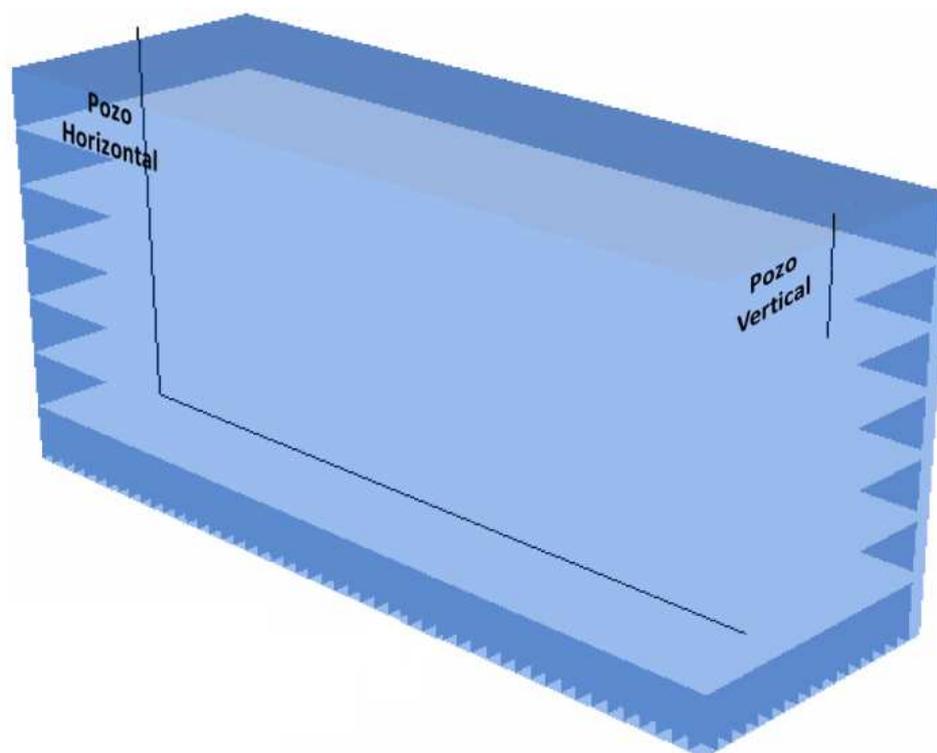
III.III.I SIMULACIÓN DE LA COMBUSTION

Los datos obtenidos para la simulación del proceso THAI fueron proporcionados por la compañía CMG, ubicada en Houston, Texas (Brugman, 2003), el modelo proporcionado para esta simulación tiene las siguientes características (tabla 3.2, página siguiente).

Tabla 3.2 Características del modelo de combustión, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

CARACTERÍSTICAS PARA LA SIMULACIÓN DE LA COMBUSTIÓN	
Dimensiones del modelo (ft)	1000 x 340 x 70
Porosidad (%)	30
Saturación inicial de aceite (S_{oi}) (%)	66
Permeabilidad (mD)	5000
Relación kv/kh	0.1
Profundidad del pozo horizontal de producción (ft)	990

En la figura 3.11 se muestra la ubicación del pozo horizontal de producción y del pozo vertical de inyección, propuestos en la simulación.

**Figura 3.11 Disposición de los pozos en el proceso THAI (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).**

El modelo realizado por CMG utilizó aire enriquecido (50% de O_2 + 50% de N_2), como fluido de inyección. Realizó simulaciones variando la composición de aire (por ejemplo, aire normal: 79% de N_2 + 21% de O_2 y gases de combustión (OCRC, 2003): 6% H_2O + 13% de CO_2 + 77.5% CO/N_2 + 3.5% O_2) para estudiar los efectos de la composición del gas y determinar la posibilidad de capturar el CO_2 .

A) PRUEBA CON INYECCIÓN DE AIRE ENRIQUECIDO

En las figuras 3.12 (abajo), 3.13 y 3.14 (página siguiente) muestran los resultados de la simulación del proceso THAI usando aire enriquecido (50% de O_2 + 50% de N_2).

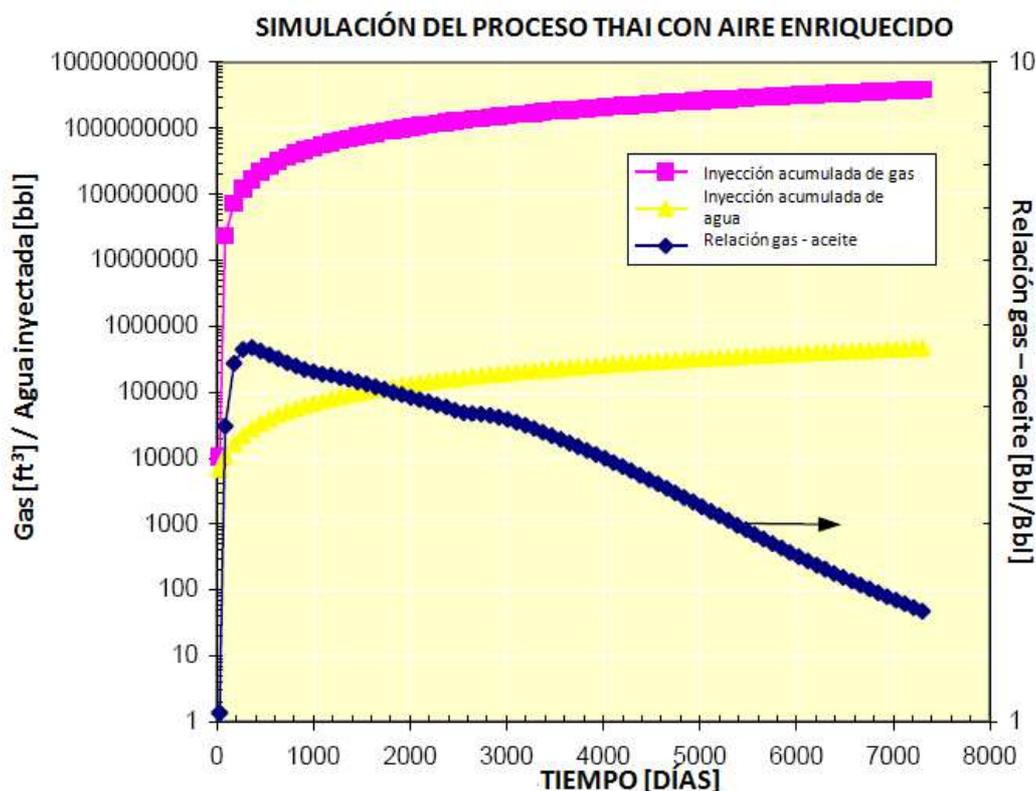


Figura 3.12 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

En la figura 3.12 se observa que el agua inyectada es principalmente usada como captadora de calor para recuperar este de las regiones quemadas del yacimiento y de esta forma no afectar significativamente el proceso de desplazamiento como se ha observado al disminuir la relación aceite – vapor al incrementar la inyección de aire.

La figura 3.13 muestra el incremento lineal en la inyección acumulada aire – agua y el correspondiente incremento del promedio en la temperatura del yacimiento, la entalpia del yacimiento muestra buena inyección de aire y un frente de combustión sostenido para el proceso THAI.

La figura 3.14 muestra los perfiles de producción del proceso THAI durante la inyección de aire enriquecido. Casi el 58% (533.2 Mbb) de aceite original del yacimiento es recuperado, y cuando el avance del gas ha sido total, la recuperación de aceite es significativamente más alta (74% del aceite original del yacimiento, equivalente a 683.1 Mbb).

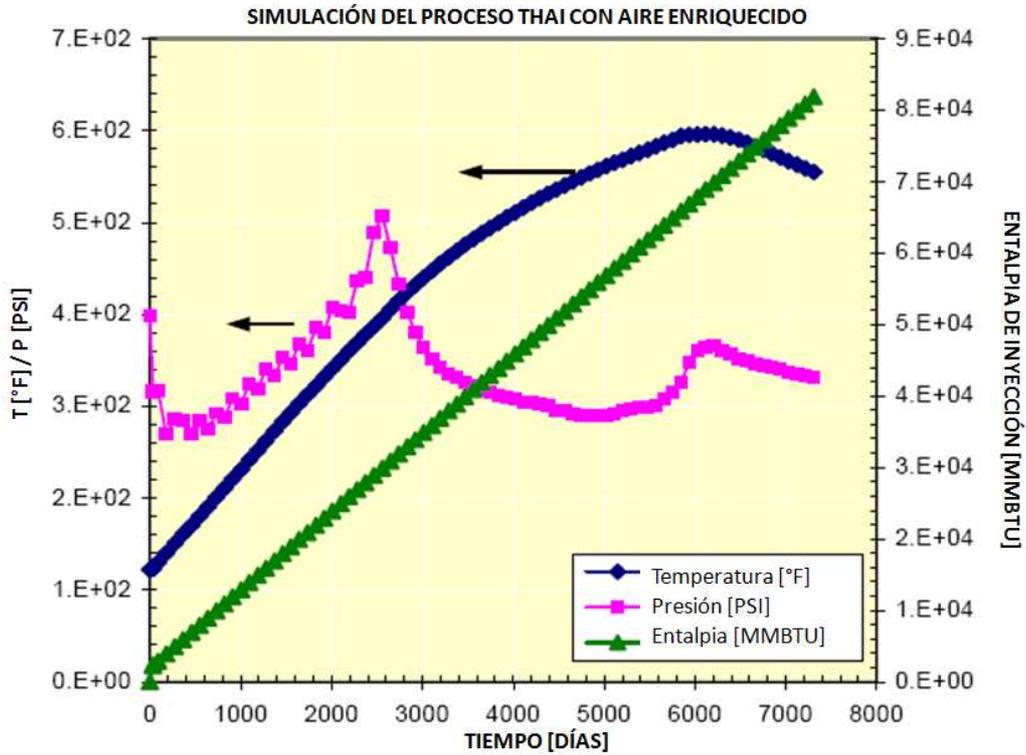


Figura 3.13 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

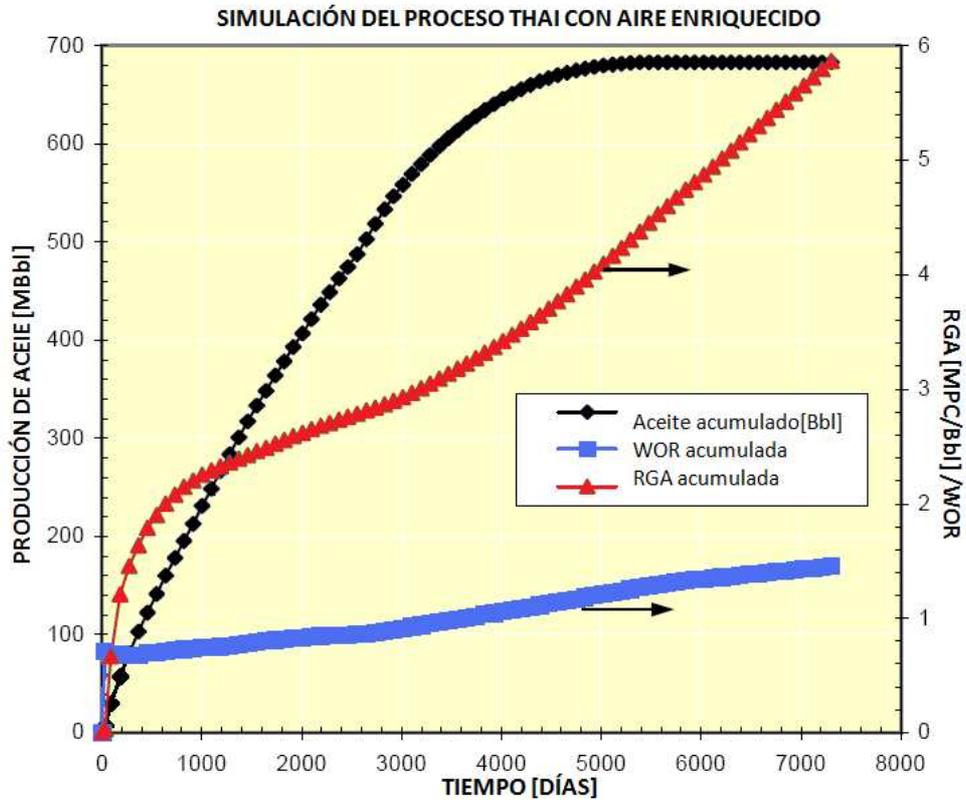


Figura 3.14 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

La figura 3.15 muestra el excelente barrido del aceite del yacimiento durante el proceso THAI con la inyección de aire enriquecido.

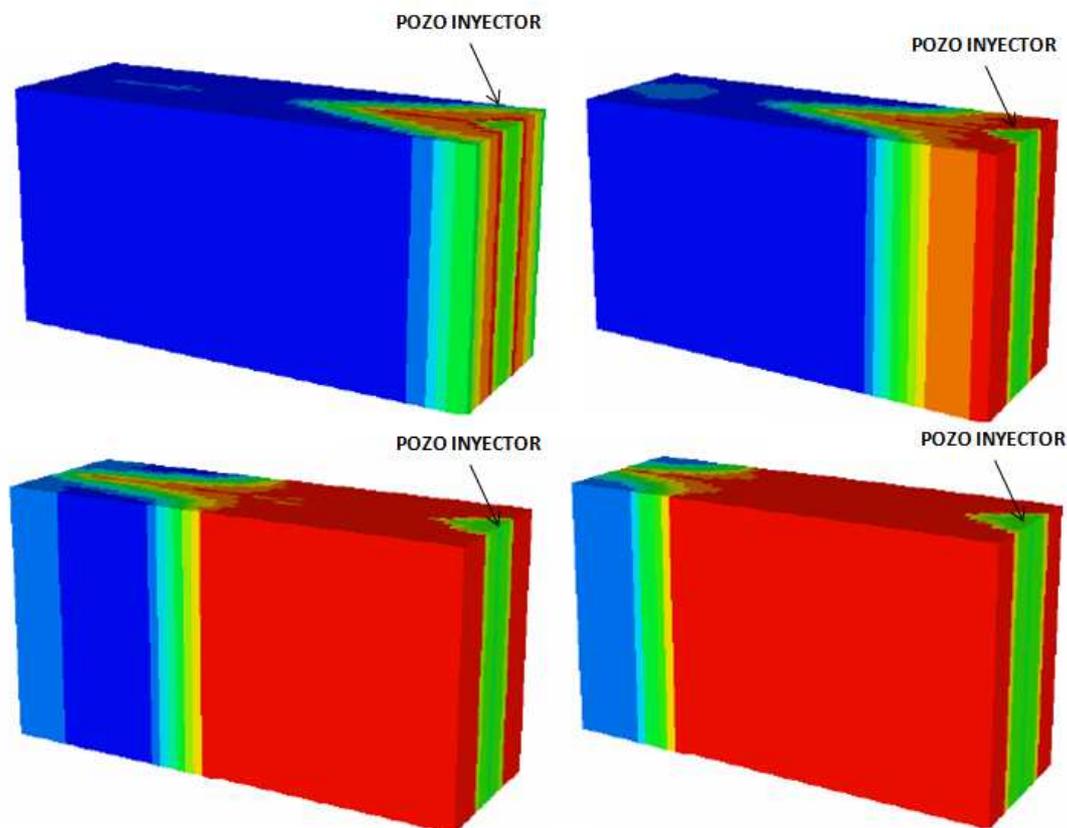


Figura 3.15 Desplazamiento vertical del frente de combustión y perfil de temperatura para la inyección de aire enriquecido en el proceso THAI, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

En la figura 3.15 el color rojo representa el frente de combustión, se puede observar cómo va incrementándose este a medida que se aumenta la inyección de aire. Al desplazarse el frente de combustión llega a la zona de aceite pesado frío (escala de azules), incrementando su temperatura y disminuyendo su viscosidad.

B) INYECCION DE AIRE NORMAL Y GAS DE COMBUSTION

Se observa un excelente barrido del yacimiento, cerca de frente de combustión tanto para aire normal como para gas de combustión, sin embargo en la figura 3.16 (ver página siguiente) se observa que para una concentración menor de oxígeno (21% para aire normal y 3.5% para gas de combustión) el incremento de la temperatura es menor. Bajas temperaturas del frente dan como resultado mínimos incrementos en la producción de aceite para aire normal y gas de combustión, respectivamente (figura 3.17 página siguiente).

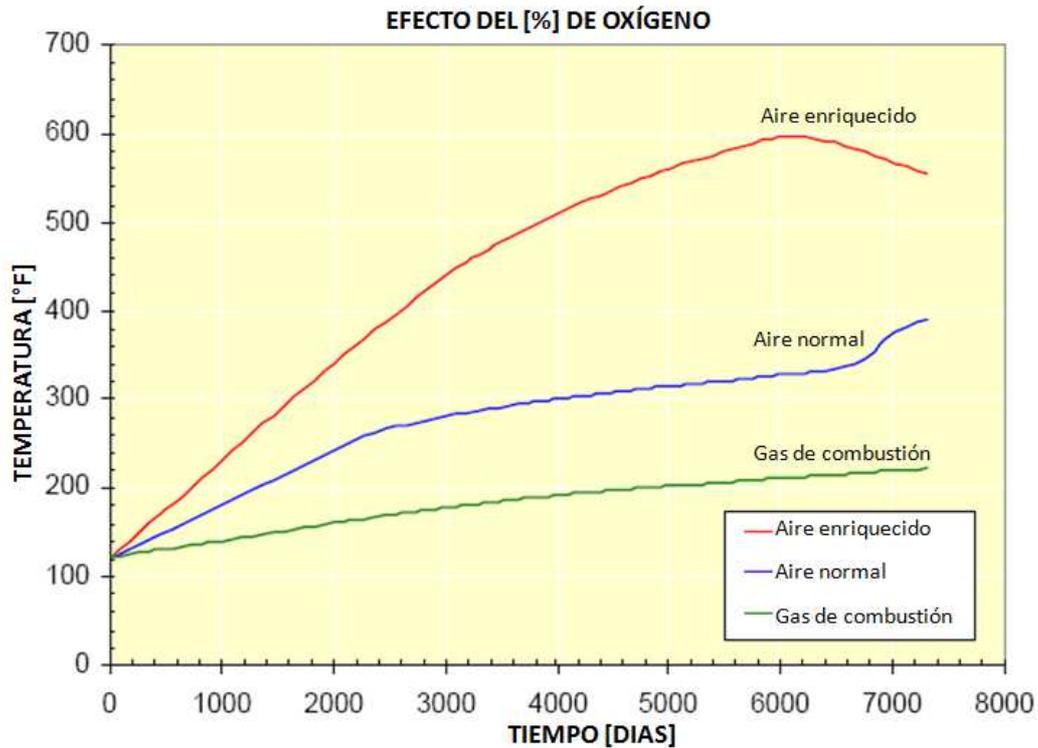


Figura 3.16 Efecto del porcentaje de oxígeno durante la simulación del proceso THAI, Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

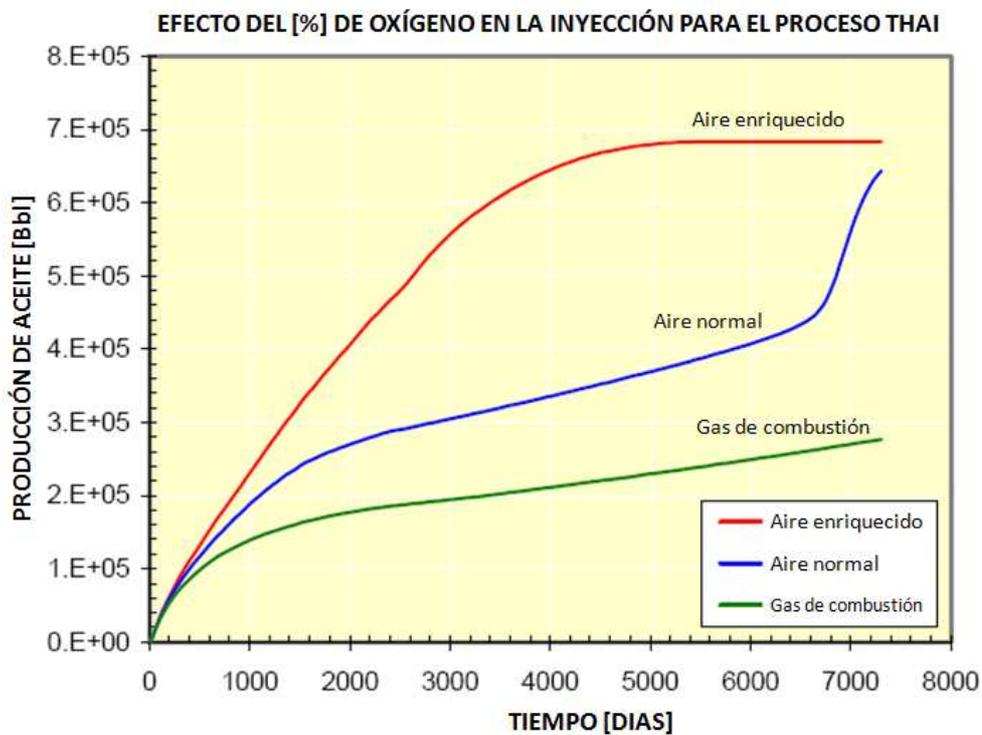


Figura 3.17 Efecto del porcentaje de oxígeno en la inyección para el proceso THAI, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

III.III.III SIMULACION DE LA COMBUSTION EN 1-D

Para el análisis del proceso THAI aplicando modelos simples, se requiere un tubo de combustión, para calcular el combustible que requerirá la combustión, así como el aire de inyección requerido. El aire inyectado será gas enriquecido. Lo anterior se realizó para generar los datos necesarios para aplicar modelos analíticos simples y predecir el rendimiento de la simulación piloto del proceso THAI. El aceite utilizado correspondió a crudo del yacimiento Wolf Lake (Canadá), para garantizar consistencias en la comparación.

La figura 3.18 muestra el aceite, la relación agua – aceite (WOR) y la relación gas – aceite producido (RGA) arrojados por el tubo de combustión 1-D. La figura 3.19 (página siguiente) resume los componentes individuales del gas producido. En la figura 3.20 (página siguiente) se muestra el avance del frente de combustión, desde el pozo inyector hasta el productor.

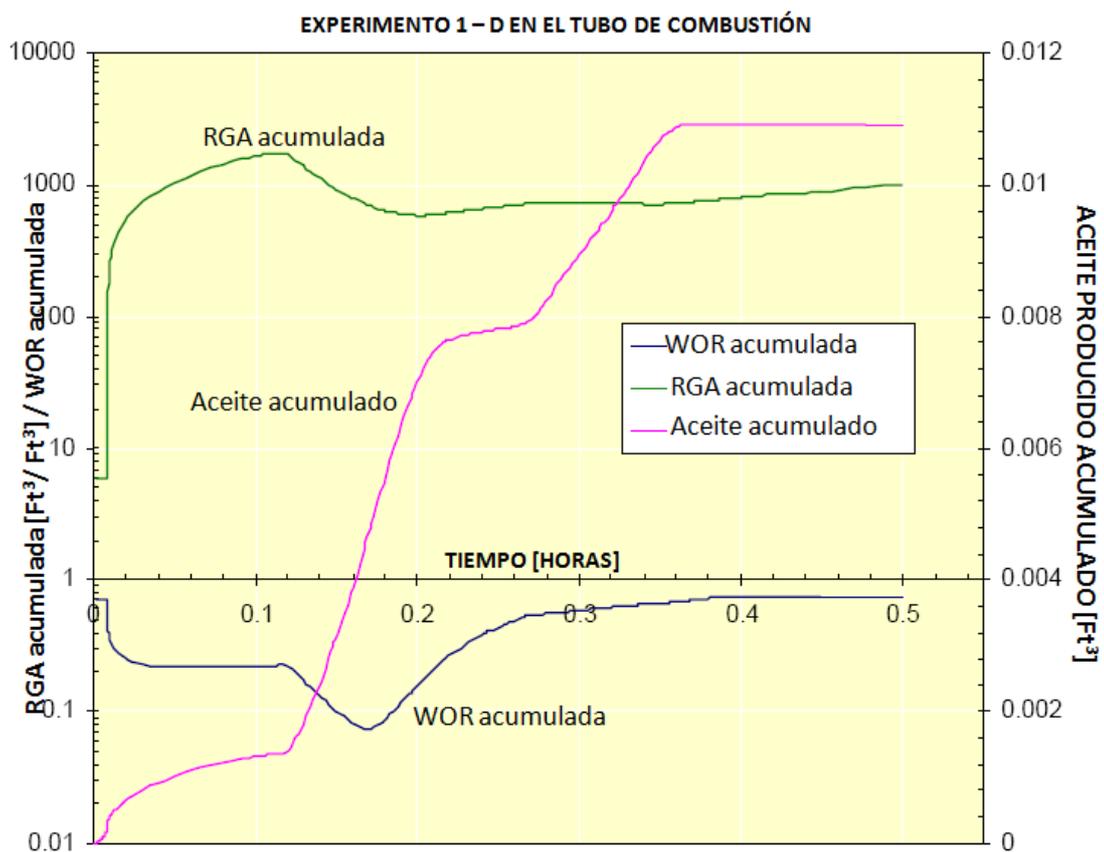


Figura 3.18 Experimento 1 – D en el tubo de combustión, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

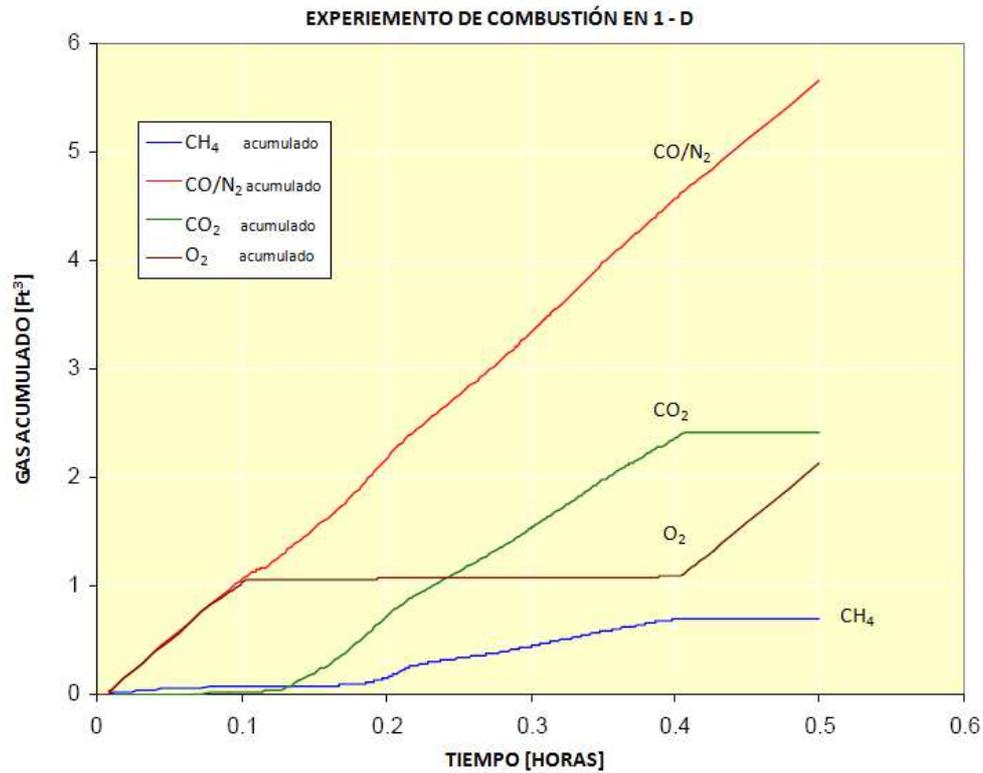


Figura 3.19 Componentes de gas producido, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

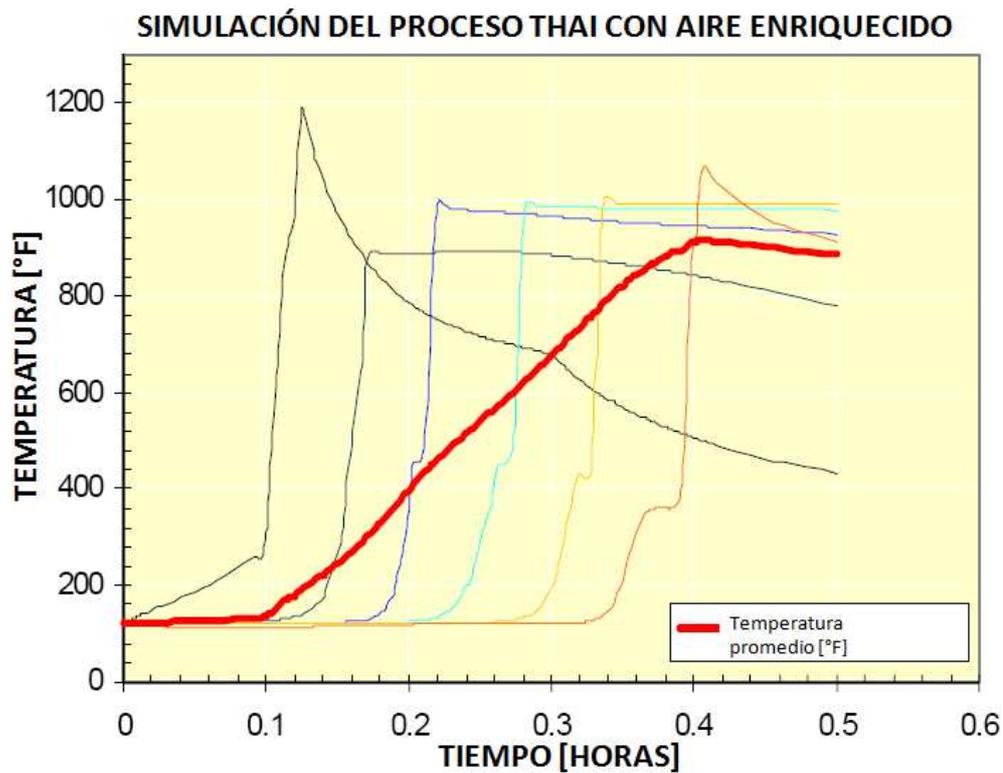


Figura 3.20 Simulación del proceso THAI con aire enriquecido, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

III.III.IV MODELOS ANALITICOS SIMPLES APLICADOS AL PROCESO THAI

Las correlaciones son otro método para desarrollo de proyectos de combustión in-situ; correlaciones como la de Chu (1977), Nelson y McNeil (1961), Gates y Ramey (1980), Satman (1981) y Brigham (1980), son las más utilizadas y forman parte de los modernos simuladores numéricos (el objetivo de este trabajo no se enfoca a describir tales correlaciones, simplemente se mencionarán de manera cualitativa, proporcionando solamente, el propósito de la misma). Esta simulación utiliza estas correlaciones para comparar los resultados con los obtenidos en el experimento realizado con el software STARS (*Steam, Thermal and Advanced processes Reservoir Simulator*) de la compañía CMG para el proceso THAI.

Es importante señalar que todas las correlaciones utilizadas para los diseños de procesos de combustión in-situ son únicamente para casos de combustión en seco. Esta hipótesis se justifica, ya que el agua inyectada no tiene ningún efecto sobre el proceso de desplazamiento y solo actúa como un captador de calor el cual ya fue explicado en páginas anteriores.

A) CORRELACION SATMAN Y BRIGHAM

Satman y Brigham (1979), presentaron dos correlaciones para predecir la recuperación de petróleo en proyectos de combustión in-situ.

Los autores advierten que la correlación no es válida si cualquiera de los parámetros del yacimiento se encuentra fuera de los rangos siguientes (tabla 3.3):

Tabla 3.3 Rangos para el uso de la correlación Satman – Brigham, (Satman et al., 1979).

RANGOS PARA EL USO DE LA CORRELACIÓN SATMAN – BRIGHAM	
Saturación de aceite (S_o)	$0.36 < S_o < 0.79$ [1]
Viscosidad del aceite (μ_o)	$10 < \mu_o < 700$ [cP]
Espesor del yacimiento (h)	$4.4 < h < 150$ [ft]

Los parámetros utilizados para la simulación del proceso THAI son (tabla 3.4):

Tabla 3.4 Parámetros utilizados para la simulación del proceso THAI, (Satman et al., 1979).

PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN DEL PROCESO THAI	
Saturación de aceite (S_o)	$S_o = 0.66$ [1]
Viscosidad del aceite (μ_o)	$\mu_o = 1370$ [cP]
Espesor del yacimiento (h)	$h = 60$ [ft]

Como se observa en la tabla 3.4 el valor de la viscosidad está fuera del rango recomendado.

La correlación de Satman (Sarathi, 1999), se utilizó para predecir la recuperación de aceite para el proceso THAI junto con la correlación tradicional de Satman – Brigham.

La figura 3.21 muestra los resultados de la simulación del proceso THAI realizado por STAR CMG.

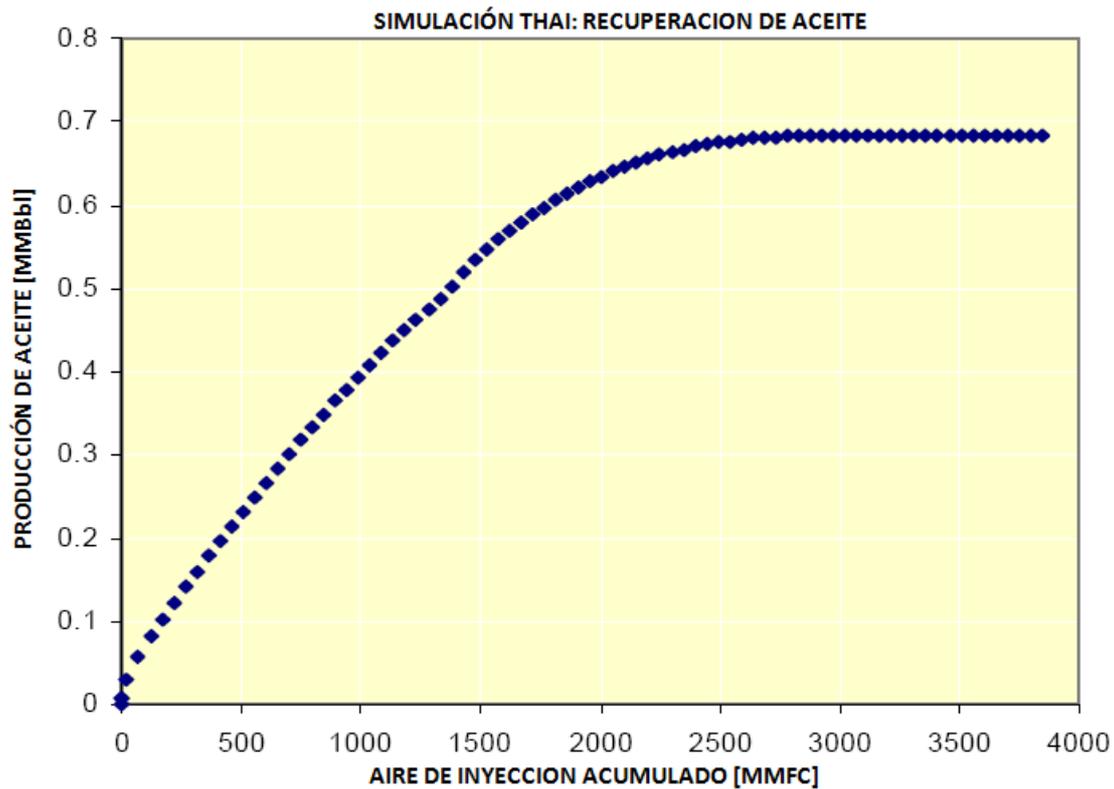


Figura 3.21 Resultados de la simulación del proceso THAI, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

En la figura 3.22 (página siguiente) se muestran los parámetros utilizados para predecir la recuperación de aceite por medio del proceso THAI.

El modelo de Satman – Brigham predice correctamente la recuperación de aceite inicial, sin embargo, existieron desviaciones significativas en el perfil de producción real que fueron observados en las etapas posteriores de la vida del proyecto.

Esta desviación se debe principalmente a la incapacidad del modelo de Satman - Brigham para manejar viscosidades de aceite altas ($\mu_o > 700$ cP), tampoco incluye el mecanismo de desplazamiento (drene por gravedad en la zona de aceite móvil) en el modelo para la predicción de la recuperación de aceite.

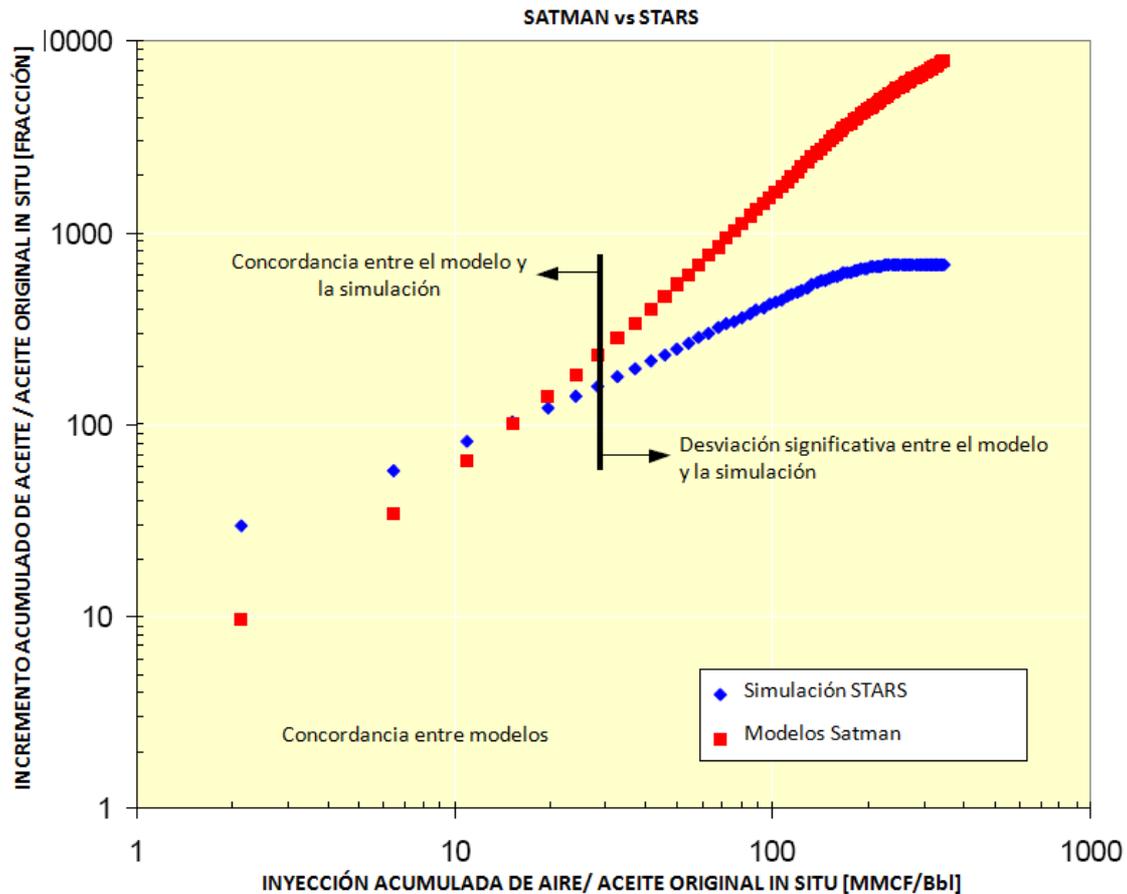


Figura 3.22 Parámetros utilizados para predecir la recuperación de aceite por medio del proceso THAI, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

B) CORRELACION DE GATES - RAMEY

Gates y Ramey (1980), presentaron un método ingenieril para el cálculo de los coeficientes aire – aceite y de la recuperación de aceite en función del volumen calentado del yacimiento (algunas ecuaciones utilizadas se muestran a continuación), basados en datos de laboratorio y en pruebas de campo realizadas con datos de un pozo perteneciente al campo Sur Belridge de la compañía Mobil, California.

$$OR = 100 X + YMD \quad 3.1$$

Donde:

$$X = \frac{[VB - VB_0]}{[100 - VB_0]} \quad 3.2$$

$$VB_0 = 0.1474Sgi + 0.01071Sgi^2 \quad 3.3$$

$$Y = 6.7752X - 15.9478X^2 + 16.1872X^3 - 7.0146X^4 \quad 3.4$$

$$MD = 26.82295 - 0.46787 Sgi \quad 3.5$$

Donde:

OR = Recuperación de aceite, [%]

X = fracción de volumen de aceite realmente desplazado, [1]

Y = Desviación / máxima desviación, [1]

MD = máxima desviación en función de Sgi, [%]

VB = aceite quemado, [%]

VBo = aceite quemado total por el frente de combustión, [%]

Sgi = saturación de gas inicial, [%]

Los autores advierten que los yacimientos candidatos para el uso de esta correlación, deben de cumplir con características similares a las del campo Sur Belridge de la compañía Mobil, las cuales se mencionan en la tabla 3.5

Tabla 3.5 Características del Campo Sur Belridge, (Gates y Ramey, 1980)

Características recomendadas para el uso de la correlación	Valores del Campo Sur Belridge	Valores utilizados para la simulación
Yacimientos de crudo pesado	13 °API	10.95 °API
Altas permeabilidades	3000 Md	5000 Md
Alta porosidad	34 %	30 %
Alto contenido de aceite	1700 bbl/Ac – ft	1970 bbl/Ac – ft

Datos preliminares del modelado de la correlación de Gates – Ramey mostraron que el contenido de aceite presente en el yacimiento es de 379.08 Bbl / acre-ft. Este valor es significativamente más alto que el del yacimiento Sur Belridge, California (280 Bbl / acre – ft). El modelo de Gates – Ramey predice la producción de agua para el proceso THAI en un 48.55%, que es significativamente más alta en comparación con el valor real de 31.5%.

Al aplicar el modelo Gates – Ramey al yacimiento Wolf Lake se encontraron amplias diferencias con los resultados obtenidos en el yacimiento Sur Belridge, las cuales serán ilustradas a continuación:

Baja saturación de agua innata: 0.34 en Wolf Lake en comparación del 0.37 de Sur Belridge.

Mayor saturación de aceite inicial en el yacimiento Wolf Lake (0.66) en comparación con la saturación de aceite inicial del yacimiento Sur Belridge (0.60).

Basándose en los puntos anteriores, se observa que no es aplicable la correlación de Gates – Ramey debido a las amplias diferencias en cuanto a las características de los yacimientos (Wolf Lake y Sur Belridge).

La limitante del modelo Gates – Ramsey, radica principalmente en la incapacidad de abordar directamente el comportamiento o la influencia de los parámetros del yacimiento, tales como: permeabilidad del yacimientos, la viscosidad del aceite y los efectos de la permeabilidad relativa, esto da como resultado la limitada aplicación del modelo para el proceso THAI.

C) MÉTODO NELSON - MCNEIL

Nelson y McNeil (1961), presentaron un procedimiento ingenieril para evaluar el rendimiento de las zonas de combustión in – situ. Sarathi (1999) sugirió que aunque el método Nelson – McNeil considera una gran cantidad de suposiciones, el método está basado en experiencias de campo y por lo tanto puede proporcionar estimaciones confiables.

Estimación del depósito de combustible

El depósito de combustible es el parámetro más importante para los procesos de combustión in - situ, ya que la sostenibilidad del frente del combustión depende de este depósito. Las correlaciones de Chu (1977) junto con la de Alexander – Showalter (Sarathi, 1999) fueron utilizadas para estimar y comparar el depósito de combustible estimado en el experimento de simulación. La tabla 3.6, resume los resultados de estas comparaciones.

La cantidad de combustible mínimo necesario para mantener cualquier frente de combustión es estimado en $1.05 \text{ lbm} / \text{ft}^3$ (Sarathi, 1999), la tabla 3.6 muestra los valores comparativos entre la simulación y la correlación de Alexander – Showalter.

Tabla 3.6 Estimación del depósito de combustible, (Sarathi, 1999)

CORRELACIÓN	DEPÓSITO DE COMBUSTIBLE $\left[\frac{\text{Lbm}}{\text{ft}^3} \right]$
Contenido mínimo de combustible	1.05
Chu	1.30
Alexander	2.60
Showalter	2.17
Experimento en el tubo de combustión	2.43

Procedimiento Nelson - Mcneil

Para aplicar el procedimiento Nelson – McNeil es necesario contar con los datos experimentales de laboratorio del tubo de combustión. Estos datos son empleados para realizar la simulación del proceso THAI. La tabla 3.7a, 3.7b y 3.7c (página siguiente), muestran los resultados obtenidos con este procedimiento.

Tabla 3.7a Resultados de la simulación en el tubo de combustión, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

SIMULACIÓN EN EL TUBO DE COMBUSTIÓN	
Parámetro	Valor [ft ³]
CO producido	0.1478
CO ₂ producido	2.40785
Gas total producido	10.9137
Requerimiento total de inyección de aire	11.0358

Tabla 3.7b Resultados con el método NELSON - McNEIL, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

MÉTODO NELSON – McNEIL	
Parámetro	Valor
Carbono quemado en el combustible (Wc)	0.080918 [Lbm]
Agua debido a la combustión (Ww)	0.0856591 [Lbm]
Hidrógeno quemado en el combustible (Wh)	0.0320437 [Lbm]
Combustible total consumido (Wf)	0.112962 [Lbm]
Volumen total de arena quemada (Wb)	0.0679913 [ft ³]
Combustible consumido (W)	1.6614 $\left[\frac{\text{Lbm}}{\text{ft}^3} \right]$
Requerimiento total de aire de inyección	11.035779 [ft ³]
Aire de inyección consumido por el combustible	97.6937 $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{Lbm}} \right]$
Aire de inyección consumido por quemado de arena	162.3099 $\left[\frac{\text{SCF}}{\text{ft}^3} \right]$
Permeabilidad promedio efectiva al aire	11.94 [mD]
Requerimiento de aire para THAI (calculado)	$4.4 \times 10^{12} \left[\frac{\text{MMCF}}{\text{Ac-ft}} \right]$
Requerimiento total de aire (calculado)	7,088,000 [MMCF]
Gasto de inyección de aire (calculado)	529,764.1683 $\left[\frac{\text{SCF}}{d} \right]$
Aceite total recuperado (calculado)	602,616.994 [Bbl]
Agua total recuperada (calculado)	220,434.7 [Bbl]
% de error en la recuperación de aceite (calculado)	5.76 [%]
% de error en la recuperación de agua (calculado)	41.76 [%]

Tabla 3.7c Resultados de la simulación del proceso THAI, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

SIMULACIÓN DEL PROCESO THAI	
Parámetro	Valor
Requerimientos de aire de inyección	$5.12 \times 10^{12} \left[\frac{MMCF}{Ac-ft} \right]$
Requerimiento de aire total (simulación)	8,370,016 [MMCF]
Gasto de inyección de aire (simulación)	529,764 $\left[\frac{SCF}{d} \right]$
Aceite total recuperado (simulación)	683,144 [Bbl]
Agua total recuperada (simulación)	527,768 [Bbl]

Este procedimiento permite determinar de manera adecuada la cantidad de aire necesario para la inyección, la cantidad de combustible que será consumido y predice la recuperación total de aceite. El procedimiento Nelson – McNeal se puede adaptar para procesos de combustión en seco (baja presencia de agua), en comparación con otras correlaciones, este procedimiento es más versátil y arroja resultados más óptimos. Al aplicar este procedimiento al proceso THAI, se obtienen los siguientes resultados figura 3.23.

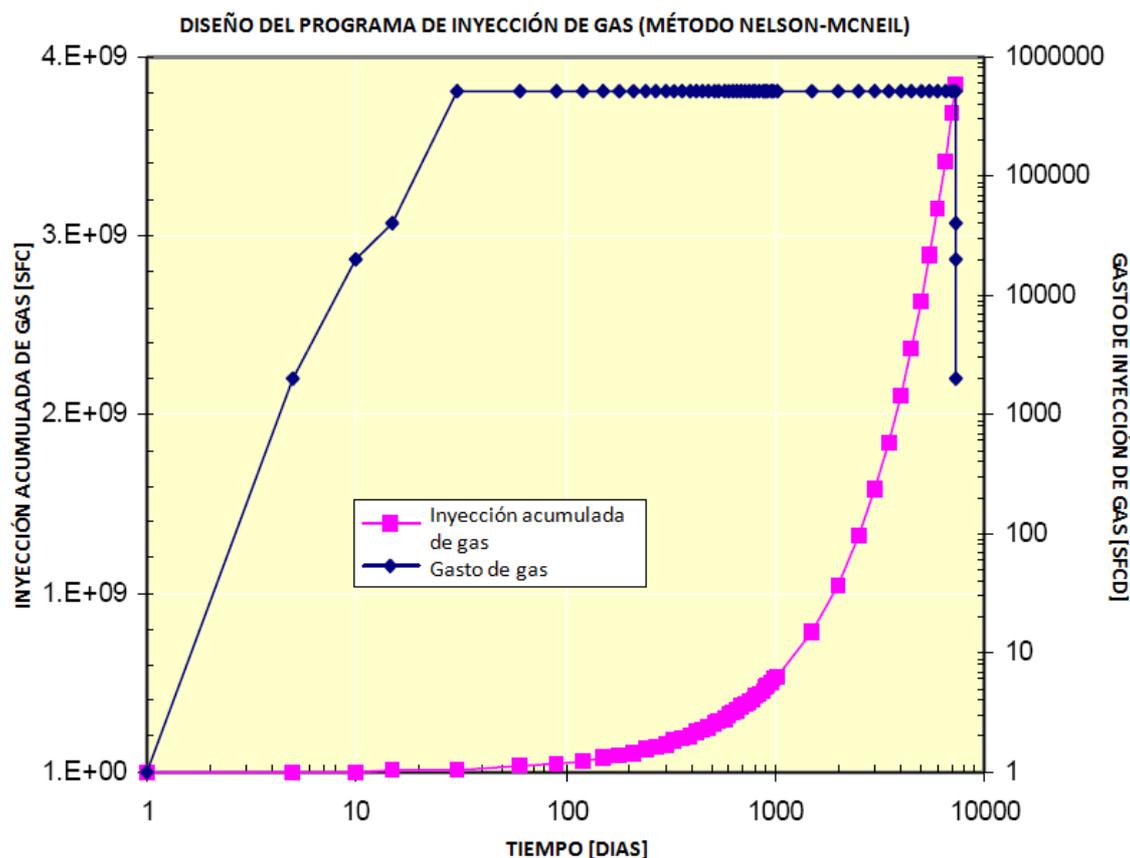


Figura 3.23 Diseño del programa de inyección de gas, (Kulkarni, M. M., Rao, D. N., 2004).

III.IV SIMULACION DEL PROCESO THAI PARA DETERMINAR EL ARREGLO ÓPTIMO DE POZOS

III.IV.I INTRODUCCION

Hoy en día, la industria petrolera se ha enfocada cada vez más en la recuperación de hidrocarburos no convencionales (crudos pesados), debido principalmente al continuo crecimiento en la demanda de energía. Casi el 70% de los hidrocarburos, son fuentes de crudo pesado; a su vez el 90% de estas acumulaciones (crudo pasado, extrapesado y bitumen), provienen de Venezuela y Canadá.

Como resultado de esta creciente demanda, se han desarrollado nuevos métodos de recuperación de crudo pesado para satisfacer la demanda de energía y aprovechar al mismo tiempo los recursos naturales, humanos y tecnológicos.

La combustión in-situ junto con la inyección de vapor, han proporcionado una alternativa eficiente y viable, para la producción de crudo pesado.

El desarrollo de procesos de combustión no ha sido difícil hasta la fecha, sin embargo, debido a un mal control en la parte frontal de la combustión la eficiencia de barrido del crudo no ha sido fácil de lograr. THAI ofrece un mayor control sobre este proceso, debido principalmente a que en todo momento se dirige el frente de combustión, por medio de la inyección controlada de aire.

III.IV.II DESARROLLO DEL MODELO

El desarrollo del modelo de simulación para representar el proceso de combustión estuvo inicialmente basado en las pruebas de sensibilidad para todos los parámetros (prueba de laboratorio).

Este modelo exigió ajustes para proporcionar la combinación correcta de las variables involucradas en el proceso. Este modelo consiste en una celda de combustión de acero inoxidable cuyas medidas son 40 x 40 x 10 [cm], esta celda se utilizará para simular la forma óptima en que los pozos pueden producir, mediante diversos arreglos de los mismos, el aceite utilizado fue un crudo pesado de Wolf Lake de 10.5 [°API], una densidad de 0.995 [gr/cm³], viscosidad de 48 500 [mPa*s].

Las condiciones de la celda del experimento 3 – D son las siguientes: porosidad 38.5 [%], Soi 75 [%], Swi 20 [%], Temperatura inicial 20 [°C], combustión seca. Presión de inyección 20 [psig].

III.IV.III ARREGLOS DE POZOS USADOS PARA EL PROCESO THAI

En este caso, se probaron cuatro modelos que combinan los pozos horizontales y verticales. El parámetro para esta prueba consistía en almacenar un volumen de inyección constante, para todos los casos a 5 MMscf/d, mientras se controlaba la presión de fondo de los pozos de producción. Los resultados de estos modelos se muestran en las tablas 3.8 y 3.9.

Tabla 3.8 Arreglo de pozos para el proceso THAI, (Ruiz, J., 2007).

<p>Este diagrama muestra un modelo 3D de un arreglo de pozos en un reservorio. Hay un pozo vertical de inyección (VIHP) representado por una línea amarilla que se extiende desde la superficie hasta el fondo del reservorio. Desde el punto de inyección, una línea verde horizontal se extiende a lo largo del fondo del reservorio, representando un pozo horizontal de producción de 820 [ft].</p>	<p>El caso base (VIHP) Un pozo vertical de inyección y un pozo horizontal de producción de 820 [ft], con un factor de recuperación de aceite del 70 [%].</p>
<p>Este diagrama muestra un modelo 3D de un arreglo de pozos en un reservorio. Hay dos pozos verticales de inyección: uno representado por una línea roja y otro por una línea azul, ambos extendiéndose desde la superficie hasta el fondo del reservorio. Desde el punto de inyección, una línea verde horizontal se extiende a lo largo del fondo del reservorio, representando un pozo horizontal de producción. Las líneas de inyección están etiquetadas como 'INJ1' y 'INJ2'.</p>	<p>Dos pozos verticales de inyección y un pozo horizontal de producción (2VIHP). En cada pozo de inyección se subministró una cantidad de aire de 2.5-MMscf/d y la longitud del pozo de producción fue de 820 [ft], con un factor de recuperación de aceite del 81.5 [%].</p>

Tabla 3.9 Arreglo de pozos para el proceso THAI, (Ruiz, J., 2007).

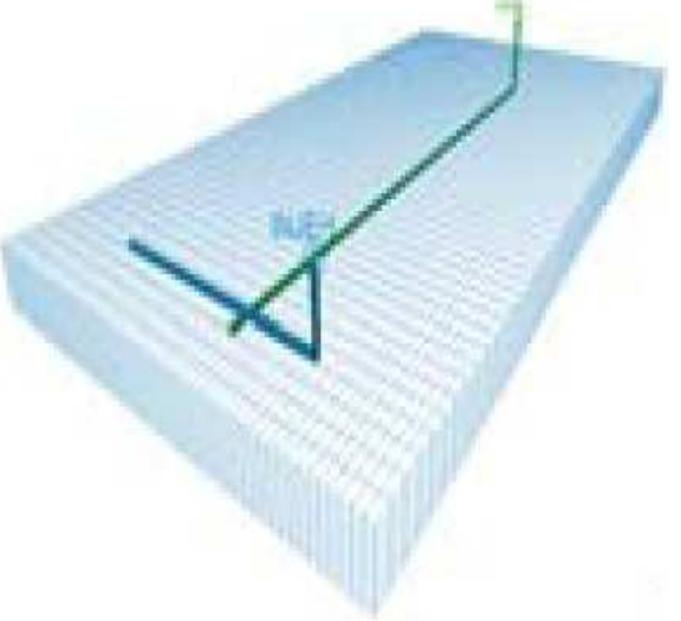
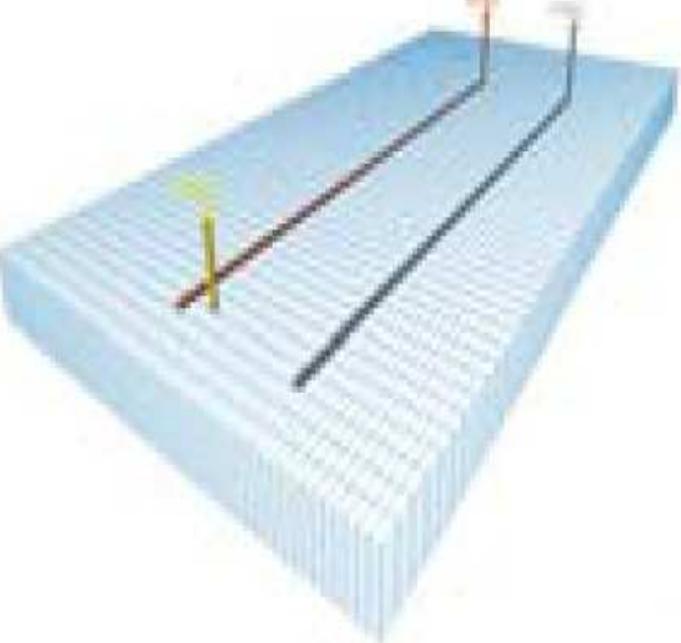
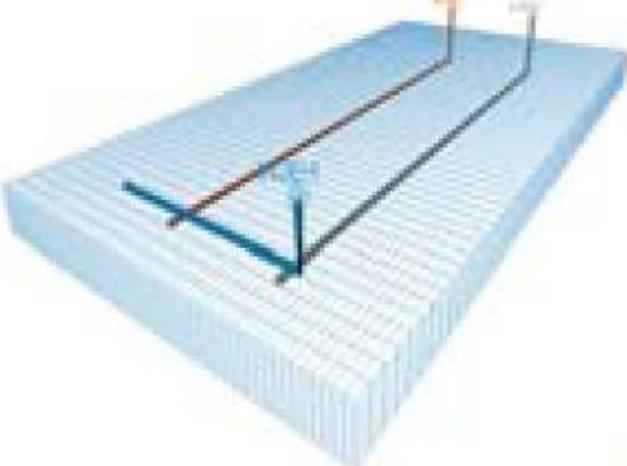
 <p>Este diagrama muestra un modelo 3D de un yacimiento de petróleo representado como un bloque rectangular azul con líneas horizontales que indican estratificación. Se visualizan dos pozos horizontales: uno de inyección (coloreado en verde) que se extiende a lo largo del bloque, y uno de producción (coloreado en azul) que se extiende perpendicularmente al pozo de inyección.</p>	<p>Un pozo horizontal de inyección y un pozo horizontal de producción (HIHP). La longitud del pozo horizontal de inyección fue de 290 [ft], mientras que el pozo de producción se ubico perpendicularmente al pozo de inyección, la longitud de este fue de 820 [ft], con un factor de recuperación de aceite del 85 [%].</p>
 <p>Este diagrama muestra un modelo 3D similar al anterior. En este caso, se visualiza un pozo vertical de inyección (coloreado en amarillo) que perfora la parte superior del yacimiento. Además, se muestran dos pozos horizontales de producción (coloreados en rojo) que se extienden a lo largo del yacimiento, uno a cada lado del pozo vertical de inyección.</p>	<p>Pozo vertical de inyección combinado con dos pozos horizontales de producción (VI2HP). Los dos pozos horizontales fueron de 820 [ft] de longitud. El pozo de inyección fue colocado a la misma distancia de cada uno de los pozos de producción, con un factor de recuperación de aceite del 83 [%].</p>

Tabla 3.10 Arreglo de pozos para el proceso THAI, (Ruiz, J., 2007).

	<p>Un pozo horizontal de inyección combinado con dos pozos horizontales de producción (HI2HP). La longitud de pozo de inyección fue de 290 [ft], ubicado perpendicularmente a los pozos de producción, los cuales tuvieron una longitud de 820 [ft], con un factor de recuperación de aceite del 86.5 [%].</p>
---	--

Basado en los resultados anteriores (obtenidos de “injection well – producer well combinations in THAI, SPE 75137), se concluye, que al combinar pozos horizontales tanto para la inyección como para la producción genera mejores resultados, al crear el frente de combustión.

Este arreglo se refiere al caso de HI2HP, en el cual se registraron mejores factores de recuperación, generación de temperaturas más altas y una mejor eficiencia de barrido.

III.IV.IV PROCESO THAI vs LA COMBUSTION IN SITU CONVENCIONAL (CISC)

Una celda que tiene las mismas características para ambos casos se usó para los propósitos comparativos para los rangos de combustión convencional. La misma proporción de inyección de aire (5 MMscf/d), se usó para ambos casos, y la producción se controló regulando la presión del fondo del pozo. Inicialmente, se precalentaron ambos modelos durante un mes para reducir la viscosidad en la región cercana al pozo.

En la serie convencional (Figura 3.24), se observó que el frente de combustión desplazó la producción hacia el pozo de producción después de 120 días, periodo después del cual el proceso llegó a su fin.

Mientras que en el proceso THAI, se observó una mejor eficiencia de barrido en yacimiento, lo cual se tradujo en una producción que duró aproximadamente dos años, en la 3.25 se observa de igual forma, que con el proceso THAI, el frente de combustión bajo las mismas condiciones que la serie convencional, fue más estable, barriendo una mayor zona de aceite del yacimiento, teniendo como resultado un mayor periodo de producción de aceite.

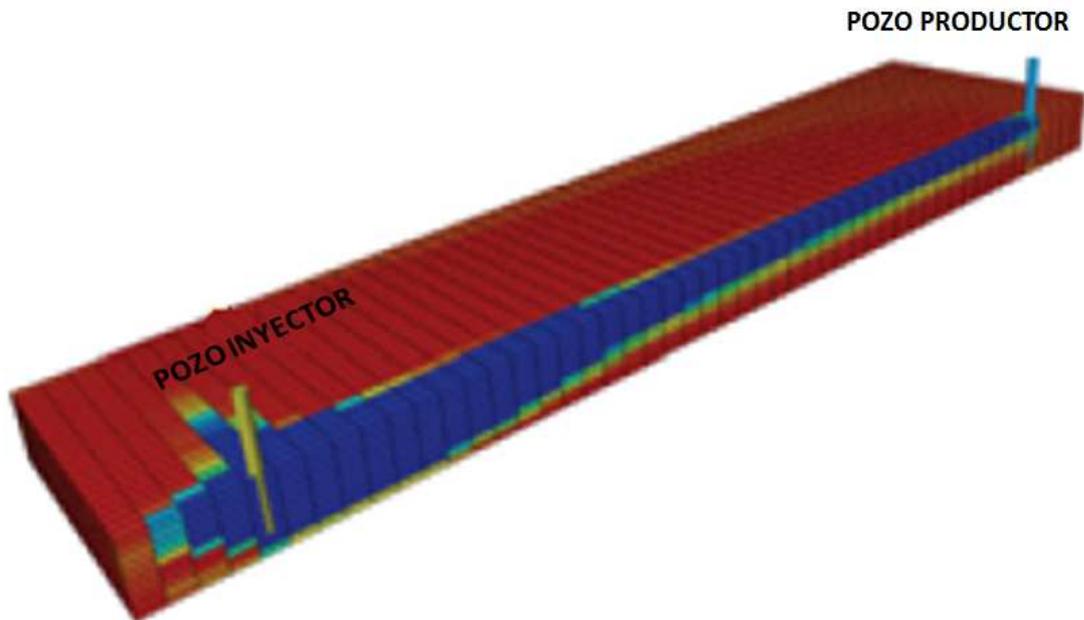


Figura 3.24 Aire inyectado después de 120 días (C-ISC), (Ruiz, J., 2007).

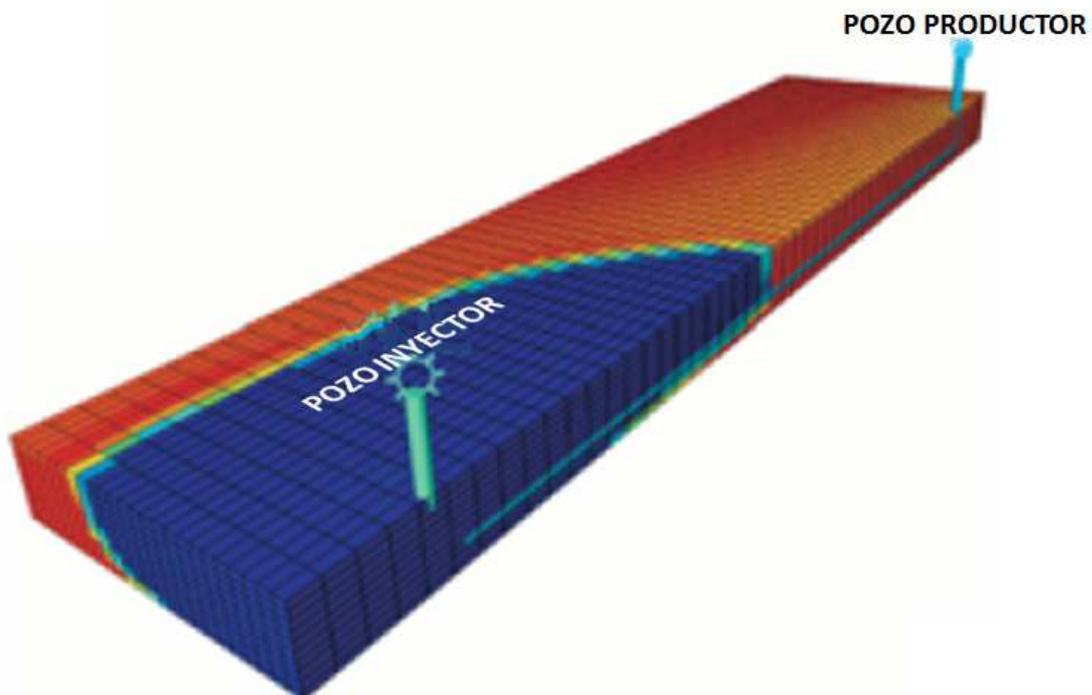


Figura 3.25 El modelo THAI después de 2 años de simulación, (Ruiz, J., 2007).

La recuperación se muestra en la tabla 3.11 en la cual se observa que para el mismo período en que ambos métodos eran activos (120 días) una cantidad adicional de casi 30%

se recupera por la inyección THAI contra el método tradicional, con recuperación que excede 300 [%] al punto simulado.

Tabla 3.11 THAI vs C – ISC, (Ruiz, J., 2007).

PROCESO	TIEMPO [DIAS]	Np [MBbl]	Incremento [%]
C –ISC	120	19.2	0.0
THAI	120	24.8	29.2
	770	80.4	318.7

III.IV.V CONCENTRACIÓN DE OXÍGENO Y PROPORCIÓN DE INYECCIÓN

En la serie THAI simple, el frente de combustión empieza a perder temperatura con el tiempo, dicha pérdida es asociada con el decremento de oxígeno en el yacimiento. Para la serie convencional (figura 3.26), después de 16 meses se observa que la temperatura del frente de combustión está por debajo de los 700 [°F], por consiguiente se desarrollaron dos pruebas, una en que la proporción de inyección de aire se duplicó (10MMscf/d) que es el caso aleatorio, y en el segundo caso (estocástico) se aumentó de 20 a 40% la concentración de oxígeno.

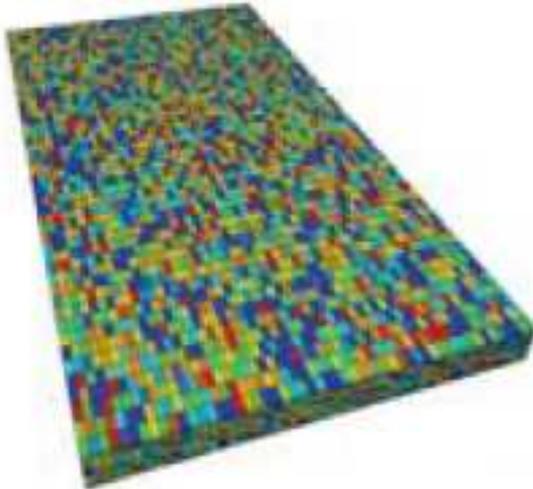


El caso homogéneo

La porosidad: 25%

La permeabilidad horizontal: 700 MD

La permeabilidad vertical: 70 MD

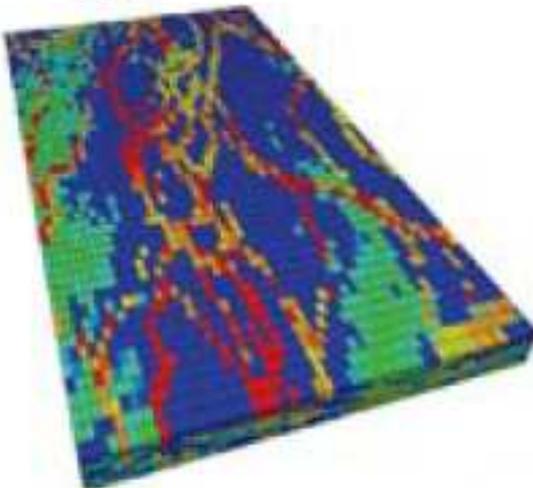


El caso aleatorio

La porosidad: 5%–47.6%

La permeabilidad horizontal: 10 MD-1,460 MD

La permeabilidad vertical: 1 MD-146 MD



El caso estocástico

La porosidad: 5%–47.6%

La permeabilidad horizontal: 5 MD-3,811 MD

La permeabilidad vertical: 0.5 MD-381.1 MD

Figura 3.26 Variaciones de la temperatura respecto del tiempo en el proceso THAI, (Ruiz, J., 2007).

Después de 5 años de simulación matemática, estos modelos mostraron el perfil de producción siguiente (tabla 3.12):

Tabla 3.12 Producción acumulada respecto a la heterogeneidad del yacimiento, (Ruiz, J., 2007).

CASO	NP [MBbl]	NP CASO BASE [%]
Homogéneo	159890	0.00
Estocástico	156316	- 2.24
Aleatorio	152560	- 4.58

La tabla demuestra que en la simulación las heterogeneidades afectan la recuperación de aceite pero no impactan en el desarrollo del proceso significativamente.

Por consiguiente, la fuerza de gravedad y la presión del fondo del pozo de producción permiten que prevalezca el desarrollo del proceso por encima de los efectos de las heterogeneidades.

El avance del frente de combustión después de 5 años, se muestra en las figuras 3.27a, 3.27b y 3.27c. En dichas figuras se muestra la zona de barrido, el color azul representa el aceite bajo el frente de combustión y la zona en color rojo la saturación de aceite inicial.

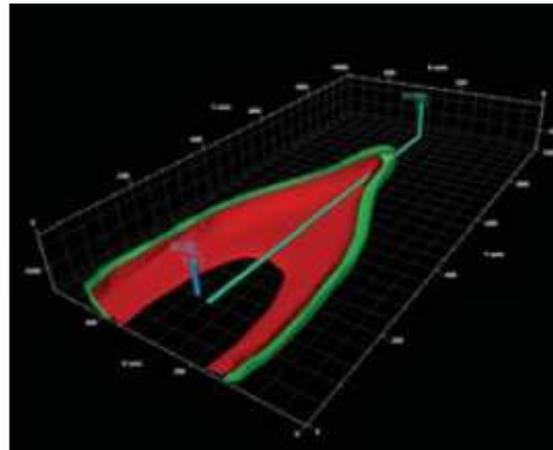
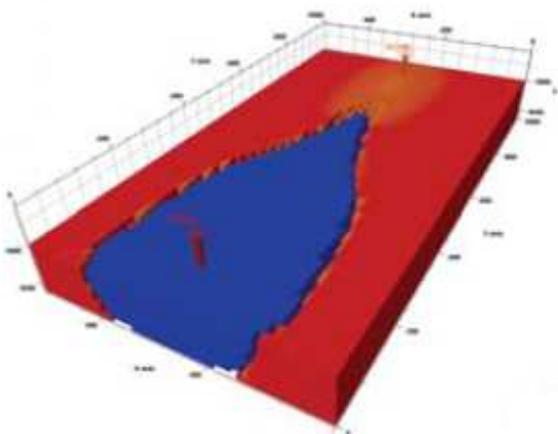


Figura 3.27a Avance del frente de combustión en el caso homogéneo, (Ruiz, J., 2007).

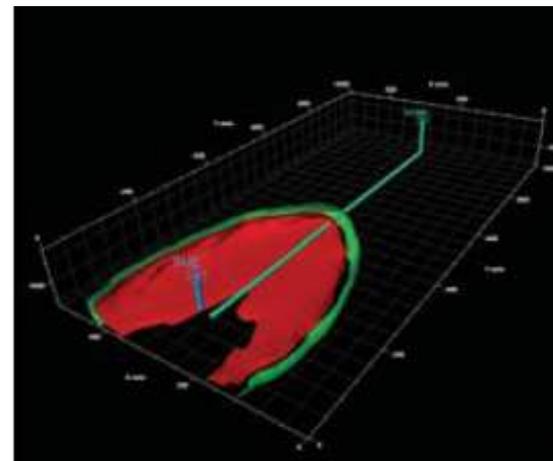
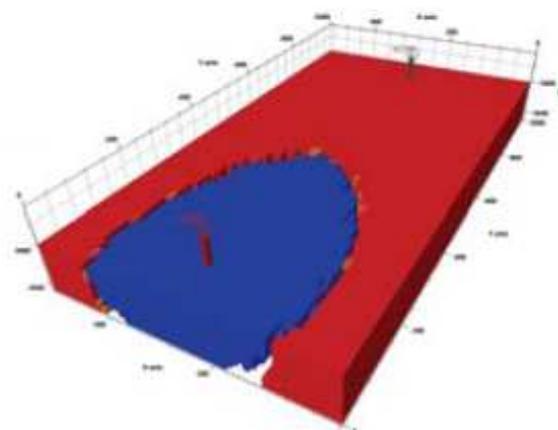


Figura 3.27b Avance del frente de combustión en el caso aleatorio, (Ruiz, J., 2007).

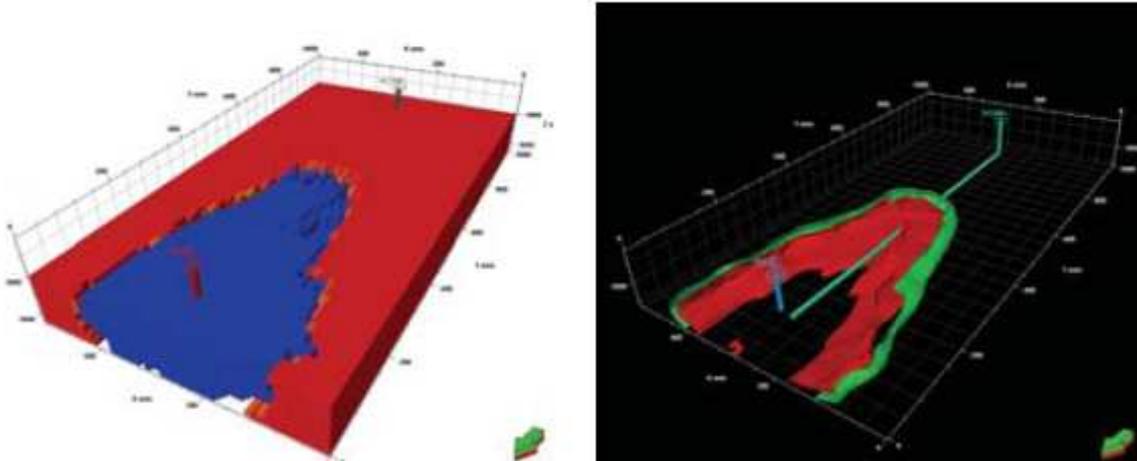


Figura 3.27c Avance del frente de combustión en el caso estocástico, (Ruiz, J., 2007).

III.IV.VII CONCLUSIONES DE LA SIMULACION

- La tecnología THAI mejora la combustión convencional (CIS), procesa, proporciona y permite un mejor control del frente de combustión.
- La temperatura de la combustión del frente disminuye con el tiempo. El incremento de la concentración de oxígeno aumenta la combustión y la producción de aceite.
- Detrás del frente de combustión no existe ninguna acumulación de hidrocarburos, los cuales económicamente no son recuperables.
- El uso de pozos horizontales para la inyección permite una mejor eficiencia de barrido de los fluidos del yacimiento.
- El arreglo HI2HP demuestra ser el mejor arreglo para el desarrollo del proceso THAI.
- El aumento de la temperatura en la tubería de producción permite un mejor flujo de fluidos a través de ésta.
- La inyección de un gran volumen de aire mantienen activo el frente de combustión.
- Para los casos estudiados la fuerza de gravedad y la presión de fondo del pozo prevalecen por encima de los efectos de la heterogeneidad del yacimiento.

III.V YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL PROCESO THAI

La tabla 3.13 describe los yacimientos candidatos (características) para la aplicación del proceso THAI.

Tabla 3.13 Yacimientos candidatos para la aplicación del proceso THAI, (Oil Sands Technology Roadmap, 2004).

YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA LA APLICACIÓN DEL PROCESO THAI	
Parámetro	Descripción
Estatus del método	Prueba piloto /planes de implementación
Profundidad [m]	
< 50	No aplica
> 50 y < 100	No probado
> 100 y < 300	No probado
> 300 y < 1000	Posible aplicación
> 1000	Posible pero no probado
Climas Ártico	Posible pero no probado
Costa afuera	Posible pero no probado
Carbonatos	No probado
Espesor de la formación (< 10 [m])	Improbable
Altamente estratificados	Improbable

A continuación se describen algunas de las tecnologías aplicables al proceso THAI.

Simulaciones y modelos

Es la capacidad de simular los gastos de producción, determinar el factor de recuperación, definir los requerimientos de energía, etc. Son fundamentales para la selección del método de producción, número y ubicación de pozos, ubicación de instalaciones superficiales y rentabilidad del proyecto. El simulador debe reproducir el comportamiento y las propiedades del sistema, así como los elementos que interactúan con él.

Geomática

Es la ciencia y tecnología de obtención, análisis, interpretación, distribución y uso de información geográfica. La información geográfica juega un papel fundamental en actividades tales como manejo de recursos terrestres y marinos, monitores de campos petroleros y minas.

En el sector petrolero, mide y dimensiona la formación, determina las propiedades mecánicas para la perforación y establece las condiciones de producción. Los datos anteriores son necesarios para el desarrollo óptimo del campo.

Toma de muestras en el fondo del pozo

Recuperación de fluidos in – situ (aceite, agua y gas natural) sin contaminantes, sin pérdida de componentes o sin degradación. Tales muestras son útiles para pruebas PVT. En ocasiones, debido al proceso de movilización del aceite, la toma de muestras es un difícil problema técnico.

Viscosidad in – situ

No pueden existir variaciones muy grandes en el valor de la viscosidad del aceite presente en el yacimiento. Es necesario un método para medir la variación de la viscosidad in situ. La resonancia magnética en el pozo proporciona una aproximación, pero presenta inexactitudes para viscosidades superiores a 100 cp.

Caracterización de fluidos

Descripción del fluido (composición del aceite pesado, gravedad, viscosidad, gas disuelto en el aceite, etc.) que proporciona los datos necesarios para la correcta planificación del método de producción. Estos datos deben de ser representativos de los fluidos presentes en el yacimiento para poder ser ingresados en el simulador y obtener resultados satisfactorios. Para la obtención de datos fidedignos de laboratorio, es necesario considerar tanto la temperatura como la presión del yacimiento, además de determinar si existe presencia de algún solvente o existió algún proceso combustión.

Aseguramiento de flujo

Es necesario para garantizar el transporte de aceite pesado posiblemente mezclado con arena, agua, gas y/o disolventes, a través de tuberías o pozos horizontales. De no realizarse este procedimiento la arena puede bloquear el flujo en tuberías o a lo largo de los pozos horizontales o se puede presentar depositación de asfaltenos en las tuberías. Para garantizar el flujo en regiones de bajas temperaturas (regiones árticas, submarinas, oleoductos del norte, etc.), se pueden implementar sistemas de calefacción, tuberías con aislantes, inyección de disolventes y otros métodos que permitan el flujo en tuberías.

Perforación

Los avances en la tecnología de perforación pueden disminuir el costo de los pozos productores de aceite pesado. La tecnología de perforación direccional, ha tenido un impacto en la producción convencional de aceite y gas.

Los pozos horizontales son un ejemplo de cómo la tecnología puede reducir los costos, lo que permite la extracción de recursos anteriormente no recuperables debido a su costo de producción.

Colocación de los pozos

La colocación óptima de los pozos horizontales y multilaterales es necesaria para maximizar el contacto con el yacimiento, minimiza el contacto con el agua de fondo y con la capa gas, y permite la colocación de los pozos en las zonas productoras del yacimiento.

Pozos multilaterales

Los pozos multilaterales cuentan con varias líneas desde una central o de un pozo principal. Los pozos multilaterales maximizan el contacto con el yacimiento, minimizan el área de operación en superficie y reducen la construcción de pozos. En zonas con altas temperaturas, es difícil mantener la integridad hidráulica de los pozos, debido a la resistencia de las uniones.

Cementación

Los métodos térmicos de producción requieren de un cemento capaz de soportar altas temperaturas ($> 200\text{ }^{\circ}\text{C}$) y la expansión térmica resultante. También debe de ser capaz de soportar los ataques por parte de agentes químicos, para evitar la pérdida de aislamiento hidráulico.

Terminaciones a alta temperatura

Los empacadores deben de ser capaces de soportar altas temperaturas y expansiones térmicas. Algunos pozos utilizan juntas de deslizamiento entre tuberías. El vapor a alta temperatura puede corroer las tuberías de acero. En la combustión in situ se crean mayores esfuerzos térmicos debido a las altas temperaturas generadas por la combustión.

Durabilidad de las bombas a la temperatura

Los yacimientos de aceite pesado por lo general requieren un sistema artificial que proporcione la energía necesaria al pozo para poder elevar los fluidos hacia la superficie. Los sistemas artificiales más comúnmente usados para este tipo de crudos son los sistemas de bombeo por cavidades progresivas (BCP) y los sistemas por bombeo electrocentrífugo sumergible (BEC).

En el equipo BCP, especialmente las partes de materiales sintéticos (hule, goma, etc.), se ven afectadas por las altas temperaturas, lo que implica que las bombas sean reemplazadas periódicamente. Las bombas BEC poseen de igual forma un tiempo de vida reducido debido principalmente a la alta temperatura a las que se encuentran sometidas.

Capacidad de bombeo con alto contenido de arena y sólidos

Muchos de los pozos de crudo pesado producen arena y otros sólidos, debido a que los pozos penetran en zonas de arenas poco consolidadas.

Control de arena

En muchos de los pozos productores de crudo pesado la producción de arena no es deseable o se trata de evitar, para ello se utilizan algunas herramientas para evitar este tipo de producción, algunos de ellos son: camisas ranuradas (cedazos o filtros) y empaques de grava. El conocimiento del tamaño del grano es necesario para el diseño de los cedazos y de los empacadores de grava.

Monitoreo y control

Cualquier método de producción relacionado con el aumento de la temperatura en el yacimiento, inyección de vapor, de solventes o de agua, se ve beneficiado enormemente al contar con la capacidad de supervisión y control del proceso. Para algunos métodos térmicos el mayor costo es generado debido a la producción de vapor.

Dispositivos de fondo de pozo para el control del flujo

Estos dispositivos incluyen: control de bombas, válvulas de seguridad, filtros deslizables y empacadores.

Distribución de la temperatura

Actualmente se utiliza la fibra óptica para monitorear la temperatura a lo largo del pozo. La durabilidad del equipo debido a las altas temperaturas y a los ambientes corrosivos es un problema en la industria petrolera.

Presión en el fondo del pozo

Actualmente la medición se limita a determinar la presión en un solo punto (fondo del pozo); pero es recomendable realizar mediciones de la presión en diferentes puntos del pozo.

Sensores electrónicos para altas temperaturas (<200°C)

Los procesos en donde se realizan combustiones mayores a 200 [°C], son muy pocos los componentes electrónicos o sensores que trabajaban bajo estas condiciones de temperatura. Algunas herramientas de sondeo por cable pueden sobrevivir breves periodos de tiempo a temperaturas superiores a 200 [°C].

Sensores de flujo multifásico en el fondo del pozo

Los sensores son necesarios para medir el volumen de aceite, gas, vapor, solvente y arenas en diferentes partes del pozo, estos pueden ser ubicados en pozos horizontales, verticales y multilaterales.

Microsísmica durante el fracturamiento

Mediciones microsísmicas podrían utilizarse para supervisar el fracturamiento a alta temperatura.

Saturación de fluido por análisis transversal de pozo

Se induce al pozo durante un lapso de tiempo un campo electromagnético, para determinar la saturación de agua y para localizar las zonas productoras de aceite. La limitante es la inversión para obtención de los datos electromagnéticos y la supervisión de pozos.

Saturación de gas por sísmica transversal

La sísmica permite realizar mediciones entre pozos de control, para localizar zonas de vapor de agua, ya que existe un alto contraste acústico entre el vapor, el petróleo o el agua.

Monitoreo de fluidos a través de la tubería de revestimiento

Existen herramientas que permiten registrar a través de la tubería de revestimiento, los contactos aguas – aceite.

Sensores de flujo multifásico en superficie

El flujo de la producción hacia la superficie puede incluir aceite, agua, vapor, gas natural, solventes, y la arena. En múltiples situaciones, sería muy beneficioso medir la producción de cada pozo. El equipo debe ser capaz de manejar alta temperatura

Sísmica 4-D en superficie

Pueden utilizarse para controlar las cámaras de combustión. Por cuestiones de costo del servicio y la frecuencia de la medición podría hacerse dificultarse su aplicación.

Separación de líquidos

Un medio costo, efectivo y necesario, para la separación de aceite, agua, vapor y solvente

Separación de sólidos

La arena y los finos deben ser separados de la corriente del fluido.

La información anterior, se resume en la tabla 3.14. En dicha tabla se muestra las tecnologías disponibles para la aplicación del proceso THAI.

Tabla 3.14 Tecnología disponible para la aplicación del proceso THAI, (Oil Sands Technology Roadmap, 2004).

TECNOLOGÍA DISPONIBLE PARA LA APLICACIÓN DEL PROCESO THAI	
Parámetro	Descripción
Simulación y modelado del yacimiento	Altamente disponible
Geomecánica del yacimiento	Altamente disponible
Toma de muestras a fondo de pozos	Altamente disponible
Medición de viscosidad in – situ	Altamente disponible
Caracterización de fluidos	Altamente disponible
Aseguramiento de flujo	Altamente disponible
Perforación	Altamente disponible
Ubicación de los pozos	Altamente disponible
Uso de pozos multilaterales	Baja disponibilidad
Cementación de los pozos	Altamente disponible
Terminaciones a altas temperaturas	Altamente disponible
Durabilidad de las bombas a alta temperatura	Media
Capacidad de bombeo con alto contenido de arena y sólidos	Media
Control de arena	Alta
Monitoreo y control	Alto
Dispositivos de fondo de pozo para el control del flujo	Baja disponibilidad
Distribución de la temperatura	Altamente disponible
Presión en el fondo del pozo	Altamente disponible
Sensores electrónicos para altas temperaturas (<200°C)	Altamente disponible
Sensores de flujo multifásico en el fondo del pozo	Baja disponibilidad
Microsísmica durante el fracturamiento	Baja disponibilidad
Saturación de fluido por análisis transversal de pozo	No probado
Saturación de gas por sísmica transversal	Altamente disponible
Monitoreo de fluidos a través de la tubería de revestimiento	Media
Sensores de flujo multifásico en superficie	Altamente disponible
Sísmica 4-D en superficie	Altamente disponible
Separación de líquidos	Altamente disponible
Separación de sólidos	Altamente disponible

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO CAPRI

IV.1 ANTECEDENTES

A partir de enero de 2004 el mundo del petróleo presto atención a lo que se realizó en los campos del norte de Alberta, en Canadá. Allí, en las vastas arenas bituminosas cerca del lago Cristina, Petrobank Energy and Resources Limited encendió un fuego subterráneo, calentó el bitumen y logro transformarlo en crudo fluido de alta calidad.

Actualmente Petrobank realiza una serie de pruebas piloto en yacimientos de Canadá empleando la tecnología más moderna para implementar este proceso. De tener resultados satisfactorios estos proyectos, se podría redefinir la industria de los crudos pesados, ya que sería posible obtener más del doble del volumen de crudo que actualmente se está produciendo en los yacimientos de bitúmenes y de crudos pesados e incluso en los campos viejos, ya agotados.

La tecnología THAI – CAPRI favorece enormemente a países como Canadá y Venezuela, ya que la mayor parte de sus reservas son bitúmenes y crudos pesados, respectivamente. Canadá se ubica actualmente en el segundo lugar, después de Arabia Saudita, en cuanto a reservas recuperables de crudo y por encima de grandes productores como Irak y Venezuela, en la figura 4.1 se muestran las principales reservas probadas de crudo a nivel mundial.



Figura 4.1 Reservas probadas recuperables de crudo al 2008, (The World Factbook, 2008).

IV.II ¿QUÉ S UN CATALIZADOR QUÍMICO?

Un catalizador es una sustancia (compuesto o elemento) capaz de acelerar (catalizador positivo) o retardar (catalizador negativo o inhibidor) una reacción química, permaneciendo éste mismo inalterado (no se consume durante la reacción). Un catalizador interviene en una reacción pero sin llegar a formar parte de los resultados de esta.

Los catalizadores no alteran el balance energético final de la reacción química, sino que sólo permiten que se alcance el equilibrio con mayor o menor velocidad. Muchos de los catalizadores actúan alterando superficies permitiendo encontrarse y unirse o separarse a dos o más reactivos químicos, los catalizadores pueden ser de dos tipos:

Homogéneos: cuando los catalizadores están en la misma fase que los reactivos. Actúan cambiando el mecanismo de reacción, es decir, se combinan con alguno de los reactivos para formar un medio inestable que se combina con más reactivos dando lugar a la formación de los productos, al mismo tiempo que se regenera el catalizador.

Heterogéneos o de contacto: cuando los catalizadores están en distinta fase que los reactivos. Son materiales capaces de absorber moléculas de reactivo en sus superficies, consiguiendo mayor concentración y superficie de contacto entre reactivos, o debilitando sus enlaces disminuyendo la energía de activación. La mayoría de los catalizadores heterogéneos funcionan adsorbiendo uno de los reactivos. La adsorción es la adherencia de una sustancia a la superficie de otra. Podría ser correcto pensar que el catalizador de contacto toma parte en la reacción. Los productos abandonan el catalizador cuando se forman, y este queda libre para seguir actuando. Los catalizadores heterogéneos más usados son metales u óxidos de metales finamente divididos, como por ejemplo el hierro, el platino, el níquel, el trióxido de aluminio o el pentaóxido de vanadio.

IV.III ¿QUÉ ES CATÁLISIS QUÍMICA?

La catálisis es el proceso a través del cual se acelera una reacción química a través de una sustancia conocida como catalizador. El desarrollo de la ciencia y la tecnología de las últimas décadas ha estado indudablemente ligado a la industria del petróleo, debido a la gran cantidad de materiales y productos que se obtienen de ésta. Sin embargo, este desarrollo hubiera sido prácticamente imposible si no se hubiera tenido en cuenta la catálisis. Se considera que en la actualidad, el 90% de los procesos de transformación química del petróleo son catalíticos.

Básicamente, la catálisis es un fenómeno donde intervienen unas sustancias, llamadas catalizadores, en reacciones químicas donde, sin su presencia, dichas reacciones ocurrían de una forma muy lenta o nunca ocurrían, por razones de tipo termodinámico.

Estos catalizadores intervienen dentro del ciclo de reacción, pero se regeneran en el último paso de la reacción, y por tal motivo no se consumen, permaneciendo idealmente inalterados durante el proceso neto.

Su aplicación práctica más extensa se ha hecho en el campo de la industria petroquímica, a través de procesos tales como el cracking (la ruptura de hidrocarburos pesados en hidrocarburos más pequeños para su uso como gasolina, principalmente), el reformado de combustibles, los procesos de hidrotreatmento (hidrodesulfuración, hidrogenación, hidrodemetalización) para reducir las impurezas del petróleo, entre otros.

Tipos de catálisis:

Catálisis homogénea: tiene lugar cuando los reactivos y el catalizador se encuentran en la misma fase, sea líquida o gaseosa. En la catálisis homogénea se tiene un acceso más fácil al mecanismo de reacción y por consecuencia se puede dominar mejor el proceso catalítico correspondiente. Otra ventaja no menos despreciable de este tipo de catálisis es la ausencia de efectos de envenenamiento tan frecuentes en el caso de la catálisis heterogénea, y que obliga a tratamientos costosos de eliminación de impurezas. Finalmente, el último impulso que han dado los complejos organometálicos a la catálisis homogénea ha sido decisivo en su aplicación industrial a gran escala.

Catálisis ácido – base: es la producida por procesos de transferencia de protones entre los catalizadores.

Catálisis heterogénea: el fenómeno catalítico está relacionado con las propiedades químicas de la superficie del sólido que se ha elegido como catalizador, siendo por supuesto estas propiedades superficiales un reflejo de la química del sólido.

IV.IV CATÁLISIS DEL PETRÓLEO

Los petróleos crudos que se extraen de los diferentes campos petrolíferos de la Tierra, incluso los que son extraídos de distintas profundidades de un mismo campo petrolífero, son de naturaleza muy variada incluso en su apariencia externa.

El petróleo crudo es una mezcla de diferentes hidrocarburos (la mayor parte saturados) que pueden ser agrupados en una de las tres familias siguientes: parafinas (e isoparafinas), naftenos y aromáticos.

El tamaño de las moléculas de hidrocarburo que componen el petróleo varía desde C_1 hasta C_{40} - C_{50} o mayores, de ahí que también se le pueda clasificar en crudos ligeros o pesados. El contenido de impurezas como azufre (S), nitrógeno (N) y vanadio (V) de un petróleo también es muy importante ya que determina la calidad y el precio del mismo. El petróleo, una vez extraído, es enviado por oleoductos hacia las refinerías. Los crudos son

separados inicialmente por destilación. En este proceso aproximadamente 75% de los compuestos son volátiles quedando un residuo llamado asfáltico en el fondo.

Generalmente los productos obtenidos en este proceso no son suficientes en calidad ni cantidad para los requerimientos actuales. Por lo tanto se requiere transformar estos productos en otros de uso más conveniente. La mayor parte de estos procesos son catalíticos (90%).

IV.IV.I PROCESOS CATALÍCOS 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 (Al_2O_3) 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.

IV.V DEFINICIÓN DEL PROCESO CAPRI

CAPRI (Controlled Atmospheric Pressure Resin Infusion) es THAI más un catalizador (similar a los que se usan en refinerías en todo el mundo) que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción; en otras palabras CAPRI (forma parte de los catalizadores heterogéneos o de contacto y realiza un proceso catalítico de hidrotratamiento) 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 mejoran las características del crudo, en términos de densidad, antes de llegar a superficie y eliminar los productos no deseados como azufre, asfaltenos y metales pesados.

En el proceso THAI - CAPRI la reacción creada por el frente de combustión provoca que los fluidos descendan al pozo productor (horizontal) y entren en contacto con el catalizador, el crudo caliente drena a través del catalizador hasta el pozo y es aquí donde ocurre la reacción química. El mejoramiento del aceite se produce al activarse la conversión catalítica, ya que el aceite movilizado pasa a través de la capa del catalizador.

Según Malcolm Greaves (2002), CAPRI es la versión catalítica del proceso THAI y emplea una película externa de catalizador en el pozo productor horizontal para mejorar la calidad de los hidrocarburos hasta en 8 [°API] o más. Al llevar esto a cabo, existiría un gran potencial para mejorar el crudos pesados de 8 – 10 [°API] hasta 24 – 26 [°API]. En la figura 4.2 se puede observar esquemáticamente el proceso CAPRI.

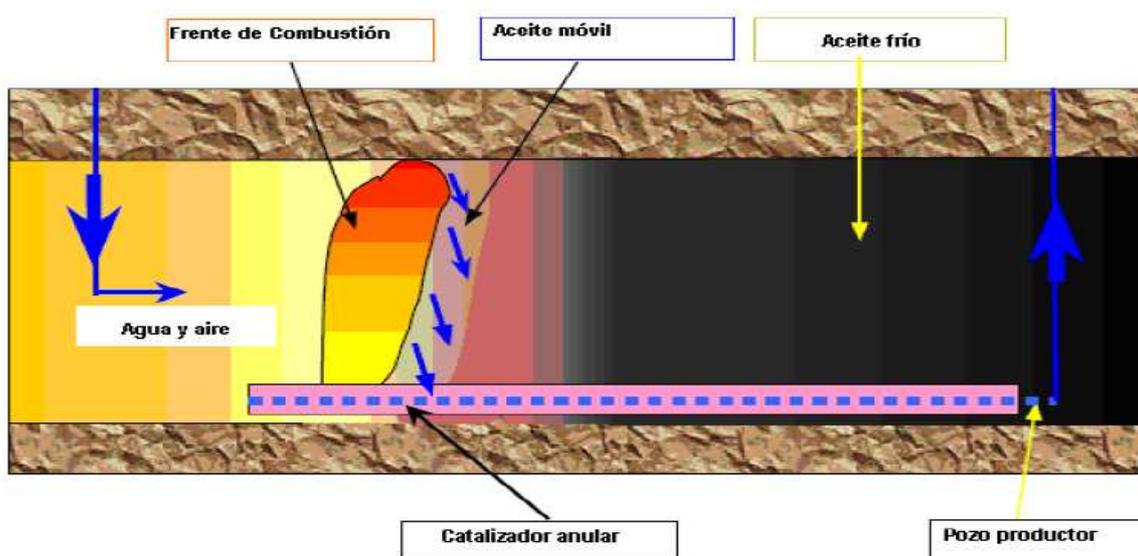


Figura 4.2 Esquema del proceso CAPRI, (*Procesos de recuperación mejorada aplicados a crudos pesados, 2008*).

Las condiciones de reacción son creadas delante del frente de combustión, en la zona de aceite móvil, entonces los fluidos resultantes al ser drenados hacen contacto con el catalizador alrededor del pozo horizontal productor.

Las temperaturas generadas por el frente de combustión son de alrededor de 400 a 600 °C o mayores. Los fluidos comprenden agua (vapor), gases y aceite de combustión, incluyendo monóxido de carbono y una cantidad pequeña de oxígeno. Se lleva a cabo un craqueo (es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples) extensivo delante del frente de combustión, proporcionando combustible para mantener las reacciones en frente de combustión, generando grandes cantidades de hidrocarburos ligeros.

IV.VI DESCRIPCIÓN DEL PROCESO CAPRI

THAI – CAPRI combina una configuración especial de pozos verticales de inyección, pozos horizontales de producción, una combustión in – situ y un catalizador agregado al relleno de grava alrededor del o los pozo de producción. La idea que sustenta a THAI - CAPRI consiste en iniciar un fuego subterráneo y hacer fluir el bitumen o el crudo pesado y, al mismo tiempo, mejorar el crudo antes de que salga del suelo.

Malcolm Greaves, ingeniero químico de la Universidad de Bath en Inglaterra, fue quien desarrolló por primera vez la tecnología a principios de los 90. Desde entonces, THAI - CAPRI se ha seguido desarrollando y fue patentada en Canadá, Estados Unidos, Inglaterra y Venezuela. Hoy Petrobank tiene la propiedad intelectual y sigue trabajando con Greaves y otros expertos para adelantar la tecnología.

Para llevar a cabo el THAI – CAPRI, en primer lugar, los operadores encienden un fuego que se alimenta junto con aire que se bombea hacia abajo en un pozo vertical. En el fondo del pozo vertical se encuentra el extremo, o “punta” (*toe*) del pozo horizontal. Al bombear aire, crece la cámara de combustión y se desarrolla un calor tremendo dentro del yacimiento. Este calor reduce la viscosidad del crudo pesado, frío, cuya gravedad entonces hace que fluya hacia el pozo de producción horizontal. El gas producido a partir de la combustión hace subir el crudo hasta la superficie.

Teóricamente, el frente de combustión se mueve forzosamente hacia el principio, o “talón” (*heel*), del pozo horizontal, en vez de moverse descontroladamente en cualquier dirección. Esto sucede porque el frente sigue a la zona de baja presión del pozo horizontal. Al ser menor la presión en el pozo productor, el crudo fluye hacia éste con lo que prácticamente la cámara de combustión es succionada.

Simulaciones computarizadas de este proceso predicen que la recuperación de crudo será hasta de 80%, algo nunca visto en la industria de los crudos pesados.

Resultados de laboratorio demuestran que sólo usando THAI se transforma crudo de 11° API en crudo de 19° API. Al agregar CAPRI se puede incrementar este valor hasta 26° API, lo cual permite producir crudo de muy alta calidad.

Este proceso posee otras ventajas teóricas, entre ellas, que no deteriora el medio ambiente. Por una parte, en comparación con la inyección tradicional de vapor, el proceso requiere menos energía en la superficie para hacer que fluyan el bitumen o el crudo pesado. No se requiere energía para generar vapor, ya que simplemente se comprime aire y se inyecta al yacimiento. Al no quemar gas natural en la superficie para generar vapor, Petrobank estima que pueden reducir en 22% las emisiones de dióxido de carbono. Al eliminar los mejoradores en la superficie, también se reducirán los gases de invernadero, una consideración importante para países como Canadá que ha ratificado el Protocolo de Kyoto.

Normalmente, los mejoradores en la superficie eliminan el coque. Los remanentes de coque quemado sellan el pozo horizontal mientras avanza el frente de combustión. Como resultado, el aire no puede ir directamente hasta el pozo horizontal ni pasar por encima del yacimiento de crudo, lo que dificulta la producción. Además, la combustión genera productos derivados beneficiosos, por ejemplo, gases, calor y agua. Los gases arrastrados, como el nitrógeno, suben junto con el crudo hasta la superficie, donde son separados del crudo y comercializados. Se puede liberar calor para generar energía. Es más, el agua producida será destilada, con calidad industrial, y como tal, requerirá un tratamiento mínimo para poder ser usada, por ejemplo, para irrigación.

IV.VII VENTAJAS DEL PROCESO CAPRI

- Es simplemente THAI más un catalizador, el cual se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción.
- Se utilizan pozos horizontales de producción.
- Consiste en iniciar un fuego subterráneo y hacer fluir el bitumen o el crudo pesado y al mismo tiempo mejorar el crudo antes de que salga del subsuelo elimina el problema de la combustión en sitio tradicional, ya que puede controlar el movimiento de la cámara de combustión.
- La recuperación esperada es del 80%.
- Resultados en el laboratorio demuestran que solo usando THAI se transforma el crudo de 10°API en un crudo de 19°API.
- Permite un ahorro considerable en los precios de refinación.

IV.VIII SIMULACIÓN DEL PROCESO THAI – CAPRI

IV.VIII.I INTRODUCCIÓN

La siguiente prueba pretende cuantificar el alcance y la naturaleza de la mejora de aceite pesado durante un experimento del proceso THAI – CAPRI, tanto para una combustión húmeda y una seca. El gas, aceite, agua y residuos sólidos serán analizados para determinar el mecanismo de mejoramiento del aceite, el aspecto económico (eficiencia de barrido de los fluidos del yacimiento y su recuperación) y el posible impacto ambiental asociado a la implementación del proceso (emisiones de gases y calidad de agua producida).

IV.VIII.II FASE EXPERIMENTAL

Se realizaron dos experimentos en 3 – D de la combustión in – situ. Para realizar las pruebas se utilizó un recipiente de forma rectangular, una celda de combustión de acero inoxidable, (cuyas medidas son 0.6 [m] x 0.4 [m] x 0.1 [m]) ver figura 4.3, equipo que será utilizado para la inyección de aire y la producción de aceite. La muestra de aceite pesado utilizada (10.5 °API) corresponde al yacimiento Wolf Lake (Canadá) y será mezclada con arena mojada para representar de manera homogénea al yacimiento. El catalizador (NiMo) será aplicado alrededor del tubo productor.

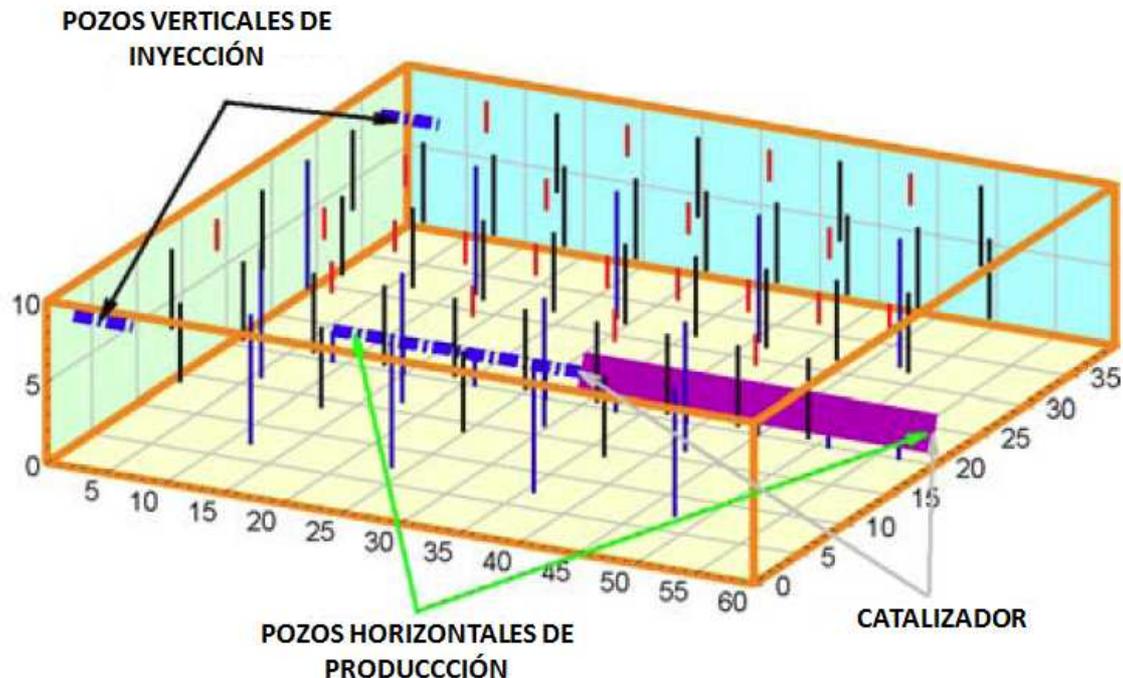


Figura 4.3 Celda de combustión 3 – D para la prueba THAI - CAPRI, (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

Las condiciones del experimento se ilustran en la tabla 4.1. Se utilizara una salmuera sintética en la primera prueba (simulación 2000 - 7) THAI – CAPRI, para simular el comportamiento del agua congénita del yacimiento. En la segunda prueba (simulación 2001 – 01), se añadió un trazador al aceite, compuesto de una mezcla de hidrocarburos (tablas 4.2a y 4.2b). Los yacimientos Canadienses de aceites pesados, generalmente contiene de 5% a 10 % de arcillas (caolinita, etc.). Cabe señalar que la caolinita es un catalizador térmico, por lo que en los experimentos se tomara en cuenta.

Tabla 4.1 Condiciones del experimento 3 - D THAI – CAPRI, (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

SIMULACIÓN	2000 – 07	2001 - 01
3 – D [m]	0.6 x 0.4 x 0.1	
Aislamiento interno [mm]	6 (capa de fibra de cerámica)	
Arena de sílice [kg]	34.1	29.09
Porosidad [%]	39.05	
Permeabilidad del gas [mD]	1503	
Aceite Wolf Lake [kg]	6.90	
Aceite filtrado [kg]		5.63
Agua [kg]		1.48
Salmuera sintética [kg]	1.74	
Composición de la salmuera sintética [ppm]		
Na	7,474	
Ca	140	
Mg	73.5	
Cl	11,506	
SO ₄	560	
HCO ₃	254	
Total de sal	20,007	
Catalizador (CoMo HDS)	Regeneración (inducida en 1/16 [in])	
Recarga de catalizador [gr]	191.1	172.5
Longitud del catalizador [m]	0.3	
Configuración del pozo	2VIHP	
Ignición	Nitrógeno caliente	
Relación aire - aceite [m ³ @ c.s /m ³]	15	
Temperatura inicial del relleno de grava	20	
Contrapresión	20 – 25	

Tabla 4.2a Trazadores usados en la simulación 2001 -01, (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

TRAZADOR	$\rho_{densidad} \left[\frac{gr}{ml} \right]$	CANTIDAD		
		[gr]	[mol]	[ppm]
n - C ₁₁	0.74	2.1	0.013	282
C ₁₂ H ₁₈	0.86	4.2	0.026	570
Tri - ciclo - C ₁₃	0.92	2.1	0.012	282
C ₁₆ H ₁₆	1.10	1.9	0.009	265
C ₁₄ H ₁₂ S	1.20	2.1	0.010	282
C ₁₆ H ₂₆	0.86	2.3	0.011	315
C ₁₄ H ₂₄ S	0.91	2.0	0.009	277
n - C ₂₀	0.78	2.1	0.007	282
Tetra - ciclo - C ₄₈	1.49	2.1	0.006	282
i - C ₃₀	0.86	4.2	0.010	565
CRUDO SINTÉTICO	0.88	25		3401

Tabla 4.2b Trazadores usados en la simulación 2001 -01, (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

TRAZADORES	CANTIDAD [ml]
Diluyente	29
n - C ₁₂	5
n - C ₁₆	65
C ₁₉ H ₃₂ S	40
Mezcla total (líquida a 50 [°C])	139

IV.VIII.III RESULTADOS

Los resultados principales de las pruebas THAI – CAPRI se resumen en las tablas 4.3a y 4.3b.

Tabla 4.3a Resultados de las pruebas THAI - CAPRI, (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

SIMULACIÓN	2000 - 07	2001 - 01
Método de recuperación	Primaria	
Tipo de combustión	Seca y húmeda	
Periodo total [hr]	12.25	12
Periodo de pre ignición [hr]	2.25	2.25
Periodo de inyección de aire [hr]	10.0	9.75
Fase seca [hr]	7.0	6.75
Fase húmeda [hr]	3.0	3.0
Inyección de agua [hr]	1.5	3.0
WOR $\left[\frac{m^3}{1000m^3@cs} \right]$	0.3	0.3

Tabla 4.3b Resultados de las pruebas THAI - CAPRI, (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

SIMULACIÓN	2000 - 07	2001 - 01
Gasto de inyección de aire $\left[\frac{1}{min}\right]$	10	
Temperatura pico [°C]	500 ~ 600	
Composición del gas producido [% promedio]		
CO ₂	14.25	15.38
CO	4.88	5.49
O ₂	3.25	3.88
CO/(CO + CO ₂)	0.251	0.263
Relación H/C	0.05	0.0
O ₂ (utilizado) [%]	84.5	81.5
Consumo de aceite [% OOIP]	7.7	9.6
Recuperación de aceite [% OOIP]	87.1	82.0
Aceite residual [% OOIP]	2.9	5.39
Relación aire – aceite [m ³ @ c.s /m ³]	1130	1070
Velocidad del frente de combustión[m/hr]	0.05	0.05

IV.VIII.IV SIMULACIÓN 2000 – 07

Esta prueba combino la combustión húmeda y seca de THAI – CAPRI, se realizó una inyección de agua junto con la de aire. El proceso de combustión obtenido en esta prueba fue similar al observado en la prueba 3 – D. Se propagó un frente estable de combustión a alta temperatura (500 – 600 °C) a lo largo de la línea de producción, durante el periodo de combustión húmeda y seca.

El frente de combustión realizó un excelente barrido de los fluidos del yacimiento y logro una recuperación de aceite de un 87% del aceite original in- situ. La figura 4.4 muestra la variación de la gravedad °API y la viscosidad para la muestra recolectada durante el experimento.

Antes de que el frente de combustión alcanzara la capa del catalizador, la mejora en el aceite fue de solo 2 °API. Esta mejora es muy pequeña, pero se debe a que en la corrida no se considero el contenido de arcillas (caolinita).

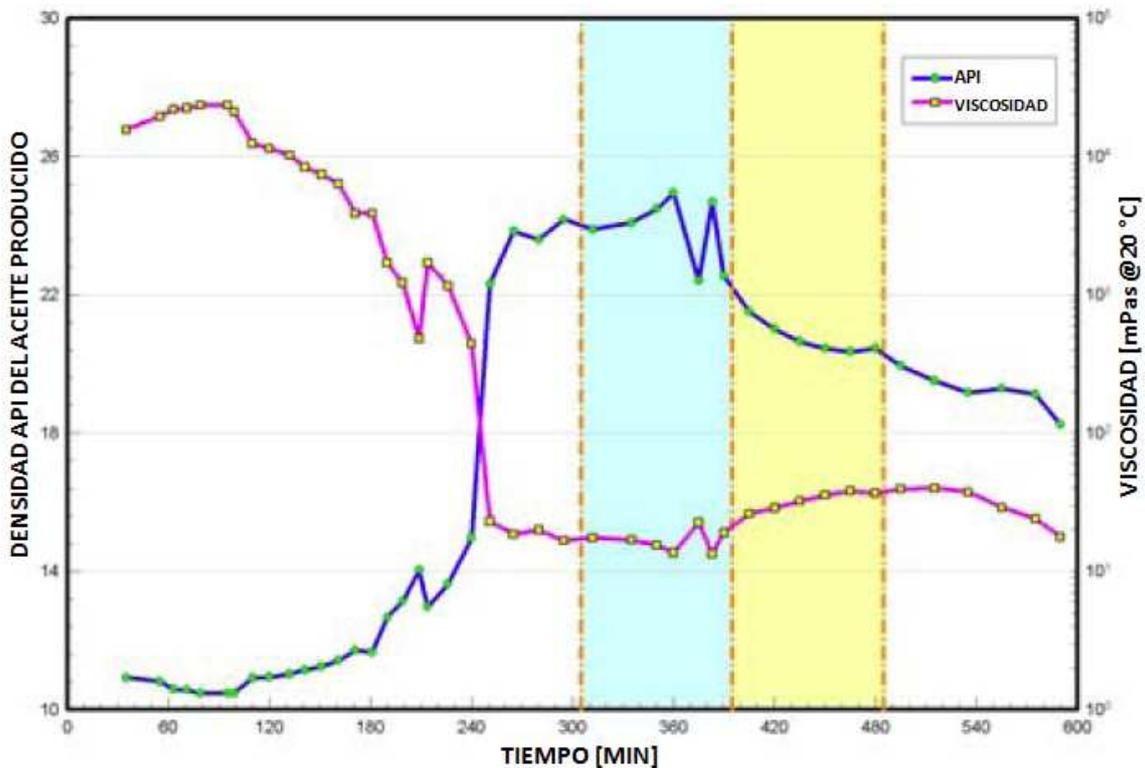


Figura 4.4 Mejoramiento in situ del aceite producido (simulación 2000 – 07), (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

El efecto producido por el catalizador en el aceite se puede observar claramente en la figura 4.4. La gravedad °API se incremento de 14 hasta 24, durante un periodo de 240 a 400 [min]. Durante el periodo de combustión húmeda (inyección de agua), la mejora del crudo se redujo de 22 a 20 °API. La viscosidad del aceite producido por CAPRI fue de 10 – 40 [mPas], de la original del crudo de Wolf Lake que era de 24,400 [mPas].

IV.VIII.V SIMULACIÓN 2001 – 01

El aceite de Wolf Lake fue enriquecido con una mezcla de hidrocarburos previamente combinada con arenas húmedas para realizar la prueba THAI – CAPRI.

El rendimiento de esta prueba fue similar al de la corrida 2000 – 7. La recuperación de aceite fue muy alta, con un 82%, debido a la alta eficiencia de barrido.

El aceite producido fue mejorado a 23 °API (ver figura 4.5), esta mejora se llevo a cabo principalmente durante el proceso CAPRI.

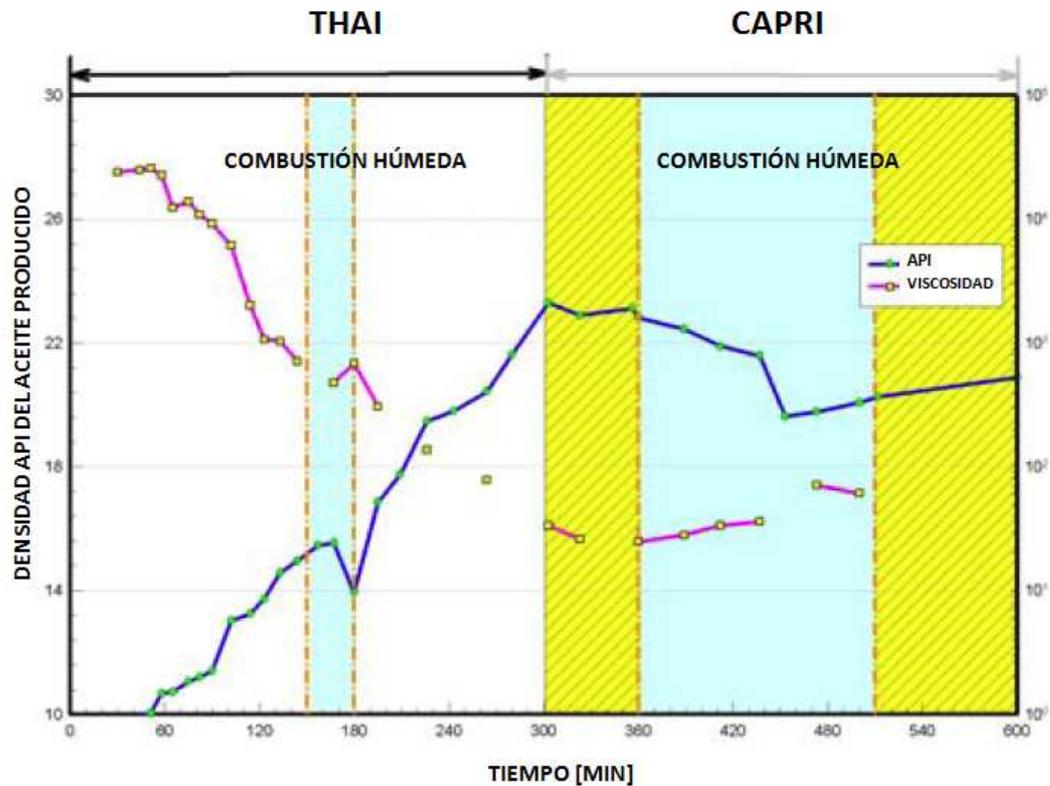


Figura 4.5 Mejoramiento in situ del aceite producido (simulación 2001 – 01), (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

Para la simulación 2001 – 01 se realizó un análisis molecular y un análisis de los metales de muestras seleccionadas de aceite, gas, agua y sólidos residuales (tabla 4.4).

Tabla 4.4 Análisis elemental del aceite producido (prueba 2001 – 01), (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

TIEMPO DE TOMA DE MUESTRA		[%] C	[%] H	[%] O	[%] N	[%] S
0		83.89	10.74	1.07	0.41	4.86
20		76.28	11.38	7.84	0.37	4.50
65		76.38	10.47	7.54	0.36	4.39
123	Húmeda	71.41	10.95	12.75	0.30	3.73
180	THAI	60.04	11.06	21.37	0.22	2.99
209	CAPRI	75.56	12.45	6.73	0.22	3.18
356		85.27	11.23	0.83	0.08	2.97
389		84.73	12.69	1.08	0.07	3.05
453	Húmeda	84.56	10.59	0.76	0.13	3.41
512		84.57	10.59	0.74	0.13	3.46
>512		84.17	11.56	0.68	0.15	3.47

IV.VIII.VI ANALISIS SARA/PIN

El mejoramiento de la calidad del aceite producido durante el proceso THAI – CAPRI, se evaluó mediante el análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) y el análisis PIN (Parafinas, Iso – parafinas y Nafténicos). Estas pruebas muestran que durante el proceso THAI no se tienen cambios importantes en la calidad del crudo, pero durante el proceso CAPRI el mejoramiento del aceite es sustancial. Es evidente que las resina y asfaltenos disminuyen (figura 4.6).

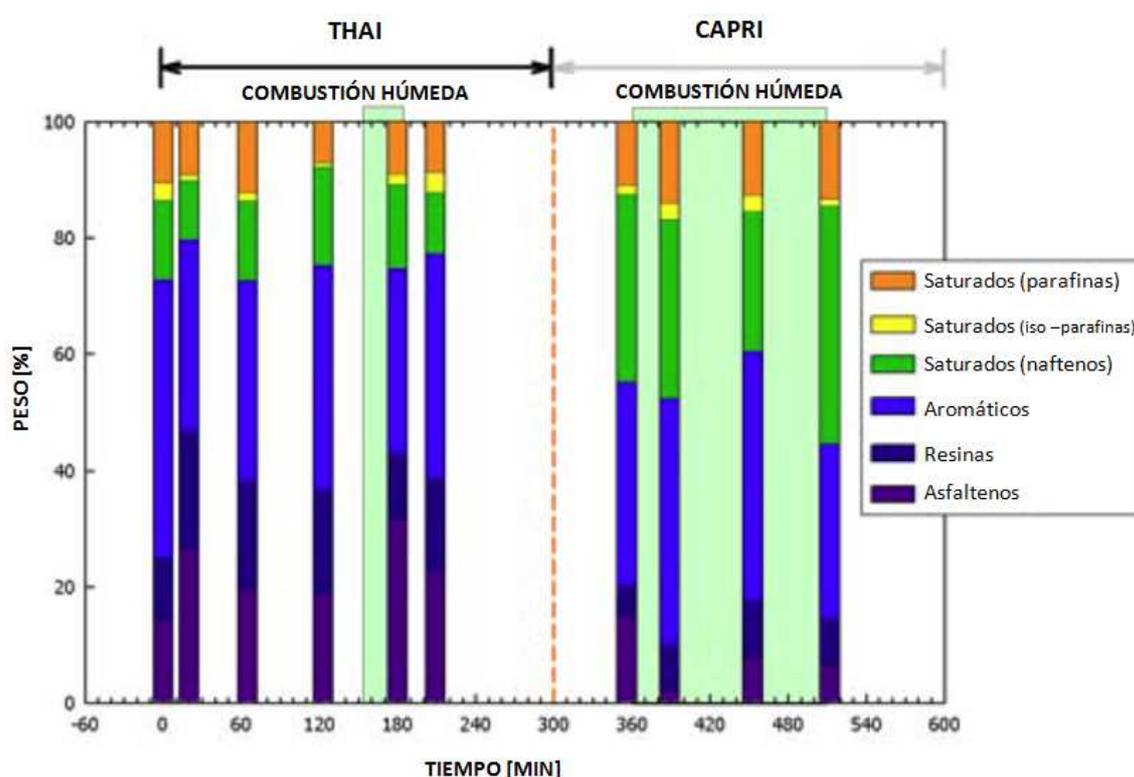


Figura 4.6 Análisis SARA / PIN del aceite producido (simulación 2001 – 01), (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

IV.VIII.VII ANALISIS ELEMENTAL

Se puede utilizar para medir el rechazo de carbono y la adición de hidrogeno, asociados al mejoramiento del aceite (tabla 4.4). El azufre disminuye al iniciar la etapa húmeda del proceso THAI. La reducción máxima de azufre (39%) se presenta durante el proceso CAPRI.

DISTRIBUCION DEL TRAZADOR

La distribución de los trazadores para el aceite producido en la corrida 2001 – 01 fue realizada por Cromatografía de Gases - Espectrometría de Masas (figura 4.7).

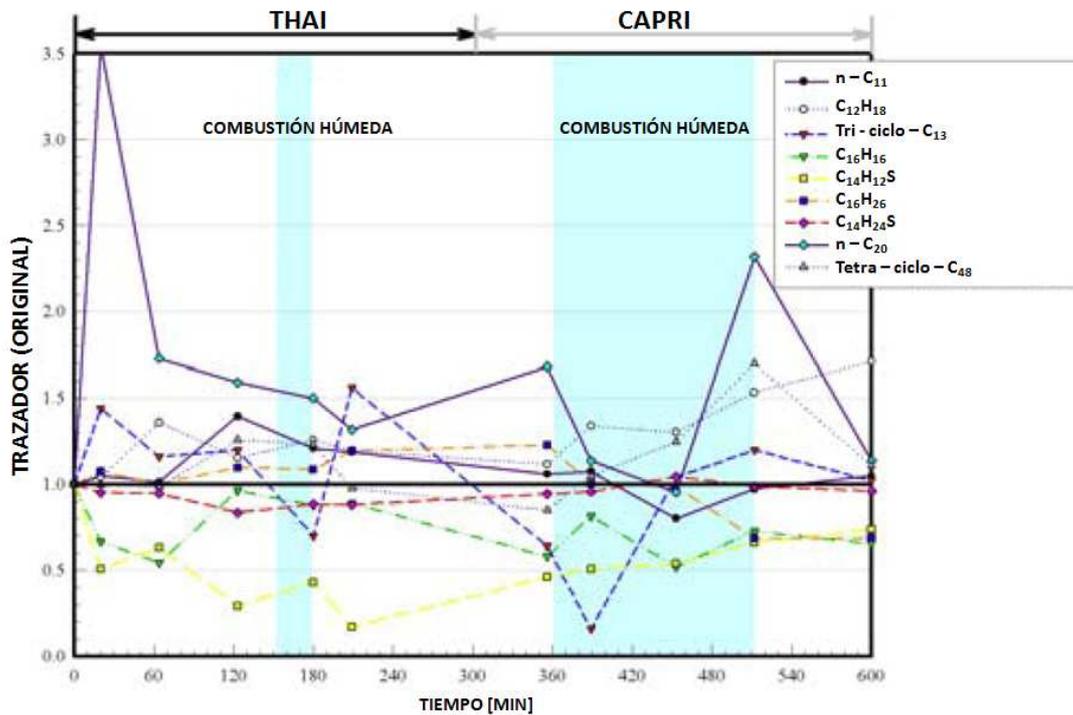


Figura 4.7 Composición del trazador en el aceite producido, (simulación 2001 – 01), (Greaves, M. y Xía, T., 2004).

IV.VIII.VIII CONCLUSIONES

Por medio del proceso THAI (térmico) y CAPRI (térmico – catalítico), es posible realizar un mejoramiento in – situ del crudo pesado y además obtener una recuperación de aceite de hasta 87%. Los resultados de los trazadores en la prueba THAI - CAPRI, indican que la hidropirólisis de asfaltenos y el cambio de agua a gas, son los principales mecanismos de hidrogenación y de craqueo catalítico del aceite.

Los efectos de destilación de las fracciones ligeras también contribuyen al mejoramiento del aceite producido. El aceite mejorado catalíticamente contiene altos niveles de saturados y reducidas fracciones pesadas. Existe también, un beneficio ambiental debido a la reducción metales pesados y azufre.

CAPÍTULO V

PROYECTOS DE APLICACIÓN DEL PROCESO THAI - CAPRI

V.I PROYECTO WHITESANDS

V.I.I INTRODUCCIÓN

Una de las primeras aplicaciones del proceso THAI, fue el implementado en el campo Whitesands, el cual se ubica en Alberta, más exactamente en la provincia de Athabasca, Canadá (figura 5.1). El proyecto consiste en la aplicación del proceso THAI, bajo una variedad de condiciones extremas y entornos operativos muy exigentes, este proyecto inició operaciones en el año 2006.

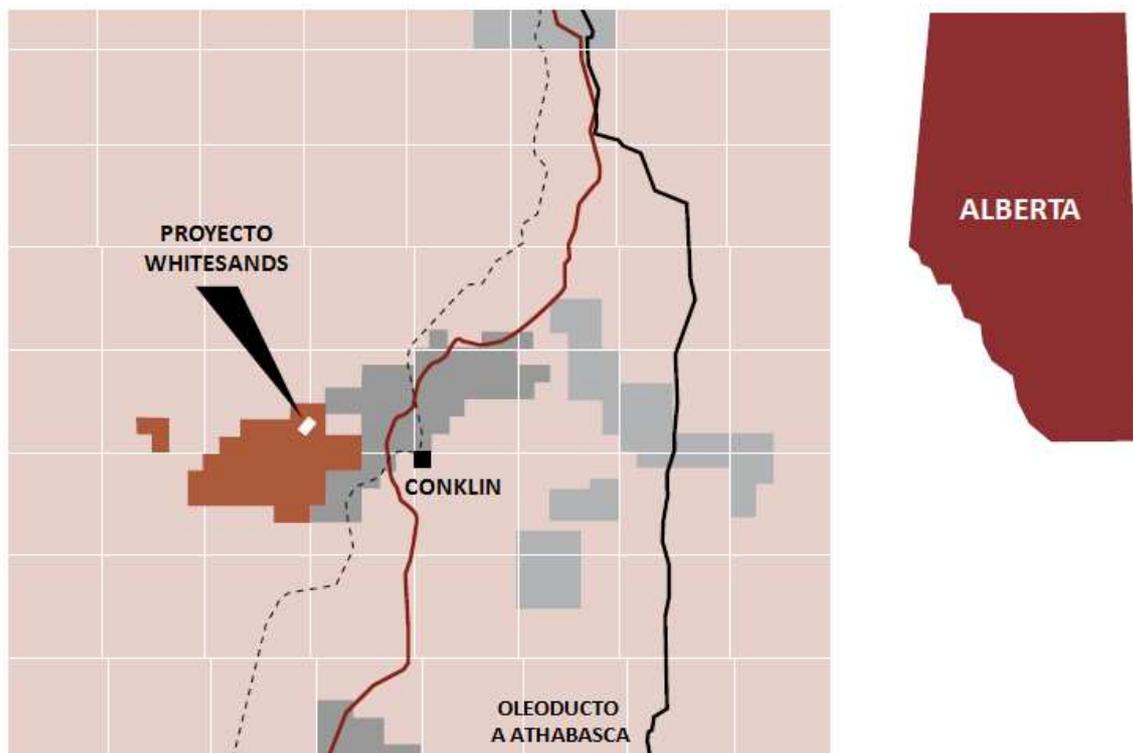


Figura 5.1 Ubicación del proyecto Whitesands, Alberta, Canadá, (Whitesands INSITU Ltd., 2005).

Este proyecto originalmente fue diseñado con tres pares de pozos de producción los cuales estaban conectados a una instalación central, posteriormente se modificó la estructura de la instalación central para recibir la producción de seis pares de pozos de producción.

La inyección de aire inició en julio de 2006 (para el primer par de pozos), la segunda inyección se inició en enero de 2007 (segundo par de pozos) y para el tercer par de pozos, la inyección de aire inició en junio de 2007.

Para el segundo trimestre de 2008 se realizó la perforación de los pozos productores; los cuales fueron terminados con revestimientos para controlar la producción de arena y con ello implementar el primer proyecto THAI – CAPRI.

V.I.II DESCRIPCION DEL PROYECTO

EN 2004 se dio la aprobación para el desarrollo del proyecto Whitesands, el se localiza a 13 kilómetros a la oeste de Conklin y a 120 de kilómetros al sur de Fort McMurray (ver figura 5.1), Alberta. El proyecto fue diseñado para demostrar la capacidad de recuperación del proceso THAI. Con este proyecto se esperaba una recuperación alrededor del 70 - 80 [%] del bitumen in situ, además de reducir los costos de operación, reducir el consumo de agua (usado principalmente en los métodos térmicos de recuperación mejorada) y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. La producción esperada fue calculada en 1, 800 [Bbl/d] de bitumen proveniente de la formación McMurray (ver figura 5.2).

V.I.III APLICACIÓN DEL PROCESO THAI

Como ya se comento ampliamente en el capítulo III, el proceso THAI, posee una configuración de pozos verticales de inyección de aire y pozos productores horizontales, apoyados con una combustión in situ. La zona productora (Formación Mc Murray) se encuentra a una profundidad de 370 [m] por debajo de la superficie, la cual será precalentada inyectando vapor a través de los pozos inyectoros y productores durante un periodo de dos a tres meses.

Después de este periodo de “precalentamiento” se inyectó aire a la formación a través de los pozos verticales (1), el aire al hacer contacto con el bitumen inicia la zona de combustión (frente de combustión), en esta zona hay un calor intenso pero no hay llama (2). Debido a la profundidad de la zona de combustión no habrá evidencia de la reacción de la combustión en la superficie. El frente de combustión formado, se desplazará a lo largo del pozo horizontal a una velocidad aproximada de 25 [cm/d] (3). El calor generado por el frente de combustión separará al bitumen, el agua y los gases de combustión (dióxido de carbono y nitrógeno), los cuales serán drenados hacia el pozos horizontal y llevados a la superficie para su procesamiento (4). Finalmente un alto porcentaje de bitumen será recuperado (5). Los puntos antes mencionados se muestran en la figura 5.2.

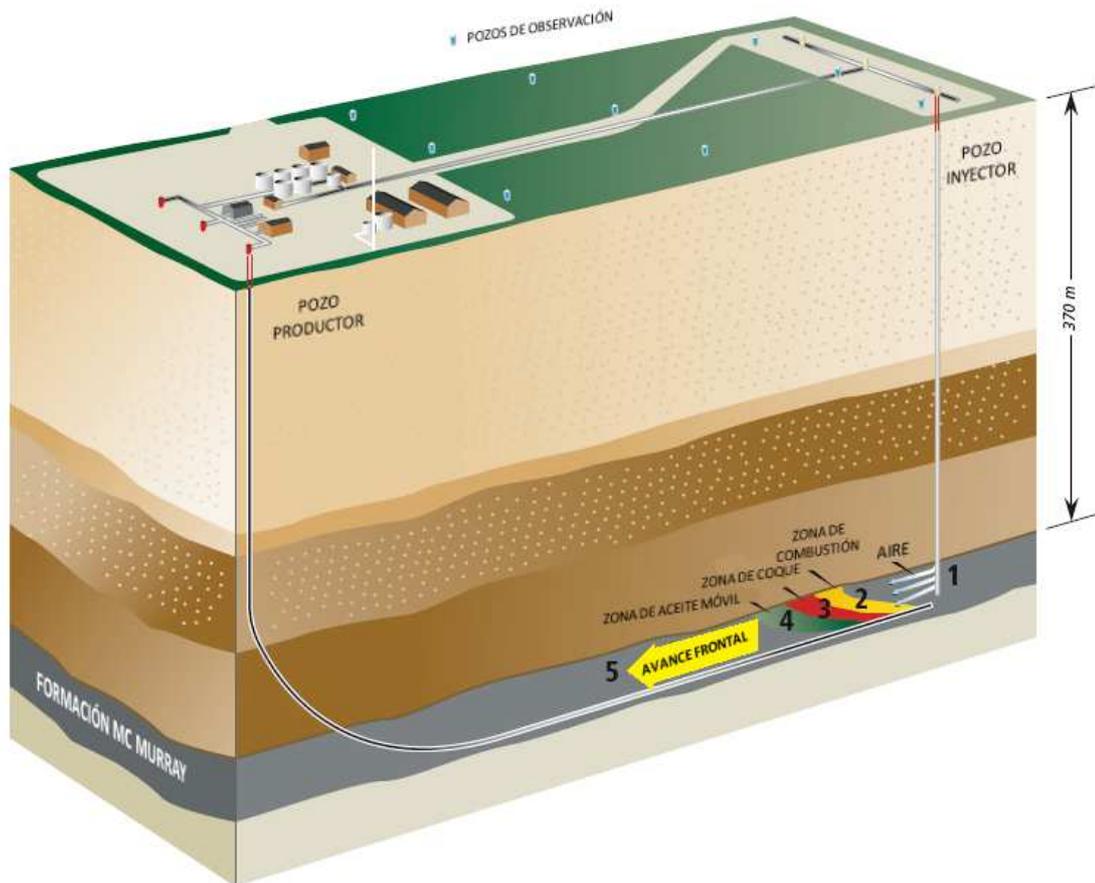


Figura 5.2 Imagen 3-D del proyecto Whitesands, (Whitesands INSITU Ltd., 2005).

V.I.IV INSTALACIONES SUPERFICIALES DEL PROYECTO

Las instalaciones superficiales de este proyecto se distribuyeron en un área aproximada de 20 hectáreas, estas instalaciones incluyeron:

- Tres pozos verticales de inyección de aire y tres pozos horizontales de producción.
- Nueve pozos de observación para supervisión de la presión y temperatura.
- Dos pozos de inyección de agua y dos pozos de producción de agua
- Una unidad generadora de vapor
- Cuatro unidades de compresión de aire
- Una instalación de producción, tratamiento y almacenamiento y un separador de gas a boca de pozo.

V.I.V CICLO DE VIDA DEL PROYECTO

La construcción de las instalaciones comenzaron en noviembre de 2004 (figura 5.3) y antes de marzo de 2005 fueron perforados los nueve pozos de observación. En febrero de 2005 fueron perforados tres pozos exploratorios para evaluar el potencial del campo.



Figura 5.3 Inicio del proyecto Whitesands, (Whitesands INSITU Ltd., 2005).

Los pozos de inyección y producción fueron perforados entre junio y septiembre de 2005. La construcción de las instalaciones de producción inició en julio de 2005, cuenta con un personal de 50 personas incluyendo un supervisor de proyecto, esta instalación funciona 7 días a la semana durante todo el año. Para la perforación de los pozos se emplearon alrededor de 40 personas. El proyecto inició operaciones en diciembre de 2005 y pretende finalizar en 2010 o hasta alcanzar los objetivos experimentales determinados en laboratorio sean alcanzados.

V.I.VI MEDIO AMBIENTE

Para la aprobación del proyecto Whitesands (2003), se tuvieron que evaluar los efectos potenciales que causaría la implementación del proyecto en la calidad del aire, del agua y de los recursos terrestres (animales y vegetación). Como resultado de la evaluación ambiental se aprobó el proyecto en 2004, el cual incluye diseños y actividades de protección ambiental, algunas de las cuales se mencionan a continuación:

- Recuperación y almacenamiento de tierra vegetal para su uso en la recuperación del suelo del sitio del proyecto y carreteras aledañas.
- Vigilancia ambiental en el sitio durante la implementación del proyecto.
- Planificación ambiental y supervisión de los programas de perforación.
- Diseño y construcción de un sistema de control de derrames.
- Aplicación de un sistema de ventilación de gases para la separación de ácido sulfhídrico.
- Diseño de un plan para el control de incendios forestales.
- Diseño para el control de emisiones al aire, control de la contaminación del agua superficial y subterránea y manejo de desechos industriales.

V.II PROYECTO MAY RIVER (FASE I)

V.II.I INTRODUCCIÓN

En la primera fase del proyecto May River, Petrobank (2006), busca recuperar 10,000 [Bbl/d] de bitumen utilizando el método THAI. El proyecto se localiza a 13.5 [km] al oeste de Conklin, Alberta (figura 5.4).

El proyecto May River (fase 1) se encuentra en una región en la que predomina la producción de gas natural y la silvicultura. El propósito del proyecto May River es demostrar la eficiencia del proceso THAI a una escala comercial, tomando en cuenta el costo de producción y los inherentes a la instalación y mantenimiento de los equipos.

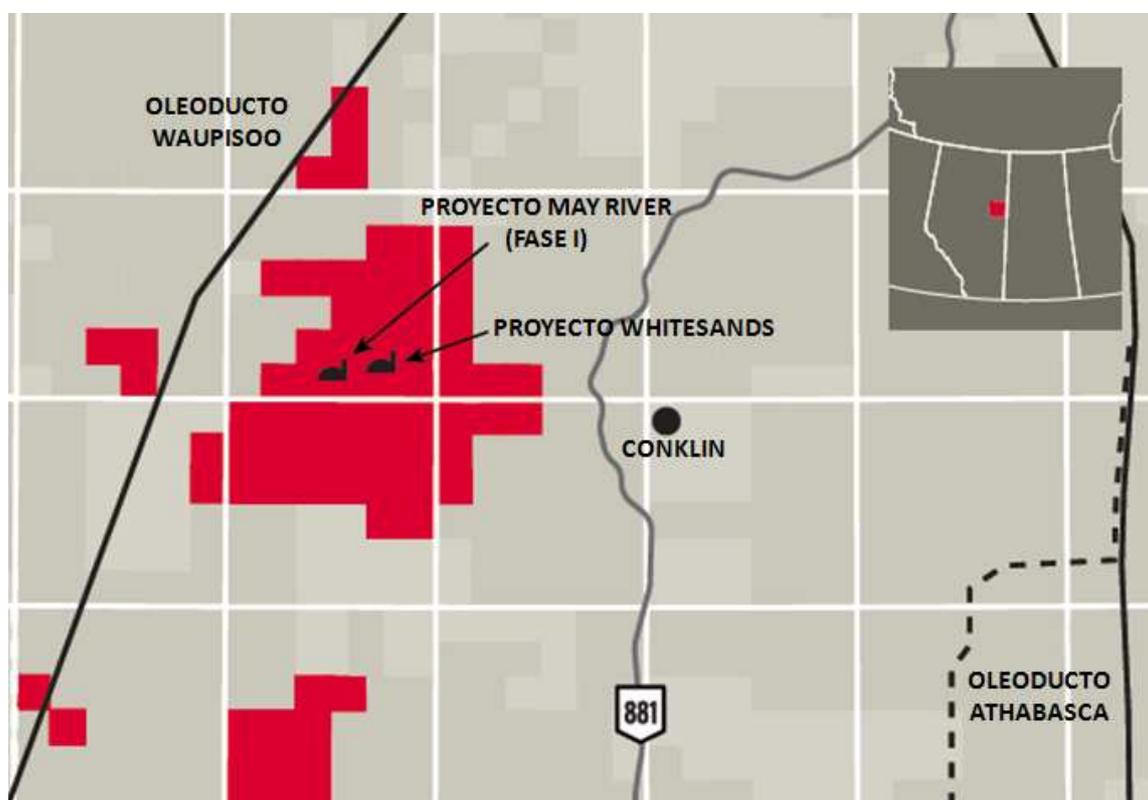


Figura 5.4 Ubicación del proyecto May River (fase I), (Petrobank Energy and Resources Ltd., 2006).

V.II.II DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO MAY RIVER (FASE I)

El yacimiento para este proyecto se ubica en la Formación McMurray, situado a 400 [m], por debajo de la superficie. Se estima que la reserva original de bitumen oscila en 7.3×10^6 [m³]. A continuación se describe brevemente en qué consistirá este proyecto.

V.II.II.I APLICACIÓN DEL PROCESO THAI EN EL PROYECTO MAY RIVER

- En este proyecto los pozos de producción son perforados a la profundidad necesaria. Los pozos de inyección se perforarán perpendicularmente a los pozos de producción.
- Antes de iniciar la producción, se inyectará vapor a través de los pozos verticales y horizontales por un periodo de tres meses para calentar los fluidos del yacimiento y el yacimiento.
- Una vez que el yacimiento y los fluidos tienen las temperaturas adecuadas para movilizar los fluidos, se inyectará aire. Cuando el oxígeno entra en contacto con los fluidos del yacimiento se iniciará la combustión.
- Al inyectar un volumen adicional de aire el frente de combustión se desplazará lentamente desde la punta "Toe" hasta el talón del pozo horizontal "Heel". Existe producción de aceite, agua, gas, nitrógeno y dióxido de carbono, entre otros fluidos.
- Una vez en superficie los fluidos, son tratados para su venta y distribución.

La figura 5.5 muestra esquemáticamente el desarrollo de este proceso.

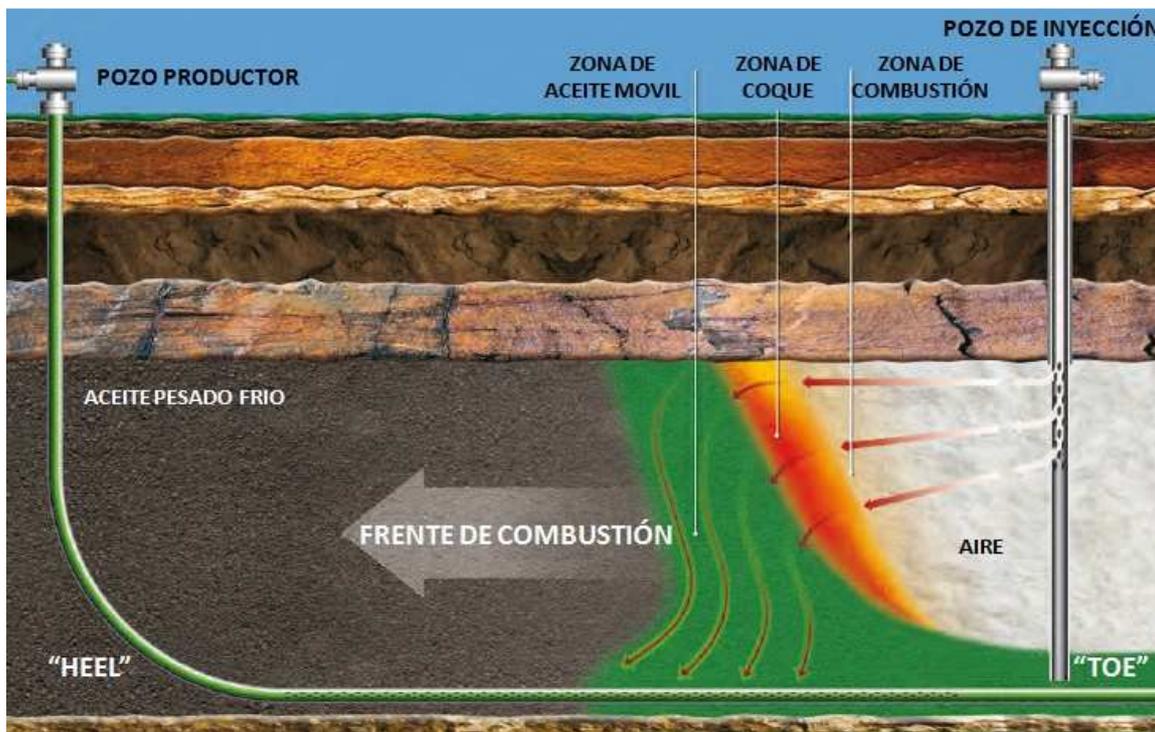


Figura 5.5 Esquema del proceso THAI, (Petrobank Energy and Resources Ltd., 2006).

V.II.II.II INSTALACIONES E INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO

Las instalaciones para el desarrollo de proyecto May River (fase 1), consistirán en: una instalación central de procesamiento (figura 5.6), un camino de acceso al complejo situado por encima de las tuberías de producción, una línea eléctrica, pozos para toma de agua y pozos profundos para eliminación de residuos. Este complejo también cuenta con:

- Separadores de entrada (cabeza de pozo) y enfriadores para la producción de líquido, (figura 5.7).
- Instalaciones para tratamiento de gas y recuperación de azufre.
- Una planta generadora de energía
- Una planta de recuperación y tratamiento de agua.
- Sistemas de calefacción, refrigeración y compresores de aire para la inyección.
- Tanques para el almacenamiento del crudo producido, agua y disolventes.
- Sala de control, oficinas y almacén.

Además se dispondrá de 18 pozos de producción horizontales de 700 [m] cada uno, los cuales contarán cada uno con un pozo de inyección vertical de aire.



Figura 5.6 Instalación central de procesamiento, (Petrobank Energy and Resources Ltd., 2006).



Figura 5.7 Disposición de los pozos, (Petrobank Energy and Resources Ltd., 2006).

V.II.II.III REQUERIMIENTOS DE AGUA

Se requerirá un gasto de agua aproximado de $1,730 \left[\frac{m^3}{d} \right]$ para los dos primeros años de funcionamiento del proyecto. Después de este periodo no será necesario el uso de agua dulce, ya que se espera que en superficie haya suficiente agua condensada para satisfacer las demandas de inyección de los pozos y el uso de vapor para la separación de los fluidos.

V.II.II.IV AGUA PRODUCIDA

Durante el desarrollo del proyecto se ha calculado una producción de agua de $3,370 \left[\frac{m^3}{d} \right]$, las cuales serán tratadas para uso industrial. El excedente de agua producida será utilizada para el uso de otras operaciones o enviada a pozos de agua (previamente tratada).

V.II.II.V GAS PRODUCIDO

El gas producido durante el proceso THAI contiene bajos niveles de hidrocarburos ligeros, que se capturan y se utilizan para generar energía eléctrica y calor. La energía eléctrica necesaria debe ser generada a partir del gas producido, dicha energía debe satisfacer las necesidades del proyecto utilizado un suplemento mínimo de combustible.

V.II.II.VI RECUPERACIÓN DE AZUFRE

Durante el proceso THAI, se recupera azufre. Este azufre será transportado en camiones fuera del sitio y es vendido a instalaciones autorizadas.

V.II.II.VII MEDIO AMBIENTE

El proyecto May River ha sido diseñado para minimizar los efectos nocivos en la calidad del aire, agua, suelo, fauna, vegetación y recursos históricos (figura 5.8). El proyecto cumple con la reglamentación necesaria para el control de las emisiones al aire y la contaminación por ruido. Así mismo se ha condicionado el uso de suelo para las instalaciones destacándose:

- Las instalaciones deben estar a más de 100 [m] de cualquier lago.
- Se evitara el uso de zonas en donde haya crecimiento de vegetación exótica o en bosques muy antiguos.
- Se prohíbe la construcción en zonas con recursos históricos



Figura 5.8 May River (Localizado a 8 kilómetros al oeste de la ubicación del proyecto), (Petrobank Energy and Resources Ltd., 2006).

V.II.II.VIII VEGETACIÓN

La mayoría de las 60 hectáreas que serán utilizadas para las instalaciones del proyecto, han sido previamente acondicionadas (talas o quemadas). El diseño del proyecto ha evitado el deterioro de la vegetación y de los bosques.

V.II.II.IX FAUNA SILVESTRE

El área del proyecto carece de fauna silvestre identificada, por ello el desarrollo de este proyecto no afectará la fauna de la región. La caza se limitará al perímetro de la zona del proyecto.

V.II.II.X PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO

La decisión para proceder con el proyecto, será basado en las condiciones financieras del mercado petrolero, se pretende iniciar a principios del 2010. La perforación de los pozos y la construcción de instalaciones se realizarán aproximadamente 14 meses.

V.III PLANES DE COMERCIALIZACIÓN DEL PROCESO THAI

Los bitúmenes de Canadá, son la acumulación más grande de hidrocarburos en el mundo. Se encuentran situados al Noreste de Alberta, en una extensión aproximada de 363 [km²] (un área equivalente al tamaño de Florida, EE.UU.).

Además de desarrollar los proyectos Whitesands y May River (fase I), Petrobank (2009), pretende captar una cartera global de proyectos para aplicar la tecnología THAI, se busca implementarla en lugares en donde las tasas de producción son bajas o se encuentran en declive y en lugares donde se pretenda obtener una alta recuperación de crudo pesado o bitumen.

A continuación se mencionarán los proyectos que Petrobank está desarrollando para en un futuro no muy lejano comercializar la tecnología THAI.

V.III.I PROYECTO DAWSON

El proyecto Dawson (figura 5.9), es otra prueba para demostrar la viabilidad del proceso THAI en yacimientos de aceite pesado. Este proyecto está diseñado para desarrollarse en dos etapas en la primera se adecuará el terreno y se construirán las instalaciones de producción, procesamiento, almacén y transporte de los fluidos producidos, la segunda etapa consistirá en la perforación de pozos de producción e inyección adicionales, en caso de ser necesario.

La región Dawson sede del proyecto, se localiza en la región Peace River al noreste de Alberta, Canadá. La zona productora es la formación Bluesky con un volumen original estimado en 100×10^9 [Bbl] de los cuales se pretende recuperar 70×10^9 [Bbl]. Las partes superiores de esta formación contienen crudo pesado de 11 °API que es comparable a los aceites pesados que se encuentran en el oeste de Canadá.



Figura 5.9 Ubicación del proyecto Dawson, Canadá (Petrobank Energy, Inc., 2009).

V.III.II PROYECTO KERROBERT

Petrobank (2009), actualmente se encuentra en el desarrollo del proyecto Kerrobert (figura 5.10), como parte de los planes de comercialización del proceso THAI, el petróleo pesado proveniente de esta zona es extraído de la formación Waseca. Este proyecto se ubica a 16 kilómetros al suroeste de Kerrobert. Este proyecto representa un paso importante para demostrar la factibilidad del proceso THAI como método para recuperar crudo pesado y bitumen y llevarlo a una escala internacional. Este proyecto de acuerdo a Petrobank (2008) iniciará construcción y operación en el segundo trimestre de 2009.

Instalaciones del proyecto Kerrobert

Este proyecto incluirá las siguientes instalaciones:

- Dos pozos horizontales de producción.
- Una plataforma de inyección con dos pozos verticales.
- Tanques e instalaciones para el procesamiento y tratamiento de gas asociado.
- Endulzadores de gas.
- Una red de oleoductos.

Medio Ambiente

Petrobank (2008) ha emprendido una serie de estudios en el área del proyecto Kerrobert para obtener una base sólida sobre la biodiversidad existente en la zona. Con esta información y con la experiencia obtenida en el proyecto Whitesands se propondrá el plan para el diseño y la ubicación de las instalaciones superficiales y lograr la protección del medio ambiente.

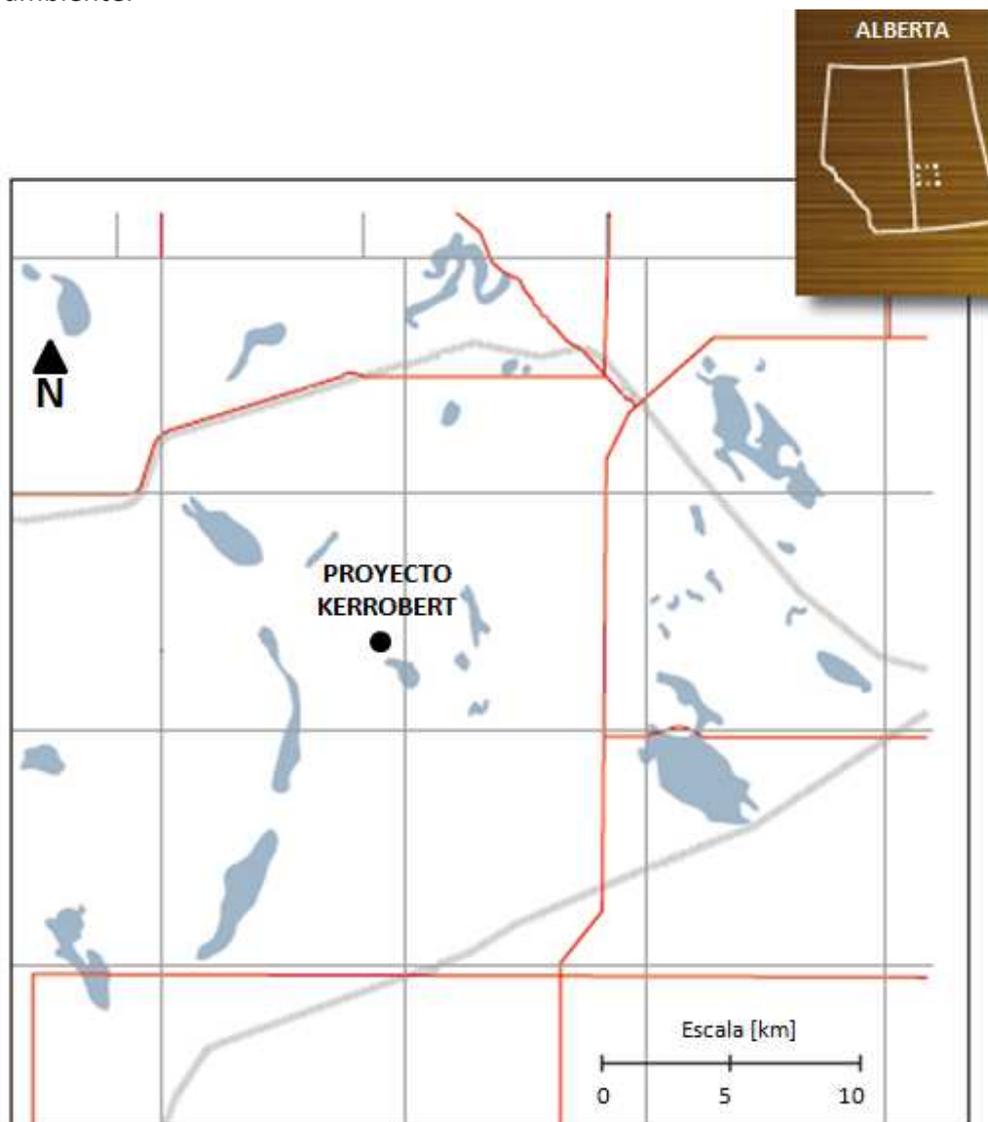


Figura 5.10 Ubicación del proyecto Kerrobert, Canadá (Petrobank Energy, Inc., 2009).

V.III.III PROYECTO SUTTON

En el tercer trimestre de 2007 se iniciaron las evaluaciones del campo Sutton (figura 5.11) para determinar la factibilidad del uso del proceso THAI. De acuerdo a los primeros resultados se estima que 93 [km²] son potencialmente productores de bitumen, el cual se pretende recuperar en un plazo de 5 años. Actualmente se encuentra en proceso el diseño de las instalaciones y en trámite la licencia para su ejecución.

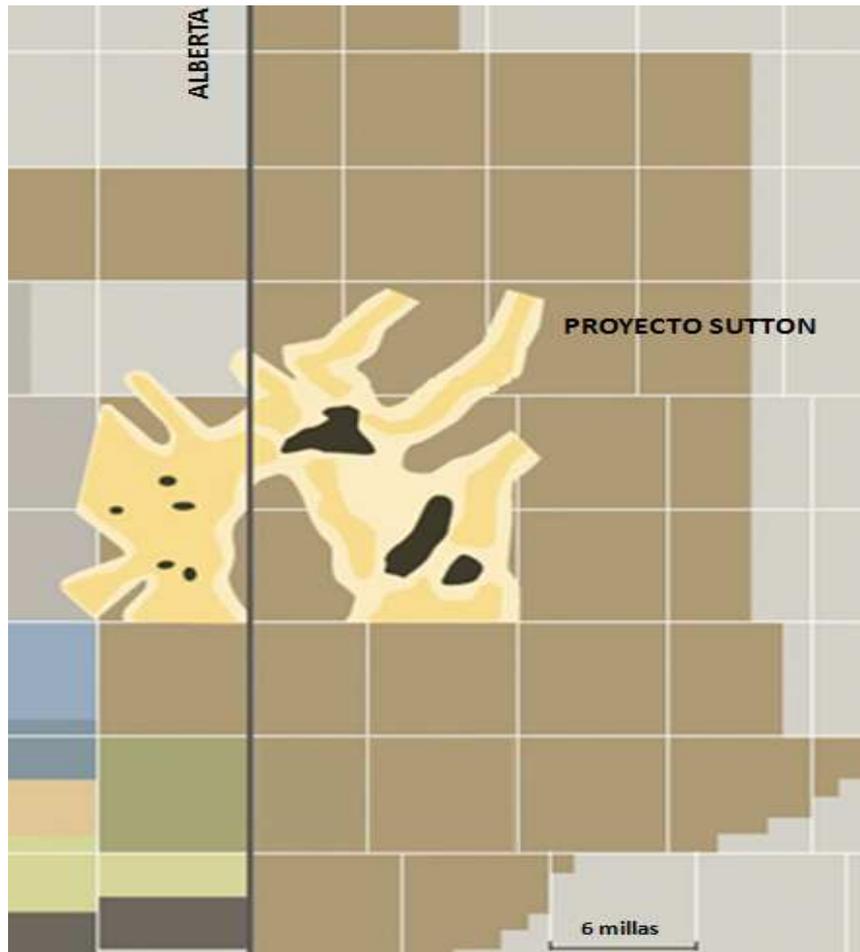


Figura 5.11 Ubicación del proyecto Sutton, Canadá (Petrobank Energy, Inc., 2009).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el proceso de recuperación de crudo pesado THAI – CAPRI, se consigue mejorar considerablemente la densidad API del hidrocarburo pesado, extrapesado y bitumen (en algunos casos se ha conseguido elevar la densidad API hasta 15 grados o más), así como también una recuperación de petróleo alrededor del 80 [%].
- El uso de aire enriquecido a alta temperatura ayudan a mantener la combustión delantera por consiguiendo se obtienen mayores recuperaciones de petróleo.
- De acuerdo a las simulaciones presentadas el proceso THAI – CAPRI muestra estimaciones confiables para el cálculo de los depósitos de combustión, el modelo Satman Brigham demostró ser confiable para la evaluación de este proceso en la fase inicial del mismo, el modelo de Gates – Ramey demostró ser confiable para procesos en donde se obtienen valores específicos de densidad y por último el modelo Nelson - McNeil fue un gran éxito para calcular rápidamente la producción esperada de hidrocarburos y el rendimiento de la combustión in situ para yacimientos con características similares a los de Wolf Lake, las aplicaciones de estas correlaciones han proporcionado información valiosa sobre el mecanismo de recuperación mejorada THAI – CAPRI, así mismo este proceso mejora los barridos volumétricos y la movilización del aceite pesado.
- Por medio del proceso THAI (térmico) y CAPRI (térmico – catalítico), es posible realizar un mejoramiento in – situ del crudo pesado y además obtener una recuperación de aceite de hasta 87 [%]. Los resultados de los trazadores en la prueba THAI - CAPRI, indican que la hidropirólisis de asfaltenos y el cambio de agua a gas, son los principales mecanismos de hidrogenación y de craqueo catalítico del aceite. Los efectos de destilación de las fracciones ligeras también contribuyen al mejoramiento del aceite producido. El aceite mejorado catalíticamente contiene altos niveles de saturados y reducidas fracciones pesadas. Existe también, un beneficio ambiental debido a la reducción metales pesados y azufre.
- La tecnología THAI mejora la combustión convencional (CIS), procesa, proporciona y permite un mejor control del frente de combustión.
- La temperatura de la combustión del frente disminuye con el tiempo. El incremento de la concentración de oxígeno aumenta la combustión y la producción de aceite.
- Detrás del frente de combustión no existe ninguna acumulación de hidrocarburos, los cuales económicamente no son recuperables.
- El uso de pozos horizontales para la inyección permite una mejor eficiencia de barrido de los fluidos del yacimiento.

- El arreglo HI2HP demuestra ser el mejor arreglo para el desarrollo del proceso THAI.
- El aumento de la temperatura en la tubería de producción permite un mejor flujo de fluidos a través de ésta.
- La depositación del coque, no afecta el flujo de los fluidos.
- La inyección de un gran volumen de aire mantienen activo el frente de combustión.
- Para los casos estudiados la fuerza de gravedad y la presión de fondo del pozo prevalecen por encima de los efectos de la heterogeneidad del yacimiento.

REFERENCIAS

1. **Butler R.M.** (1985) A New Approach to the Modeling of Steam-Assisted Gravity Drainage, *J. Can. Petrol. Technol.*, 42-50.
2. **Calvo, Jesús Alberto Cañas Triana, Roy Hathcock, Kyle Koerner, Trevor Hughes, Dibyatenu Kundu, Jorge López de Cárdenas, Chris West.** “La importancia del petróleo pesado”. *Oil Field Review*. Otoño 2006.
3. **Chu Cheih** (1977) A Study of Fireflood Field Projects, paper SPE 5821, *J. Petrol. Technol.*, 111-120.
4. **Chu Cheih** (1982) State-of-the-Art Review of Fireflood Field Projects, paper SPE 9772, *J. Petrol. Technol.*, 19-32.
5. **Das S.K., Butler R.M.** (1995) Extraction of Heavy Oil and Bitumen using Solvents at Reservoir Pressure, paper No. 95- 118, *Proceeding of the Sixth Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section of the Petroleum Society of CIM, Regina, Sask.*, Oct. 16-18, 1995.
6. **De Dios Mosqueda, Tania Flores,** “Procesos de recuperación mejorada aplicados a aceites pesados”, tesis de licenciatura, UNAM, 2008.
7. **Denbina E.S., Boberg T.C., Rotter M.B.** (1991) Evaluation of Key Reservoir Drive Mechanisms in the Early Cycles of Steam Stimulation at Cold Lake, *SPE Reservoir Engineer.*, 207-211.
8. **Domínguez Evaristo, Gilberto Salvador,** “Recuperación de aceites pesados por inyección cíclica de vapor”, tesis de licenciatura, UNAM, MAYO 2009.
9. **Farouq Ali J. M.** “Heavy Oil Recovery –Principles, Practicality, Potential and Problems”. Paper SPE 4935 Presented at The Rocky Mountain Regional Meeting of SPE of AIME, to be held in Billings Mont., May 15-16 1974.
10. **Farouq Ali S.M.** (1982) Steam Injection Theory – A Unified Approach, paper SPE 10746, *California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers*, San Francisco, March 24-26, 1982.
11. **Farouq Ali S.M., Meldau R.F.** (1979) Current Steamflood Technology, *J. Petrol. Technol.*, 1332-1342.
12. **Greaves M., Xia T.X.** (2004) Downhole Catalytic process for Upgrading Heavy Oil: Produced Oil Properties and Composition, *J. Can. Petrol. Technol.* 43, 9, 25-30.
13. **Greaves M., Xia T.X., Imbus S., Nero V.** (2004) THAI-CAPRI Processes: Tracing downhole upgrading of heavy oil, Paper 067, *Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canada, June 8-10, 2004.
14. **Greaves, M, Abdul El-Saghr and Xia, T. X.:** “CAPRI Horizontal Well Reactor for Catalytic Upgrading of Heavy oil”, ACS Symposium, Division of Petroleum Chemistry, on Advances in Oil Field Chemistry: Downhole Upgrading, 20-25, Washington, DC, August, (2000). [ACS PREPRINTS, Vol. 45, No. 4, pp595-598.
15. **Hussein Alboudwarej Joao (John), Felix Shawn Taylor Edmonton, Rob Badry, Chad Bremner, Brent Brough, Craig Skeates, Andy Baker, Daniel Palmer, Katherine Pattison, Mohamed Beshry, Paul Krawchuk, George Brown, Rodrigo Calvo, Jesús Alberto Cañas Triana, Roy Hathcock, Kyle Koerner, Trevor Hughes, Dibyatenu Kundu,**

-
- Jorge López de Cárdenas, Chris West.** "La importancia del petróleo pesado". Oil Field Review. Otoño 2006.
16. **Jespersen P.J., Fontaine T.J.C.** (1993) Tangleflags North Pilot: A Horizontal Well Steamflood, *J. Can. Petrol. Technol.* 32, 5, 52-57.
 17. **Kennet K. Landes,** "Geología del Petróleo". Ediciones Omega, S. A., 1977.
 18. **Lanier, D.** "Heavy oil – A major energy source for the 21st century", Paper No. 039, *Proc.*, 7th. UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, China, 27-30 October (1998)
 19. **Loreto, M.E.** "Apuntes de recuperación secundaria", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1976.
 20. **Nguyen T.A., Farouq Ali S.M.** (1988) Effect of Nitrogen on the Solubility and Diffusivity of Carbon Dioxide into Oil and Oil Recovery by the Immiscible WAG Process, *J. Can. Petrol. Technol.* 37, 2, 24-31.
 21. **Owens W.D., Suter V.E.** (1965) Steam Stimulation – Newest Form of Secondary Petroleum Recovery, *Oil and Gas J.* 82-87, 90.
 22. **Reed R. L., Healy R. N.** Some physicochemical aspects of microemulsion flooding: a review. En Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding, D.O. Shah y R.S. Schecheter. Editores, Academic Press 1977 pp 383-437.
 23. **Salager Jean – Louis,** "Emulsiones: propiedades y formulación", Mérida – Venezuela, 1993.
 24. **Selby Rawya, Alikhan A.A., Farouq Ali S.M.** (1989) Potential of Non-thermal Methods for Heavy Oil Recovery, *J. Can. Petrol. Technol.* 28, 4, 45-59.
 25. **Stalkup Jr. F.I.** (1992) *Miscible Displacement*, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1992, Vol. 8.
 26. **Stokes D.D., Doscher T.M.** (1974) Shell Makes a Success of Steam Flood at Yorba Linda, *Oil and Gas J.*, 71-76.
 27. **Taber JJ, Seright R.S.,** "EOR Screening criteria revisited". SPE/DOE 35385, SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, OK, 21 – 24, april 1996.
 28. **Thomas, S.,** "Enhanced oil recovery – an overview, Oil and gas science and technology, 1999.
 29. **Xia T X and Greaves M.:** "3D Physical Model Studies of Downhole Catalytic Upgrading of Wolf Lake Heavy Oil Using THAI", *J. Can. Pet. Tech.*, (2002) 4, No. 8, pp58-64.
 30. **Xia T X and Greaves, M.:** "Upgrading Athabasca Tar Sand Using Toe-to- Heel Air Injection", *J. Can. Pet. Tech.*, (2002) 41, No. 8, 51-57.
 31. **Xia T X, Greaves M and Turta A.:** "Main Mechanism for Stability of THAI –'Toe-to- Heel Air Injection', Paper 2003-30, Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 10-12 June (2003).
 32. **Xia T X, Greaves M., Turta A T, and Ayasse C.:** "THAI – A 'Short-Distance Displacement' In Situ Combustion Process for the Recovery and Upgrading of Heavy Oil", *Trans. IChemE*, (2003) March, 81(A) pp295-304.
 33. **Xia T X, Greaves M., Turta, A. T.:** "Injection well – producer well combinations in THAI "Toe – to Heel Air Injection"", SPE 75137, Calgary, Canadá, abril, 2002.
 34. Reza, F., M., Brigham, W., E., Ramey, H., J., Jr., "In situ combustion model", SPE 8394, abril 1983.
-

Mesografía:

- <http://www.librosintinta.com/busca/historia+petroleo/pdf/start-30/>
- http://catedrarollie.com.ar/taller2/wp-content/uploads/2008/09/el_petroleo.pdf
- http://pdf.rincondelvago.com/el-petroleo_2.html
- <http://www.maremundi.com/hidrocarburos.asp?pg=2&id=3>
- http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf
- http://balance-de-materiales.blogspot.com/2007_12_01_archive.html
- <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/origenes2.htm>
- La *historia del petróleo*, Daniel Yergin, Barcelona, Ed: Plaza & Janés Ediciones, 1992. • Introducción a la ciencia, Isaac Asimov. Ed: Plaza & Janés, SA, ...
- <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=12430>
- <http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish03/win03/composite.pdf>
- www.oil-chem.com/eor.htm
- <http://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=12430>
- [http://www.heavyoilinfo.com/articulos/aplicaciones-del-sistema-thai\(importante\)](http://www.heavyoilinfo.com/articulos/aplicaciones-del-sistema-thai(importante))
- http://www.cmgroup.com/software/brochures/Stars_FactSheet.pdf
- <http://www.ai.org.mx>