

**ESTUDIO DE LA COMBUSTIÓN IN-SITU EN YACIMIENTOS DE CRUDOS
PESADOS POR MEDIO DE UN SIMULADOR TERMAL**

**IVÁN FELIPE TRUJILLO PARRA
OSCAR ARMANDO GALINDO BRAVO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2011**

**ESTUDIO DE LA COMBUSTIÓN IN-SITU EN YACIMIENTOS DE CRUDOS
PESADOS POR MEDIO DE UN SIMULADOR TERMAL**

**IVÁN FELIPE TRUJILLO PARRA
OSCAR ARMANDO GALINDO BRAVO**

Trabajo de grado presentado como requisito
para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director
JAIRO SEPULVEDA GAONA, Msc
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2011**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Marzo de 2011

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen Santísima por iluminarme y fortalecerme para alcanzar día tras día mis objetivos, a mis padres Sonia Rocio e Iván para que este título obtenido sea una inmensa satisfacción por tantos esfuerzos realizados, a mis hermanas Laura Manuela e Isabella para que sea un ejemplo en su formación, a mi familia por todo el apoyo que me brindaron con mis estudios y a todas las personas que compartieron conmigo parte de su conocimiento en todo el tiempo de aprendizaje en la Universidad Surcolombiana.

IVAN FELIPE TRUJILLO PARRA

A mi madre Carmen Bravo porque ella ha sido el motor de mi vida, a mi abuelo Luis Eduardo Bravo por ser quien me tiende la mano cuando más lo necesito, a mi hermano Jorge Miguel Galindo pues quiero mostrarle los beneficios del esfuerzo y la perseverancia, a mi familia porque me acompañó durante este proceso académico, a las personas que me ofrecieron su conocimiento eficazmente en la etapa universitaria y por último, pero no menos importante, a Dios pues sin Él no habría alcanzado tantos logros en mi vida.

OSCAR ARMANDO GALINDO BRAVO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Coordinador Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases - COFA, Coordinador Laboratorio de Pruebas Especiales -LAPE y director del proyecto; por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, Coordinador del Grupo de Investigación de Pruebas de Pozos - GIPP y evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

CARMEN PINZON TORRES, Química y Esp. En Sistemas Dinámicos, Profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, investigadora de Grupo de Comportamiento de Fases - COFA y evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN

1	ASPECTOS TEÓRICOS	14
1.1	YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO	14
1.2	MÉTODOS DE RECOBRO EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADO.....	15
1.3	COMBUSTIÓN IN SITU	17
1.3.1	Combustión Convencional	18
1.3.2	Combustión Húmeda	19
1.3.3	Combustión en Reverso	20
1.3.4	Ventajas de la Combustión In-Situ.....	21
1.3.5	Desventajas de la Combustión In-Situ	22
1.4	PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO EN EL YACIMIENTO	23
1.4.1	Patrones de Inyección.....	23
1.4.2	Desplazamiento en un Patron 5 puntos	24
2	MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE LA COMBUSTIÓN IN-SITU	25
2.1	Formulación.....	26
2.1.1	Variables primarias.	26
2.1.2	Ecuaciones de conservación.	27
2.1.3	Condición de equilibrio termodinámico.	28
2.1.4	Fracciones molares totales.	29
2.1.5	Flash térmico.	30
2.1.6	Volumen de fluidos.	31
2.1.7	Flujo entre bloques.	32
2.1.8	Flujo en los pozos.	33
2.1.9	Conducción de calor.	33
2.1.10	Método de solución.....	34
2.2	Propiedades térmicas.	37
2.2.1	Capacidad calorífica de la roca.....	37
2.2.2	Conductividad y transmisibilidad termal.....	38
2.2.3	K-valores.....	38
2.3	Reacciones Químicas.....	39
2.3.1	Reacción estequiométrica.....	40
2.3.2	Rata de reacción.....	40
2.3.3	Componente de concentración.	40
2.3.4	Orden del componente de concentración.	41
2.3.5	Orden de porosidad.	41
2.3.6	Componente de conservación de ecuaciones.	42

2.3.7	Ecuación de conservación de energía.....	42
3	DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS.....	44
3.1	SIMULADOR.....	44
3.2	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO.....	44
3.3	MODELAMIENTO PVT.....	45
3.4	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO.....	48
3.5	DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	49
3.5.1	Patron de inyección de 4 puntos.....	52
3.5.2	Patron de inyección de 5 puntos.....	54
3.5.3	Patron de inyección de 7 puntos.....	56
3.5.4	Patron de inyección de 9 puntos.....	57
4	EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.....	60
4.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO.....	60
4.1.1	Producción acumulada de aceite (Npo).....	60
4.1.2	Factor de recobro bruto (FR bruto).....	60
4.1.3	Factor de recobro neto (FR neto).....	61
4.1.4	Relación aire inyectado acumulado/aceite producido acumulado (AOR).....	61
4.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.....	62
4.2.1	Patron de inyección de 4 puntos.....	63
4.2.2	Patron de inyección de 5 puntos.....	65
4.2.3	Patron de inyección de 7 puntos.....	67
4.2.4	Patron de inyección de 9 puntos.....	69
	CONCLUSIONES	73
	RECOMENDACIONES	74
	BIBLIOGRAFÍA	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación del crudo según el API.	14
Tabla 2. Características de los patrones de inyección.	21
Tabla 3. Composición y propiedades físicas del crudo del Campo Hamaca.	46
Tabla 4. Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.	47
Tabla 5. Definición de componentes usados en la simulación.	47
Tabla 6. Propiedades del yacimiento base.	48
Tabla 7. Parámetros operacionales de la técnica ISC.	49
Tabla 8. Composición del crudo, peso molecular y gas inyectado.	51
Tabla 9. Reacciones químicas.	51
Tabla 10. Energía de activación, velocidad y entalpía de reacción.	52
Tabla 11. Patron de inyección de 4 puntos.	52
Tabla 12. Patron de inyección de 5 puntos.	55
Tabla 13. Patron de inyección de 7 puntos.	56
Tabla 14. Patron de inyección de 9 puntos.	58
Tabla 15. Comportamiento de los patrones de inyección de 4 puntos.	63
Tabla 16. Comportamiento de los patrones de inyección de 5 puntos.	65
Tabla 17. Comportamiento de los patrones de inyección de 7 puntos.	67
Tabla 18. Comportamiento de los patrones de inyección de 9 puntos.	69
Tabla 19. Comparación de los mejores casos de cada patrón de inyección.	72

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados.	15
Figura 2. Tipos de ISC (In-Situ Combustion).	18
Figura 3. Combustión Convencional.	19
Figura 4. Combustión Húmeda.	20
Figura 5. Combustión en Reverso	21
Figura 6. Patrones de inyección.	24
Figura 7. Patron de inyección de 5 puntos único	25
Figura 8. Vista 3D para el modelo simulado para el caso de 4 puntos.	44
Figura 9. Vista 3D para el modelo simulado para el arreglo de 9 puntos.	45
Figura 10. Viscosidad real del crudo del Campo Hamaca.	47
Figura 11. Diagrama de fases PVT.	48
Figura 12. Vista en 3D de los arreglos de pozos 4, 5, 7 y 9, con pozos horizontales y verticales.	49
Figura 13. Vista en 3D de los casos 1, 2, 3 y 4.	53
Figura 14. Vista en 3D de los casos 5 y 6.	55
Figura 15. Vista en 3D de los casos 7, 8, 9 y 10.	56
Figura 16. Vista en 3D de los casos 11, 12, 13 y 14.	58
Figura 17. Vista en 3D del comportamiento de los patrones de inyección de 4 puntos.	64
Figura 18. Vista en 3D del comportamiento de los patrones de inyección de 5 puntos.	66
Figura 19. Vista en 3D del comportamiento de los patrones de inyección de 7 puntos.	68
Figura 20. Vista en 3D del comportamiento de los patrones de inyección de 9 puntos.	71

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Comportamiento de los patrones de inyección de 4 puntos.	63
Gráfica 2. Comportamiento de los patrones de inyección de 5 puntos.	65
Gráfica 3. Comportamiento de los patrones de inyección de 7 puntos.	67
Gráfica 4. Comportamiento de los patrones de inyección de 9 puntos.	70

RESUMEN

El presente documento muestra un estudio sobre la técnica de recobro térmico llamada combustión in-situ, la cual se implementa en yacimientos de crudos pesados. El estudio fue realizado por medio de un simulador termal, modificando algunos parámetros tales como el número de pozos productores e inyectores y su distribución dentro del yacimiento.

Inicialmente, se consideraron los diferentes patrones de inyección, un total de cuatro patrones los cuales son: de cuatro (4), cinco (5), siete (7) y nueve (9) puntos, dichos sistemas de inyección fueron analizados independientemente.

Seguidamente, se dividió cada patrón de inyección en sus dos opciones, normal e invertido, diferenciándose en que el patrón normal tiene un solo pozo productor rodeado de inyectores y el sistema invertido como su nombre lo indica es el caso opuesto al nombrado anteriormente.

Finalmente, después de haber realizado todos los análisis de las diferentes simulaciones, se obtiene el mejor patrón para cada caso estudiado independientemente y el mejor mecanismo de inyección de forma general. Esta calificación se obtiene, al realizar una relación económica de los costos del aire inyectado versus la cantidad de petróleo producido, de esta manera podemos determinar cual patrón de inyección es el más rentable.

ABSTRACT

This document shows a study about the thermal recovery technique called in-situ combustion, which is implemented for heavy crude oil reservoirs. The study was done using a thermal simulator, changing some parameters such as the number of production and injection wells and their distribution inside the reservoir.

Initially, it was considered different injection patterns. A total of four patterns which are: four (4), five (5), seven (7) and nine (9) points, these injection systems were analyzed independently.

After that, each injection pattern was divided into two options; normal and inverted, differing in that the normal pattern has only one production well surrounded of injectors and the inverted system, as its name indicates, is the opposite case to the above named.

Finally, after having made all the analysis of the different simulations, it is obtained the best pattern for each case studied independently and the best injection mechanism in a general way. This qualification is obtained by performing an economic relationship of the injected air cost versus the amount of produced petroleum. In this way we can determine which is the most profitable injection pattern.

INTRODUCCIÓN

En vista del progresivo agotamiento de las reservas de crudos livianos en el mundo, la industria petrolera gira en torno a los yacimientos que poseen crudos pesados ya que son éstos los que se encuentran en mayor cantidad a nivel mundial y son explotados por las principales petroleras debido a que se convirtieron en un negocio muy rentable.

Existen diversas formas de recobrar el crudo pesado, una de éstas es la combustión in-situ, la cual es utilizada cuando el yacimiento posee una gran cantidad de aceite que no puede ser extraído eficazmente debido a su baja presión y su alta viscosidad. Dicho método de recobro permite disminuir las anteriores características del aceite por medio del calentamiento del mismo, con el fin de no abandonar el campo petrolero y lograr aprovechar al máximo el crudo existente en el yacimiento por su gran valor económico.

Entre los métodos para la recuperación de crudo pesado se encuentran la inyección de fluidos calientes, VAPEX y THAI. Sin embargo, en este trabajo se pretende analizar en detalle un método de recuperación térmica alternativo, la combustión in-situ.

Con este proyecto se pretende establecer un análisis de la combustión in-situ aplicado en yacimientos de crudos pesados, se harán simulaciones que permitan verificar la efectividad y productividad del mencionado método para lograr su aplicabilidad en estos tipos de yacimientos.

1. ASPECTOS TEÓRICOS

1.1. YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS

Según el Instituto Americano de Petróleo, el petróleo pesado se define como el petróleo con una gravedad de 22.3°API o menor como se muestra en la tabla 1. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de las reservas de hidrocarburos totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles; lo cual representa un gran interés para la industria petrolera debido al buen precio actual de los hidrocarburos.

Tabla 1. Clasificación del crudo según el Instituto Americano de Petróleo (API)

Tipo de Crudo	Gravedad API
Liviano	Mayor a 31,1
Mediano	Entre 22.3 y 31.1
Pesado	Entre 10 y 22.3
Extra pesado	Menor a 10

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producibilidad y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta. La viscosidad tiene una relación inversa con respecto a la temperatura, como se observa en la figura 1.

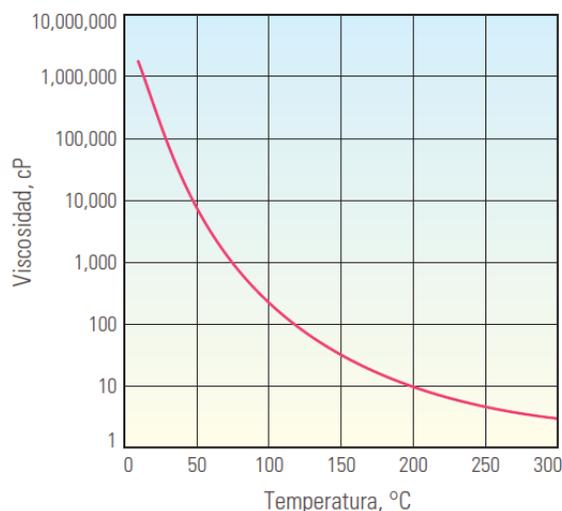


Figura 1. Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados.

Cada petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen posee su propia relación de temperatura-viscosidad, pero todos siguen esta tendencia, reduciéndose la viscosidad al aumentar la temperatura.

1.2. MÉTODOS DE RECOBRO EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS

Los métodos de recuperación de petróleo pesado se dividen en dos tipos principales, según la temperatura. Ésto se debe a que la propiedad clave del fluido, es decir la viscosidad, depende significativamente de la temperatura; cuando se calientan, los petróleos pesados se vuelven menos viscosos. Los métodos de producción en frío son aquellos que no requieren el agregado de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Los métodos asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir. El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá.

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. Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. 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.

- Inyección de Vapor.

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada. En la inyección continua de vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes. La inyección alternada de vapor consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un período determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para permitir la suficiente distribución de calor inyectado). Después de esto, el pozo es puesto nuevamente a producción.

- Inyección de Agua Caliente.

Es un proceso de desplazamiento y consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección continua de vapor. La inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases: agua y petróleo, mientras que en los procesos de vapor y los de combustión envuelvan una tercera fase: gas. En este sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se tratan básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente tanto por agua caliente como por fría. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente básicamente son: reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

- VAPEX (Extracción con vapor).

Se usa un par de pozos horizontales uno encima del otro y también desplazados horizontalmente. Este proceso utiliza un solvente de hidrocarburo liviano en el rango de propano y butano (o alguna combinación de hidrocarburos livianos) inyectado en el pozo horizontal superior.

- THAI (Toe-to-Heel Air Injection).

Se trata de un proceso de combustión que combina un pozo vertical de inyección de aire con un pozo horizontal de producción. Durante el proceso se crea un frente de combustión donde parte del petróleo en el yacimiento se

quema, generando calor, lo que reduce la viscosidad del crudo permitiéndole que fluya por gravedad al pozo horizontal de producción.

- Calentamiento Eléctrico.

Consiste en calentar el crudo por medio de resistencias eléctricas, en yacimientos que por su estructura o ubicación no permiten usar métodos de inyección de vapor o solventes.

- SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage).

Este método consiste en un par de pozos horizontales, donde el pozo inyector esta cercano y verticalmente sobre el pozo productor. El vapor inyectado se segrega gravitacionalmente y forma una cámara de vapor. El crudo calentado drena hacia abajo del pozo productor. La idea básica del proceso es la inyección de vapor cerca del fondo del yacimiento, este vapor tiende a subir y el condensado junto con el petróleo cae al fondo debido a la gravedad, estos fluidos son producidos, mientras el petróleo es drenado, el espacio poroso que inicialmente estaba saturado con petróleo es ocupado por el vapor

1.3. COMBUSTIÓN IN SITU

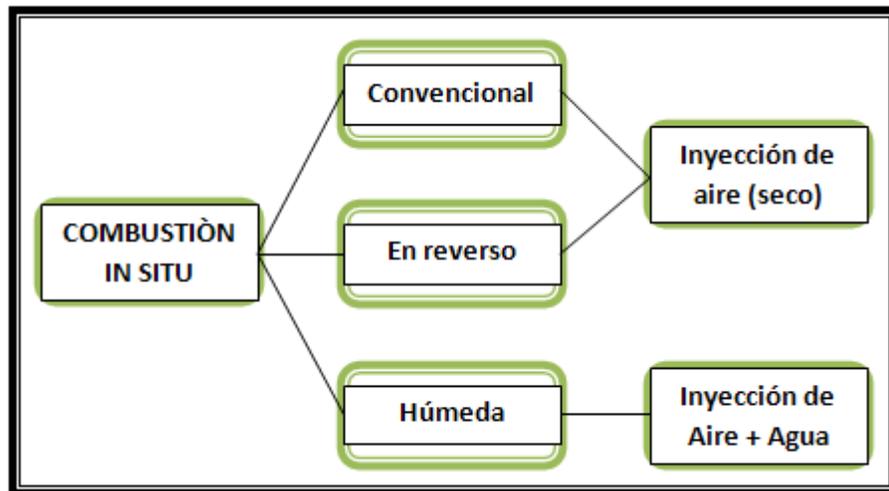
La combustión en sitio, también conocida en inglés como *fireflooding*, es un método de movilización de los petróleos de alta viscosidad. Se trata de un proceso de pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. La combustión en sitio quema parte del petróleo, aproximadamente un 10% del petróleo presente en el yacimiento, y el calor reduce suficientemente la viscosidad del resto como para posibilitar la producción. El petróleo quemado, o residuo de la combustión, se deja atrás. La combustión mejora el petróleo crudo mediante el craqueo, o separación, de las moléculas pequeñas respecto de las grandes. En la mayor parte de los intentos de aplicación en el campo, se observó que el proceso era inestable. No obstante, en Rumania, la operación de combustión en sitio de gran escala llevada a cabo en el Campo Suplacu de Barcau¹, funciona desde el año 1964. La combustión in situ implica 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

¹ GUERRA José. Modeling segregated in situ combustion processes through a vertical displacement model applied to a Colombian field. [Online]. 2005. Disponible en la Internet: URL: <http://redalyc.uaemex.mx/pdf/465/46530108.pdf>

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

En la Figura 2 se puede apreciar los diferentes tipos de combustión in situ empleados en el yacimiento, posteriormente se explicará brevemente en que consiste cada uno.

Figura 2. Tipos de ISC (In-Situ Combustión)

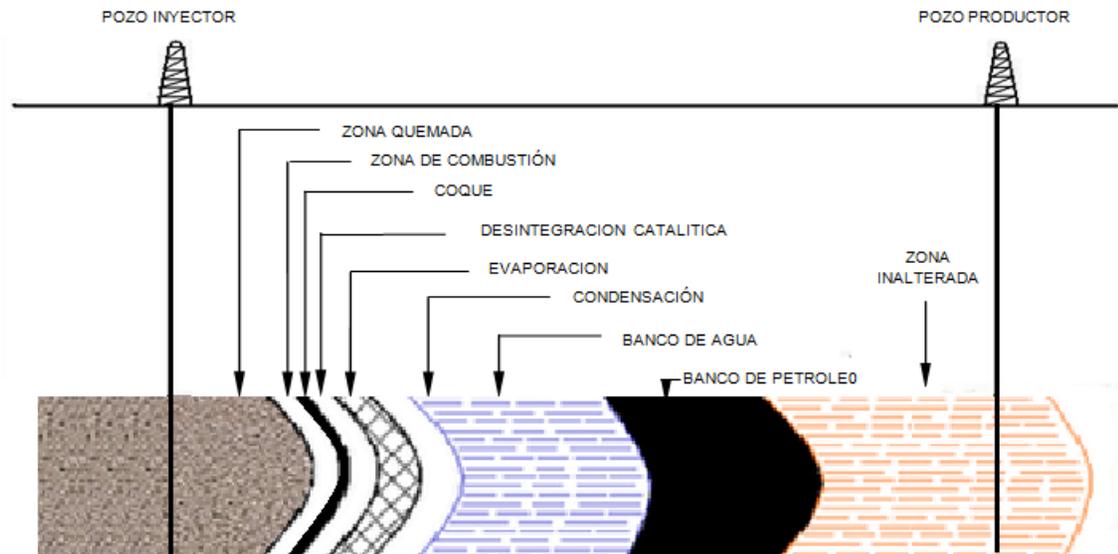


(Fuente: Combustion In-situ, <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/06/combustion-in-situ.html>)

1.3.1. Combustión Convencional.

Es también llamada combustión seca ya que no existe inyección de agua junto con el aire. La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, es decir desde el pozo inyector hasta el pozo productor, figura 3.

Figura 3. Combustión Convencional



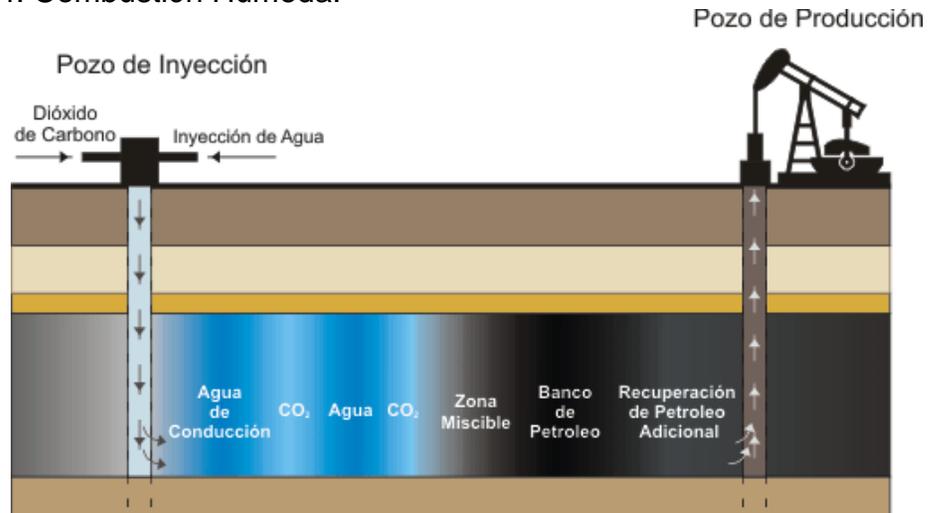
(Fuente: Balance de Materia, http://balance-de-materiales.blogspot.com/2008_02_01_archive.html)

Como se observa en la imagen anterior, se inyecta aire, esto se hace con la finalidad de oxidar el petróleo, sin embargo, se producen grandes volúmenes de gases residuales los cuales causan problemas mecánicos. El calor se va generando a medida que el proceso de combustión avanza dentro de una zona de combustión muy estrecha hasta una temperatura alrededor de 1200° F. Inmediatamente delante de la zona de combustión ocurre el craqueo del petróleo, esto origina el depósito del coque que se quemará para mantener la combustión. La zona de combustión actúa como un pistón y desplaza todo lo que se encuentra delante de su avance.

1.3.2. Combustión Húmeda.

La combustión húmeda, también conocida como proceso COFCAW (combinación de combustión convencional mas inyección de agua). Cuando el agua se inyecta en el pozo inyector en una operación de combustión convencional, ya sea alternada o simultáneamente con aire, se logra la recuperación del calor, ya que toda o parte del agua se vaporiza y pasa a través del frente de combustión, con lo cual transfiere calor delante del frente.

Figura 4. Combustión Húmeda.



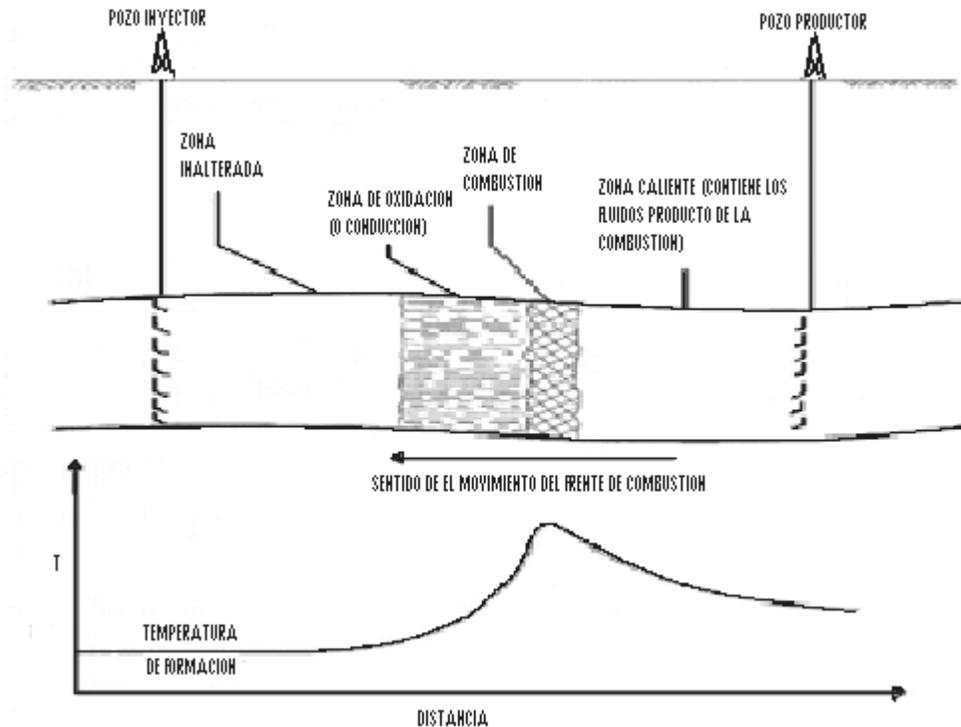
(Fuente: <http://www.textoscientificos.com/imagenes/petroleo/recuperacion-asistida-co2-g.jpg>)

Estos crudos muy viscosos, generalmente no pueden fluir a tasas económicas mediante empujes de energía natural, de tal manera que la producción primaria sería insignificante; tampoco la inyección de agua sería factible, por lo que el uso de energía térmica podría ser la única forma para recuperar una cantidad significativa de petróleo ya que estos métodos tienden a disminuir la viscosidad y aumentan la movilidad del crudo, de esta forma disminuyen la saturación residual de petróleo. Por esto, un método considerado como terciario en una secuencia cronológica de agotamiento, podría ser utilizado como el primer y quizás el único proceso para aplicar.

1.3.3. Combustión en Reverso.

En este tipo de combustión la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la dirección del flujo de fluidos y la combustión se inicia en los pozos productores. Como se puede apreciar en la siguiente figura, la zona de combustión se mueve en contra del flujo de aire, los fluidos producidos fluyen a través de las zonas de altas temperaturas (500 – 700° F) hacia los pozos productores, originándose así una reducción en la viscosidad del petróleo y por consiguiente aumento de la movilidad.

Figura 5. Combustión en Reverso



(Fuente: Balance de Materia, http://balance-de-materiales.blogspot.com/2008_02_01_archive.html)

1.3.4. Ventajas de la Combustión In-Situ

El aire está siempre disponible por lo que este método se podría aplicar en cualquier lugar sin ninguna restricción por falta de materia prima, puede inyectarse aun en zonas donde es imposible hacerlo con agua o gas, además el aire tiene una mayor eficiencia que el gas natural para el mantenimiento de presión, dada su característica de menor compresibilidad y solubilidad. Por otro lado la combustión in-situ se puede usar como método de desplazamiento mediante la propagación de la zona de reacción, para generar flujo de gas² (CO₂ y N₂) y favorecer el drenaje.

² MUSTONI Jorge. Experiencia en la implementación de proyectos de combustión in-situ. [Online]. Septiembre 2006. Disponible en la Internet: URL: http://www.oilproduction.net/files/Combustion_insitu_mustoni.pdf

La combustión in-situ (ISC) es aplicable para un alto rango de petróleos y gran variabilidad de reservorios:

- 10-20 °API a 500 ft hasta > 30 °API a 10000 ft.
- Aunque su uso se indica para capas de escaso espesor (10-60 ft), se aplicó exitosamente en capas de hasta 150 ft (nuevo desarrollo THAI).
- La presión del reservorio al comienzo del proceso, no afecta la eficiencia del mismo.
- La permeabilidad de la roca, tiene un mínimo efecto sobre el proceso (rango aplicado: 5 mD a 10 D)

En comparación con otros métodos de recuperación secundaria, la combustión in-situ (ISC) tiene una elevada eficiencia de desplazamiento y un alto recobro. Puede ser aplicada después del abandono del reservorio aun habiéndose aplicado otros métodos de recobro como inyección de gas entre otros. Con respecto a las emisiones de CO₂, y aún cuando pueda suponerse lo contrario, si se calcula en términos del volumen de CO₂ generado por unidad de petróleo recuperado, es inferior a otros métodos de recuperación mejorada.

1.3.5. Desventajas de la Combustión In-Situ

La desventaja más importante de este método es el alto costo de inversión en la planta compresora y el evado gasto de mantenimiento, además de la falta de confianza en el proceso debido al conocimiento del amplio rango de resultados en la aplicación, entre los éxitos y fracasos, como resultado, frecuentemente su aplicación se decide como último recurso; ésto es, cuando ningún otro método era viable (reservorios altamente complejos en estratigrafía, petrofísica y otras condiciones desfavorables).

Diseño inapropiado de la capacidad de inyección para el tipo de reservorio a ser tratado; Nelson y McNeil aportaron importantes conceptos sobre el flujo de aire necesario para mantener la estabilidad del frente de combustión; por otro lado, en algunas ocasiones, se presenta canalización del aire o gases de combustión debido a la gran heterogeneidad del reservorio.

Existe el error conceptual de que el proceso de ISC es un método térmico de recuperación asistida, y que el principal, o casi exclusivo, mecanismo es la reducción de la viscosidad por incremento de la temperatura, en reservorios con petróleo viscoso. Por otro lado una desventaja real de este método es que en algunos casos gracias a la calidad pobre de la reacción de combustión no se logra la auto ignición y si se realiza la combustión hay una desfavorable relación de movilidad entre el gas y el petróleo movilizado hacia la zona fría.

1.4. PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO EN EL YACIMIENTO.

En un sistema lineal puede existir flujo bidimensional si la permeabilidad varía con la posición, si hay segregación gravitacional y/o cuando las fuerzas capilares son relativamente mayores que las fuerzas viscosas. El flujo bidimensional se encuentra en todos los procesos de desplazamiento donde se inyectan fluidos en el yacimiento, El movimiento de los fluidos es controlado por el arreglo de los pozos productores e inyectores al igual que la heterogeneidad del yacimiento, esta última, particularmente en la dirección vertical

Los procesos de desplazamiento en el yacimiento, frecuentemente se conducen en arreglos (patrones) donde una configuración específica de inyectores y productores se repite a través del campo como se ilustra en la Figura 6, pagina 24.

1.4.1. PATRONES DE INYECCIÓN

Los patrones de 2 pozos y 3 pozos, son arreglos aislados para propósitos de posibles pruebas piloto. Note que el arreglo normal de 4 pozos es idéntico al arreglo invertido de 7 pozos; el término “*invertido*” sólo tiene un inyector por patrón. Esta es la diferencia entre normal e invertido.

Tabla 2. Características de los patrones de inyección

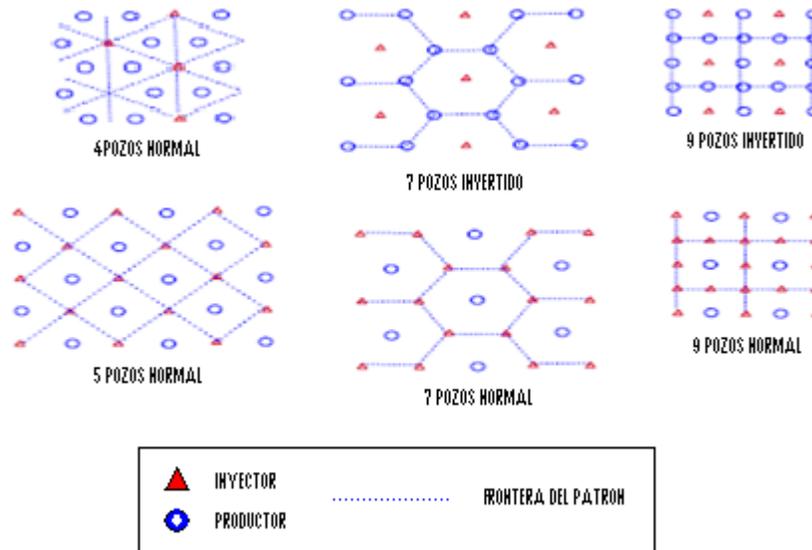
Patrón	Relación Productores-Inyectores	Patrón de perforación requerido
4-pozos normal (4N)	2	Triángulo equilátero
4-pozos sesgado (4s)	2	Cuadrado
5-pozos normal (5N)	1	Cuadrado
7-pozos normal (7N)	1/2	Triángulo equilátero
7-pozos invertido (7I)	2	Triángulo equilátero
9-pozos normal (9N)	1/3	Cuadrado
9-pozos invertido (9I)	3	Cuadrado
Empuje de línea directa	1	Rectángulo
Empuje de línea alterna	1	Línea intermitente de pozos

1.4.2. DESPLAZAMIENTO EN UN PATRÓN 5 PUNTOS

De acuerdo con la figura 7, éste consta de un productor rodeado de 4 inyectores. Un 5I tiene un inyector rodeado de 4 productores. Ambos patrones dan una relación productor/inyector de 1. Si se asume que las tasas de inyección son iguales a las tasas de producción entonces se tiene flujo simétrico alrededor de cada pozo con 25 % de la tasa de inyección de cada pozo confinado en el arreglo. La línea punteada representa las fronteras del patrón. En un yacimiento homogéneo donde las tasas de inyección y producción son iguales, la línea punteada representa barrera de no flujo. Por lo tanto, el análisis de un 5N en un yacimiento puede simplificarse examinando el comportamiento de un 5N único. El 5N es más ventajoso que el 5I.

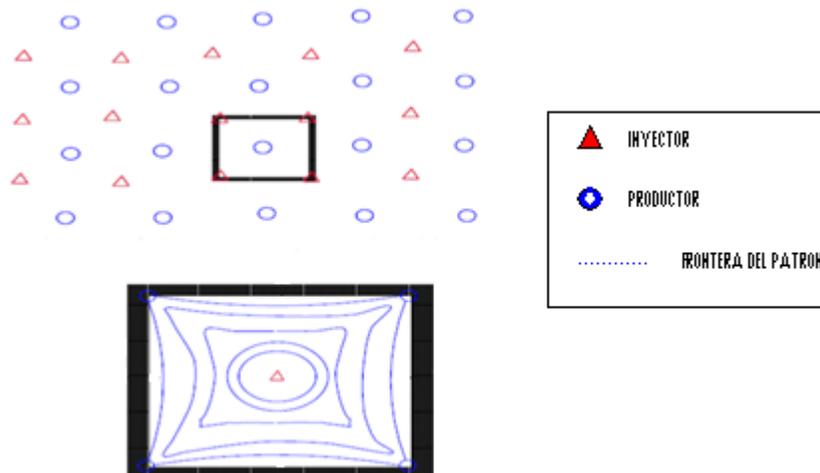
En términos generales, el barrido horizontal es función de la relación de movilidad de los fluidos. Entre menor M , mejor es la eficiencia de barrido. La figura 7 ilustra este hecho basado en la experiencia lograda mediante técnicas de rayos X, en un cuarto de un sistema 5N. Existen numerosas correlaciones que muestran la dependencia de la eficiencia de barrido areal con la relación de movilidad.

Figura. 6 Patrones de inyección.



(Fuente: <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/01/desplazamiento-yacimiento-del.html>)

Figura. 7. Patrón de inyección de 5P único.



(Fuente:<http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2009/01/desplazamiento-yacimiento-del.html>)

2. MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE LA COMBUSTIÓN IN-SITU

Los métodos de recuperación térmica se usan típicamente en yacimientos de crudos pesados, donde la viscosidad del aceite es alta a temperatura de yacimiento, pero se reduce con el incremento de temperatura. Varios procesos de recuperación termal pueden simularse en ECLIPSE³. Estos incluyen:

- Combustión in-situ.
- Inyección de fluidos calientes o gas.
- Calentadores de fondo de pozo.
- Inyección de vapor, tales como inyección cíclica de vapor (huff and puff), inyección continua de vapor, o drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD).

El simulador ECLIPSE se ha diseñado para ocuparse de condiciones típicas de operación de recuperación termal. Ésto incluye presiones entre 14.7 y 1470 psia (1-100 bar), y temperaturas desde temperatura ambiente hasta 700 °F (370 °C)

³ SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; pagina 903 - 970, 2009.

Se permiten cuatro fases en la simulación:

- Una fase aceite que contiene solamente componentes hidrocarburos.
- Una fase gas que puede contener hidrocarburos y agua.
- Una fase agua que solamente contiene el componente agua.
- Una fase sólida (para usar con reacciones químicas).

Los aceites espumantes pueden modelarse usando la opción termal. Aunque los aceites espumantes ocurren a las temperaturas del yacimiento, el fenómeno es asociado con los aceites pesados, así que es incluido con la opción termal.

La opción termal puede ser corrida en uno de tres modelos:

- Aceite vivo (live oil), usando los k-valores para definir el equilibrio.
- Aceite muerto (dead oil), cuando los componentes hidrocarburos no son volátiles.
- Aceite negro (black oil), usando la opción de temperatura.

2.1. Formulación.

Las ecuaciones usadas para describir procesos térmicos, son similares a las usadas en la simulación composicional, pero con tres diferencias importantes: la adición de la variación de energía y una ecuación de energía; la presencia del componente agua en la fase gas, así como en la fase agua; y la dependencia de las propiedades con la temperatura.

El simulador termal no usa una ecuación de estado para determinar las propiedades termodinámicas; en cambio se debe proporcionar los K-valores para determinar equilibrio y densidades, viscosidades y entalpías para cada componente en cada fase.

2.1.1. Variables primarias.

Las variables primarias de la solución, usadas para las celdas en todos los estados de la fase, son:

$$X = (P, m_1, \dots, m_N, m_w, e)$$

Donde “ P ” es la presión, “ m_1, \dots, m_N ” son las densidades molares de cada componente hidrocarburo, “ m_w ” es la densidad molar del componente agua y “ e ” es la densidad total de energía interna.

Las densidades molares de los fluidos son medidas como moles por unidad de volumen del yacimiento, mientras la densidad de energía es medida como energía por unidad de volumen total. El volumen total incluye el volumen de fluidos del yacimiento y el volumen de la roca.

2.1.2. Ecuaciones de conservación.

Las variables primarias son obtenidas para resolver ecuaciones de conservación para cada componente, de energía y de volumen; estas ecuaciones son calculadas usando un esquema totalmente implícito.

El residuo no lineal, “ R_{fl} ”, se deriva de la ecuación de conservación de componente para cada fluido (hidrocarburo y agua) en cada bloque de la grilla a cada paso de tiempo:

$$R_{fl} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (1)$$

Donde “ V_p ” es el volumen poroso, “ F_{fl} ” es la tasa de flujo neta en los bloques adyacentes de la grilla y “ Q_{fl} ” es la tasa de flujo neta en los pozos durante el paso de tiempo.

El residuo no lineal, “ R_e ”, es derivado de la ecuación de conservación de energía en cada bloque de la grilla a cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_e = 0 \quad (2)$$

Donde “ V_b ” es el volumen total, “ F_e ” es la tasa de flujo de entalpia en los bloques adyacentes de la grilla, “ C_e ” es la tasa de flujo de energía en los bloques adyacentes de la grilla, “ Q_{HL} ” es la tasa de flujo de energía hacia los

bloques circundantes (perdidas de calor) y “ Q_e ” es la tasa de flujo de entalpia en los pozos durante el paso del tiempo.

El residuo no lineal, “ R_v ”, es derivado de la conservación de volumen en cada bloque de la grilla a cada paso de tiempo:

$$R_v = V_p - V_f = 0 \quad (3)$$

Donde “ V_f ” es el volumen de fluidos.

2.1.3. Condición de equilibrio termodinámico.

Las propiedades de las fases usadas en las ecuaciones residuales y la ecuación Jacobiana (estos son los valores de volumen de fluidos y de flujo) pueden ser calculadas en los términos de los resultados que arrojan las ecuaciones, cuando las fracciones molares de cada componente en cada fase, sean determinadas.

El número de moles de cada componente (incluyendo el agua) pueden ser escritas como:

$$m_c = m_t L x_o^c + m_t V x_g^c + m_t W x_w^c \quad (4)$$

Donde “ $m_t L x_o^c$, $m_t V x_g^c$ y $m_t W x_w^c$ ” son los números de moles que hay en las fases aceite, vapor y agua respectivamente, “ m_t ” es la densidad molar total del fluido obtenida por:

$$m_t = \sum_c m_c + m_w \quad (5)$$

“ L , V y W ” son las fracciones molares de aceite, vapor y agua y “ x_p^c ” son las fracciones del componente en la fase.

Se aplican dos condiciones para simplificar, que no hay agua en la fase aceite, y ningún hidrocarburo en la fase agua:

$$x_o^w = 0, \quad x_w^c = 0, \quad c = 1, \dots, N$$

$$x_w^w = 1, \quad \text{si } W > 0$$

También se supone que las tres fases están en equilibrio termodinámico, determinado por el usuario definido por los K-valores:

$$x_g^c = K^c(P, T)x_o^c \quad (6)$$

$$x_g^w = K^w(P, T)x_w^w \quad (7)$$

Los K-valores son funciones de la presión y de la temperatura solamente.

Usando estas ecuaciones, las fracciones molares de cada componente en cada fase, pueden expresarse en términos de las variables primarias y de cuatro variables flash, “L, V, W y T”:

$$x_o^c = \frac{m_c}{m_t} \frac{1}{L + K^c V}, \quad c = 1, \dots, N \quad L > 0 \quad (8)$$

$$x_g^c = \frac{m_c}{m_t} \frac{K^c}{L + K^c V}, \quad c = 1, \dots, N \quad V > 0 \quad (9)$$

$$x_g^w = K^w, \quad L > 0 \quad (10)$$

2.1.4. Fracciones molares totales.

Las fracciones molares totales que se usan en las ecuaciones (7) y (8) son definidas como:

$$z_c = \frac{m_c}{m_T}, \quad z_w = \frac{m_w}{m_T}$$

La ecuación (5) puede ser escrita en términos de las fracciones molares.

$$\sum_c z_c + z_w = 1 \quad (11)$$

Las fracciones molares totales difieren de las fracciones molares de los hidrocarburos:

$$\zeta_c = \frac{m_c}{m_T - m_w} = \frac{z_c}{1 - z_w} \quad (12)$$

Sustituyendo esto en la ecuación (10) dada

$$\sum_c \zeta_c = 1 \quad (13)$$

2.1.5. Flash térmico.

Las cuatro variables flash pueden ser obtenidas de las variables primarias, para resolver las cuatro ecuaciones flash en cada celda:

$$\sum_c x_o^c = 1 \quad \text{si } L > 0 \quad (14)$$

$$\sum_c x_g^c + x_g^w = 1 \quad \text{si } V > 0 \quad (15)$$

$$L + V + W = 1 \quad (16)$$

$$V_b e = V_p m_t (L e_o + V e_g + W e_w) + (V_b - V_p) e_r \quad (17)$$

Donde “ e_o , e_g y e_w ” son energías molares de las fases aceite, gas y agua definidas por el usuario y “ e_r ” es la energía por unidad de volumen de roca definida por el usuario.

2.1.6. Volumen de fluidos.

El volumen específico para cada fase puede ser determinada por las densidades molares para cada fase definidas por el usuario (b_o , b_g , b_w):

$$V_o = \frac{m_t L}{b_o}, \quad V_g = \frac{m_t V}{b_g}, \quad V_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (18)$$

El balance volumétrico ecuación (5) puede entonces ser escrito como:

$$R_v = V_p - V_p (V_o + V_g + V_w) = 0 \quad (19)$$

Las saturaciones de las fases S_o , S_g y S_w son definidas como:

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_g + V_w}, \quad S_g = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w}, \quad S_w = \frac{V_w}{V_o + V_g + V_w} \quad (20)$$

Como en la ecuación (20), las saturaciones de las fases son iguales a los volúmenes específicos. Por consiguiente:

$$S_o = \frac{m_t L}{b_o}, \quad S_g = \frac{m_t V}{b_g}, \quad S_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (21)$$

Los números de moles para cada componente (ecuación 6) y la densidad de energía (ecuación 18), pueden ahora ser escritas en términos de las saturaciones:

$$m_c = S_o b_o x_o^c + S_g b_g x_g^c + S_w b_w x_w^c \quad (22)$$

$$V_b e = V_p (S_o b_o e_o + S_g b_g e_g + S_w b_w e_w) + (V_b - V_p) e_r \quad (23)$$

Estas dos ecuaciones se pueden usar para inicializar la simulación, cuando las variables primarias de la solución necesitan ser calculadas de las saturaciones definidas por el usuario.

2.1.7. Flujo entre bloques.

La tasa de flujo neta de un componente “c” hidrocarburo o agua, de la celda “i” a las celdas vecinas se obtiene por la sumatoria del flujo de los componentes a través de todas las fases “p” y a través de las celdas vecinas “n”.

$$F_{ci} = \sum_n T_{ni} \sum_p M_p^c dP_{pni} \quad (24)$$

La tasa de flujo neta de la celda “i” a las celdas vecinas se obtuvo en forma similar:

$$F_{ei} = \sum_n T_{ni} \sum_p M_p^e dP_{pni} \quad (25)$$

En estas formulas “ T_{ni} ” es la transmisibilidad entre las celdas “n” e “i”, “ M_p^c ” es la movilidad del componente “c” en la fase “p”, “ M_p^e ” es la movilidad de la entalpia en la fase “p” y “ dP_{pni} ” es la diferencia de potencial de la fase “p” entre las celdas “n” e “i”.

Las movilidades están dadas por:

$$M_p^c = x_p^c k_{rp} (S_p) \frac{b_p}{\mu_p} \quad (26)$$

$$M_p^e = H_p k_{rp} (S_p) \frac{b_p}{\mu_p} \quad (27)$$

Donde; “ x_p^c ” es la fracción molar del componente “c” en la fase “p”, “ H_p ” es la entalpia molar en la fase “p”, “ K_{rp} ” es la permeabilidad relativa de la fase “p”, “ S_p ” es la saturación de la fase “p”, “ b_p ” es la densidad molar de la fase “p” y “ μ_p ” es la viscosidad de la fase “p”.

Las movilidades de los fluidos son evaluadas en la celda corriente arriba (*upstream*), para cada fase “p” por separado (celda “n” si “ dP_{pni} ” es positivo, celda “i” si “ dP_{pni} ” es negativo). Los cálculos corriente arriba (*upstream*) se aplican separadamente para cada fase (aceite, agua, gas) de manera que, por

ejemplo, el aceite fluya de la celda “*i*” a la celda “*n*”, mientras que el agua fluye de la celda “*n*” a la celda “*i*”.

El diferencial de potencial está compuesto por un término de presión, un término de presión capilar y un término hidrostático.

$$dP_{pni} = P_n - P_i + P_{cpn} - P_{cpi} - \rho_{pni}G(D_n - D_i) \quad (28)$$

Donde; “ P_{cp} ” es la presión capilar de la fase “*p*”, “ ρ_p ” es la densidad másica de la fase “*p*”, “ G ” es la aceleración debida a la gravedad y “ D ” es la profundidad de la celda.

2.1.8. Flujo en los pozos.

La tasa de flujo del componente “*c*” en un pozo productor “*w*” de la celda “*i*” se obtiene sumando el flujo del componente a través de todas las fases “*p*”:

$$Q_{cwi} = -T_{wi} \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{pi} - P_{bh}) M_{pi}^c \quad (29)$$

Similarmente la tasa de flujo de energía en un pozo productor “*w*” de la celda “*i*” es:

$$Q_{ewi} = -T_{wi} \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{pi} - P_{bh}) M_{pi}^e \quad (30)$$

Aquí; “ T_{wi} ” es el factor de conexión de transmisibilidad del pozo, “ H ” es la corrección de la cabeza hidrostática, “ P_{bh} ” es la presión del fondo del pozo, “ M_{pi}^c ” es la movilidad del componente “*c*” en la fase “*p*” y “ M_{pi}^e ” es la movilidad de la entalpia en la fase “*p*”.

2.1.9. Conducción de calor.

El termino de conducción de calor para cada celda “*i*” esta dado por la sumatoria de la conducción de todas las celdas vecinas “*n*”:

$$C_{ei} = -\sum_n \Psi_{ni} \Lambda (T_i - T_n) \quad (31)$$

Donde; " Ψ_{ni} " es la transmisibilidad de conducción entre las celdas " n " e " i " y " Λ " es la saturación *upstream* dependiente del multiplicador de conductividad.

2.1.10. Método de solución.

Para cada celda existen " $N+3$ " variables (presión, " N " componentes hidrocarburos, un componente agua y la energía) y " $N+3$ " ecuaciones (" $N+1$ " ecuaciones de conservación de componentes, incluyendo la del agua, la ecuación de conservación de energía (ecuación 1) y el balance volumétrico (ecuación 2). Las ecuaciones pueden ser solucionadas usando un método totalmente implícito (fully implicit), un método implícito en presión y explícito en las propiedades (IMPES) o una combinación de los dos (AIM).

Las ecuaciones de los componentes son escritas como:

$$R_{fl} = \frac{V_p(P_{t+\Delta t})m_{fl}(t + \Delta t) - V(P_t)m_{fl}(t)}{\Delta t} + F_{fl} + Q_{fl} = 0$$

Donde, en un método implícito los términos de flujo y los términos los pozos son evaluados a tiempo nuevo:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t})$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t})$$

Y en un método IMPES los términos de flujo y los términos de los pozos son evaluados usando la nueva presión pero con las propiedades del paso de tiempo anterior:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_t, S_t)$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_t, S_t)$$

La ecuación de conservación de energía está distribuida de forma similar, pero la ecuación de balance volumétrico siempre se evalúa al nuevo paso de tiempo.

La ecuación del residuo no lineal:

$$R(X) = 0$$

Se resuelve iterativamente:

$$X_n = X_{n-1} + \Delta X_{n-1} \quad (32)$$

El incremento de la solución “ ΔX_{n+1} ” se obtiene resolviendo la ecuación de matriz lineal:

$$0 = R(X_{n-1}) + J(\Delta X_{n-1})$$

Donde J es la matriz jacobiana:

$$J = \left(\frac{\partial R}{\partial X} \right)_{X=X_{n-1}}$$

El elemento diagonal jacobiano corresponde a una celda IMPES que tiene una forma simple que puede ser resuelto relativamente fácil.

$$J = \begin{matrix} & P & m_1 & m_2 & \cdots & e \\ \text{comp1} & \begin{bmatrix} x & x & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \\ \text{comp2} & \begin{bmatrix} x & 0 & x & \cdots & 0 \end{bmatrix} \\ \cdots & \begin{bmatrix} \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \end{bmatrix} \\ \text{Energía} & \begin{bmatrix} x & 0 & 0 & \cdots & x \end{bmatrix} \\ \text{Balance volumétrico} & \begin{bmatrix} x & x & x & \cdots & x \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (33)$$

En los modos implícitos en saturación se agregan tres variables primarias extras a la solución: “ X_o, X_g, X_w ”, que representan las saturaciones de la fase.

Para normalizar las ecuaciones residuales, se necesita una condición residual adicional que normalmente es llamada límite del equilibrio de volumen. Esta condición requiere que todas las saturaciones deban sumar la unidad y debe ser escrita como:

$$R_m = PV - FV = 0 \quad (34)$$

Donde “ PV ” es el volumen poroso y “ FV ” es el volumen de fluidos, dado por:

$$FV = PV \left(\frac{m_t L}{b_o^m} + \frac{m_t V}{b_g^m} + \frac{m_w}{b_w^m} \right) \quad (35)$$

Con la densidad molar total de hidrocarburos dada por:

$$m_t = \sum_c m_c \quad (36)$$

Donde, “ L y V ” son las fracciones molares de líquido y vapor y “ b_o^m , b_g^m y b_w^m ” son las densidades molares del aceite, el gas y el agua. La forma de la matriz Jacobiana en el caso composicional es entonces:

$$J = \frac{dR_{fl}}{dX}$$

Que puede ser escrita para el método totalmente implícito en términos de las variables de la solución primaria (“ P , S_w , m_c ” para cada componente hidrocarburo) y las ecuaciones residuales “ R_w , R_c y R_m ” como:

$$J = \begin{matrix} & P & S_w & m_1 & \cdots & m_N \\ \text{Agua} & x & x & x & \cdots & x \\ \text{comp1} & x & x & x & \cdots & x \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \text{Comp } N_c & x & x & x & \cdots & x \\ \text{Balance volumétrico} & x & x & x & \cdots & x \end{matrix} \quad (37)$$

La ecuación residual $R(X) = 0$, es resuelta para “ X ” usando el método de Newton. En los bloques con dos fases son necesarias las variables de la solución secundaria; estos son los valores $J_i = \log(K_i)$ para cada componente y la fracción vapor. En términos de estas variables la condición residual de fugacidad puede expresarse como:

$$R_{fu} = J - H_l + H_v \quad (38)$$

Donde:

$$H_l = \ln\left(\frac{f_l}{P_x}\right) \quad (39)$$

$$H_v = \ln\left(\frac{f_v}{P_y}\right) \quad (40)$$

Una normalización residual (ecuación de Rachford-Rice) existe en el caso composicional,

$$R_n = \sum_i \left(z_i \frac{(K_i - 1)}{1 + V(K_i - 1)} \right) - 1 = 0 \quad (41)$$

Donde “ z_i y K_i ” son las fracciones molares y los k-valores de los componentes respectivamente; estas variables de la solución para el cálculo flash son $X_f = (J_1, \dots, J_N, V)$.

La solución flash “ X_f ” se obtiene para cada iteración resolviendo la condición de equilibrio que.

$$R_{fu(X_f)} = 0 \quad (42)$$

2.2. Propiedades térmicas.

2.2.1. Capacidad calorífica de la roca.

La entalpía por unidad de volumen de roca se obtiene por:

$$H_r = C_{r0}(T - T_{ref}) + \frac{C_{r1}(T - T_{ref})^2}{2} \quad (43)$$

Donde, “ C_{r0} ” es la capacidad calorífica volumétrica, “ C_{r1} ” es el coeficiente de temperatura y “ T_{ref} ” es la temperatura de referencia.

2.2.2. Conductividad y transmisibilidad termal.

Las transmisibilidades son calculadas de manera similar a las transmisibilidades de flujo, con la conductividad termal usándose en lugar de la permeabilidad.

2.2.3. K-valores.

La distribución de los componentes volátiles entre las fases aceite y gas, está determinada por los K-valores. La fracción molar “ y^c ” del componente volátil “ c ” en la fase gas está dada por:

$$y^c = k_{(P,T)}^c \cdot x^c$$

Donde, “ x^c ” es la fracción molar del componente “ c ” en la fase aceite y “ $K^c(P, T)$ ” es el K-valor de equilibrio, que depende de la presión “ P ” y de la temperatura “ T ”.

Uno de los métodos disponibles para especificar los K-valores del componente aceite es la correlación de Wilson, donde el K-valor para cada componente del aceite esta dado por:

$$k_{(P,T)} = e^{5.37269(1+A_c)(1-T_{crit}/T)} * \frac{P_{crit}}{P} \quad (44)$$

Donde, “ A_c ” es el factor acéntrico, “ T_{crit} ” es la temperatura crítica y “ P_{crit} ” es la presión crítica.

La densidad molar “ b_o ” de la fase aceite está dada por:

$$b_o = \frac{1}{V_{oil}} \quad (45)$$

Donde, el volumen molar específico “ V_{oil} ” de la fase aceite es calculado usando la ley de volúmenes parciales de Amagat:

$$V_{oil} = \sum_{c=1}^{N_c} x^c V_{oil}^c \quad (46)$$

“ x^c ” es la fracción molar del componente en la fase aceite y el volumen “ V_{oil}^c ” del componente en la fase aceite esta dado por:

$$V_{oil}^c = \frac{MW^c}{\rho^c} \quad (47)$$

Donde, “ MW^c ” es el peso molecular del componente y “ ρ^c ” la densidad del componente, que está dada por:

$$\rho^c = \frac{\rho_{ref}^c}{[1 + C_{T1}(T - T_{ref})][1 - C_p(P - P_{ref})]} \quad (48)$$

Donde, “ ρ_{ref}^c ” es la densidad de referencia, “ T_{ref} ” y “ P_{ref} ” son la temperatura y presión estándar, “ C_{T1} ” es el coeficiente de expansión térmico y “ C_p ” es la compresibilidad isotérmica.

2.3. Reacciones Químicas

Las reacciones químicas solamente pueden ser usadas en el ECLIPSE⁴. con corridas totalmente implícitas. Ellas pueden ser usadas en corridas de aceite negro (backoil) y composicional (EoS, valor-k, y termal). Algunos procesos en los cuales pueden ser usadas son por ejemplo:

- Combustión.
- Biodegradación.

⁴ SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; pagina 84 - 95, 2009.

- Decaimiento de diseños radiactivos.
- Reacciones no equilibradas.

2.3.1. Reacción Estequiometría.

La reacción estequiometria de una reacción r está dada por.



Donde:

S_{Rri} es el coeficiente estequiometrico para el reactante C_i ,
 S_{Pri} es el coeficiente estequiometrico para el producto C_i .

2.3.2. Rata de reacción.

La rata de reacción R_r para la reacción r en una celda de la grilla está dada por:

$$R_r = V_b * A_r * \exp(-E_r / (RT)) * \prod c_{ri}^{n_{ri}} \quad (50)$$

Donde:

V_b es el volumen de grano,
 A_r es una rata de reacción constante,
 E_r es la energía de activación,
 R es la constante de gas,
 T es la temperatura,
 π es la letra griega pi,
 n_{ri} es el índice u orden del término del componente dependiente.

2.3.3. Componente de concentración

Los términos c_{ri} representan la concentración del componente en la fase reactante.

Si el reactante está en la fase aceite:

$$c_{ri} = \theta * b_o * S_o * x_i \quad (51)$$

Si el reactante está en la fase gas:

$$c_{ri} = \theta * b_g * S_g * y_i \quad (52)$$

Si el reactante es agua en la fase agua:

$$c_{ri} = \theta * b_w * S_w \quad (53)$$

Si el reactante está en todas las fases:

$$c_{ri} = \theta * m_i \quad (54)$$

Aquí θ es la porosidad, b_o , b_g y b_w son las densidades molares de aceite, gas y agua; S_o , S_g y S_w son las saturaciones de aceite, gas y agua; x_i , y_i y m_i son las fracciones de molares en fase aceite y gas y la densidad molar del componente i .

Para reactantes en la fase gas, la rata de reacción puede ser tomada dependiendo de la presión parcial.

$$c_{ri} = P * y_i \quad (55)$$

Donde P es la presión.

2.3.4. Orden del componente de concentración.

El orden n_{ri} del término componente en la ecuación (50) podría ser no negativo para todos los reactantes. El orden para un reactante puede ser llevado a cero, en tal caso la rata de reacción es independiente para la concentración de este componente; sin embargo, esto no es recomendado. Si el orden de un término dependiente del componente no es cero, y este componente no es un reactante, entonces esto actúa como un catalizador.

2.3.5. Orden de porosidad.

En las ecuaciones de (51)-(54) el término del componente c_{ri} representa las concentraciones por volumen de celda. En el ECLIPSE es más natural considerar las concentraciones por volumen poroso:

$$c'_{ri} = c_{ri} / \theta$$

La rata de reacción ecuación (56) puede ser reescrita como

$$R_r = V_p * \theta^{n_{rp}} * A_r * \exp(-E_r / (RT)) * \prod c'_{ri}^{n_{ri}} \quad (56)$$

Donde:

V_p es el volumen poroso, $V_p = \theta * V_b$

n_{rp} es el índice u orden del término porosidad dado por

$$n_{rp} = \sum_i n_{ri} - 1$$

Aquí la suma esta encima de todos los componentes reactantes excepto aquellos donde la rata está definida por la presión parcial en la ecuación (55).

2.3.6. Componente de conservación de ecuaciones

Las ecuaciones residuales son modificadas por adición de términos fuentes que son proporcionales a las ratas de reacción R_r .

La ecuación para la conservación de un componente de fluido m_{fi} (hidrocarburo o agua) en cada bloque de grilla a cada paso de tiempo se vuelve:

$$R_{fi} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fi}) - \sum_r [(S_{Pri} - S_{Rri}) * R_r] = 0 \quad (57)$$

Donde los términos de flujo entre celdas y pozos tienden a ser ignorados por simplificar.

2.3.7. Ecuación de conservación de energía

La ecuación de conservación de energía e es modificada de manera similar a el componente de conservación de ecuaciones. En cada bloque de grilla a cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) - \sum_r [H_r * R_r] = 0 \quad (58)$$

Donde:

V_b

es el volumen de grano,

H_r

es la reacción de entalpia, y los términos de conectividad, conducción y pozos tienden a ser ignorados.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS SIMULADOS

3.1. SIMULADOR

Para analizar cada uno de los arreglos de pozos se empleó un simulador termal, específicamente Eclipse E300, porque el proceso de la Combustión In-Situ es un método alternativo de recobro térmico manejado en yacimientos de crudos pesados, donde la viscosidad es muy alta a temperatura de yacimiento y disminuye con el aumento de la temperatura, por lo que se requiere hacer estudios termodinámicos para analizar este método de recobro mejorado.

3.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo de los arreglos de pozos se generó una grilla cartesiana de bloques centrados de tres dimensiones, con 30 celdas en la dirección X, 12 en la dirección Y, y 10 en la dirección Z; el tamaño de las celdas en X fue de 25 pies, en la dirección Y de 130 pies y en Z de 5 pies; para la construcción de los arreglos de nueve puntos fue necesario duplicar el número de celdas con el fin de detallar más la dirección de los pozos horizontales, ya que poseen direcciones diagonales para cumplir con lo requerido en los arreglos obteniendo un total de 60 celdas en la dirección X y 24 celdas en la dirección Y, como se observa en las figuras 8 y 9

Figura 8. Vista 3D del modelo simulado para el caso de 4 puntos.

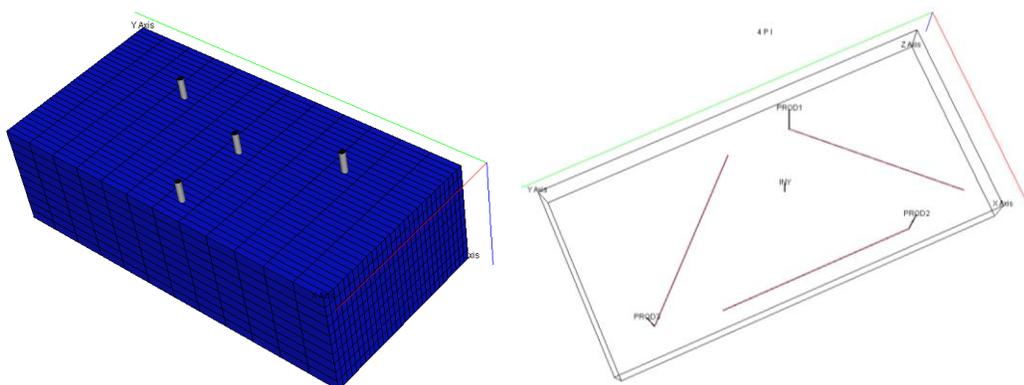
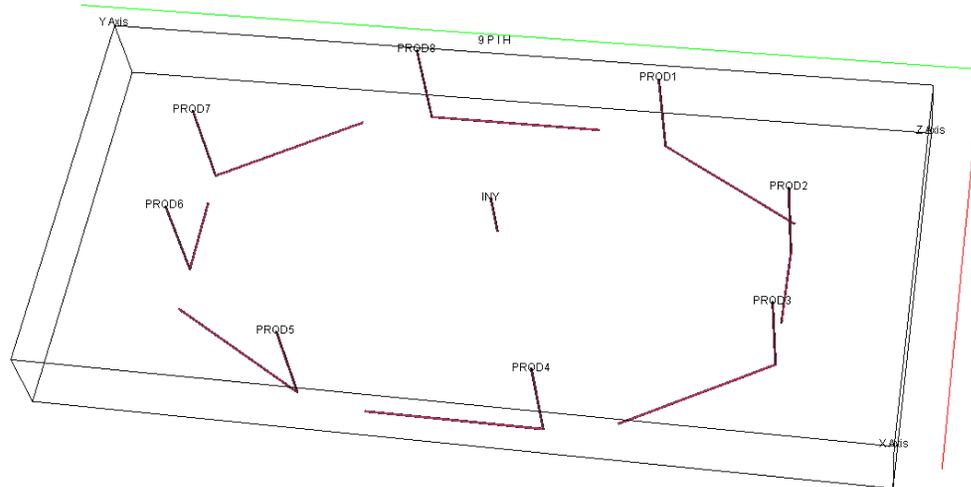


Figura 9. Vista 3D del modelo Simulado para arreglo de 9 puntos



3.3. MODELAMIENTO PVT

El PVT que se utilizó en el estudio fue tomado de la tesis “ADEQUATE DESCRIPTION OF HEAVY OIL VISCOSITIES AND A METHOD TO ASSES OPTIMAL STEAM CYCLIC PERIODS FOR THERMAL RESERVOIR SIMULATION”⁵ elaborada por ALONSO LUIS MAGO, en donde se estudió la correcta caracterización y la regla de mezclas adecuada, para poder utilizar un PVT de crudo extra pesado en una simulación de recobro térmico. El crudo que se tomó para ese estudio fue un crudo extra pesado del campo Hamaca ubicado en el cinturón de crudos pesados del Orinoco en Venezuela (ver tablas 3 y 4, y la figura 10).

Para poder utilizar este PVT en un simulador, el autor planteó una agrupación de componentes, debido a que si se usa el PVT original, el simulador no realiza correctamente los cálculos de viscosidad y de caracterización del crudo. Con este agrupamiento se obtuvieron cuatro pseudo-componentes con sus respectivos pesos moleculares, temperaturas y presiones críticas, factor acéntrico y composición molar (ver tabla 3).

⁵ MAGO, ALONSO LUIS. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Asses Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.

Tabla 3. Composición y propiedades físicas del crudo de Hamaca

Componentes	Composición del fluido en % molar
N ₂	0.03
CO ₂	1.92
C ₁	29.04
C ₂	0.29
C ₃	0.15
i-C ₄	0.07
n-C ₄	0.12
i-C ₅	0.08
n-C ₅	0.08
C ₆	0.31
C ₇	0.72
C ₈	0.11
C ₉	0.06
C ₁₀	67.02
Total % Molar	100.00
Propiedades C10	
Gravedad del Gas (aire=1)	1.008
Peso Molecular	531.886
Propiedades del Fluido	
Peso Molecular	363.48
GOR (SCF/STB)	111.5
Gravedad del Gas (aire=1)	0.6346
Gravedad el Aceite °API	9.3

Tabla 4. Viscosidad real del crudo campo Hamaca.

VISCOSIDAD DEL ACEITE DE HAMACA	
Temperatura (°F)	Viscosidad del aceite (cp)
120	25000
160	6430
210	945
250	245
290	79
320	35
450	3

Figura 10. Viscosidad real del crudo campo Hamaca.

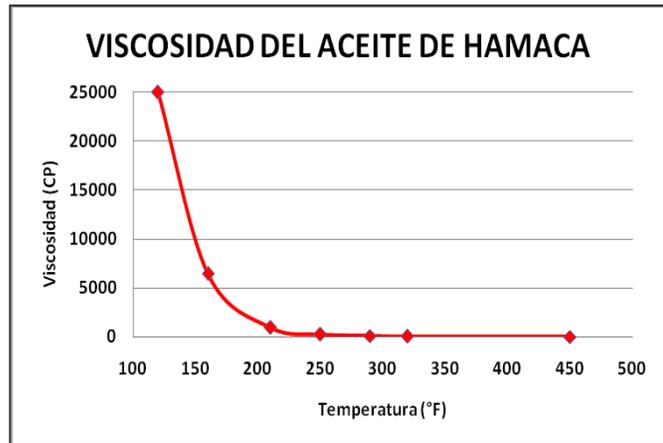
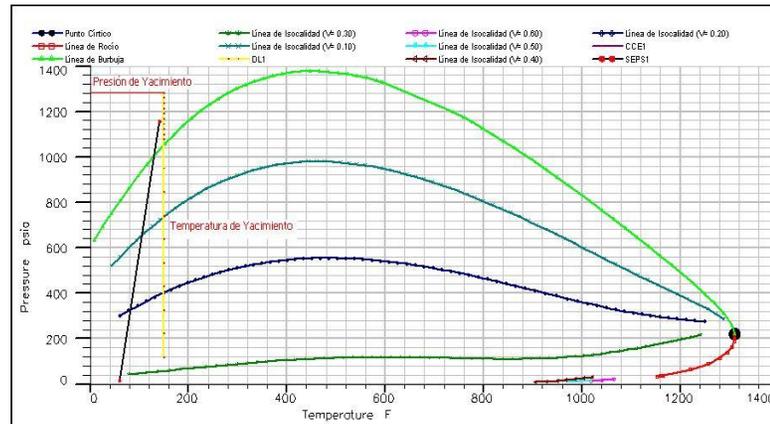


Tabla 5. Definición de componentes usados en la simulación

COMPONENTES				
	C ₁ -C ₃₁	C ₃₂ -C ₄₆	C ₄₇ -C ₆₀	C ₆₁ -C ₈₀
Fracción Molar	0.6246	0.1481	0.1091	0.1183
Temperatura Crítica (°F)	1296.9	1686.8	1908.6	2149.1
Presión Crítica (psi)	285.05	225.14	228.68	236.99
Factor Acéntrico	0.4354	1.2614	1.5296	1.7704
Peso Molecular	140.34	537.74	741.29	975.41

Para el estudio se tomó como temperatura de yacimiento inicial 150 °F y una presión de 516 psia, las cuales son condiciones representativas de yacimientos de crudo pesado (ver figura 11).

Figura 11. Diagrama de fases PVT



(Realizado en el programa PVTi del paquete GeoQuest Schlumberger)

3.4. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Se estableció un yacimiento base, teniendo en cuenta información real de campos de crudo pesado (ver tablas 6 y 7).

Tabla 6. Propiedades del yacimiento base.

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación, pies	1200
Longitud horizontal (X), pies	750
Longitud horizontal (Y), pies	1560
Temperatura, °F	150
Espesor (Z), pies	50
Porosidad, %	30
Saturación inicial de aceite, %	80
Relación de permeabilidades, K_v/K_h	0.1
Permeabilidad horizontal, md	1000
Presión, psi	516

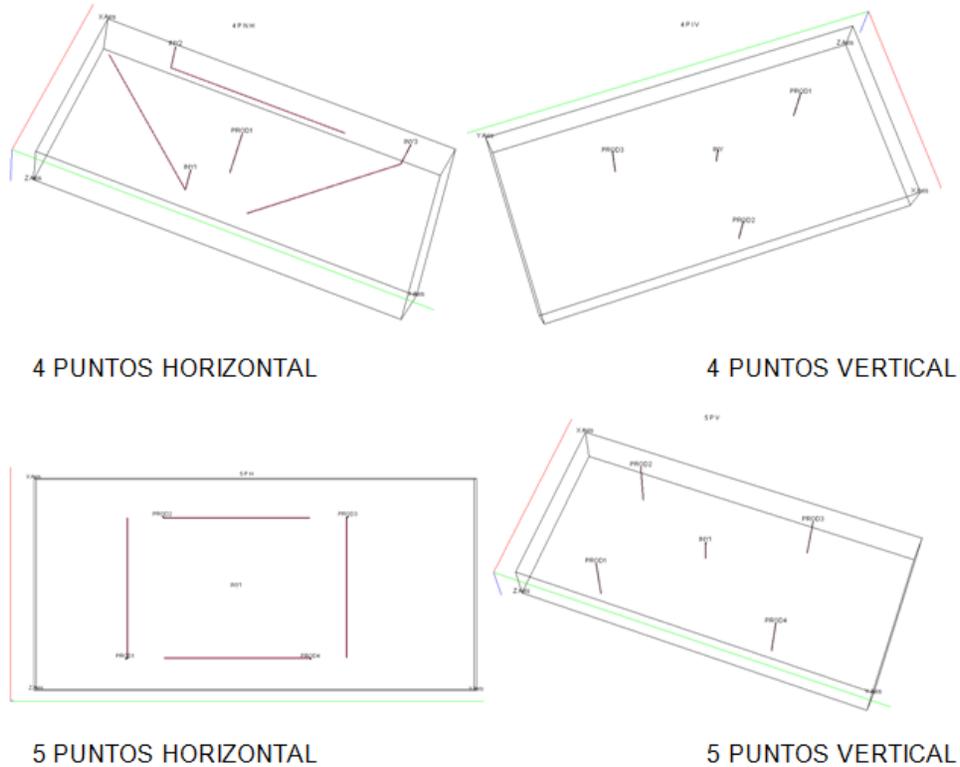
Tabla 7. Parámetros operacionales de la técnica ISC.

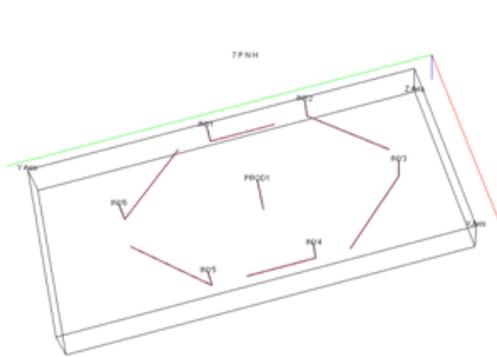
PARÁMETROS	VALOR
Tasa de inyección de aire, MMSCF/D	5
Presión de fondo fluyente del pozo Productor, psi	300
Distancia vertical de los pozos productores horizontales respecto al tope, pies	47.5
Distancia vertical de los pozos inyector horizontales respecto al tope, pies	12.5
Tiempo de barrido o simulación, años	8

3.5. DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.

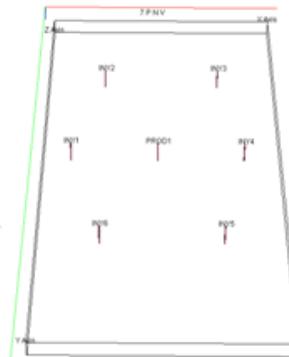
Las simulaciones fueron realizadas en un yacimiento de crudo pesado con los diferentes tipos de arreglos de pozos 4, 5, 7 y 9 puntos normales e invertidos, con pozos horizontales y verticales.

Figura 12. Vista 3D de los arreglos de pozos 4, 5, 7 y 9, con pozos horizontales y verticales

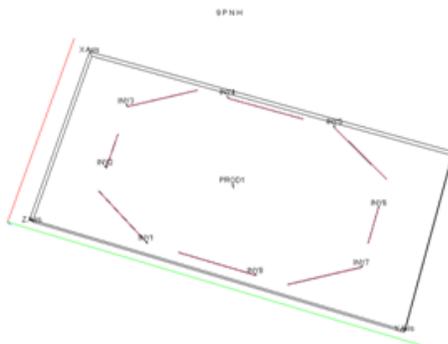




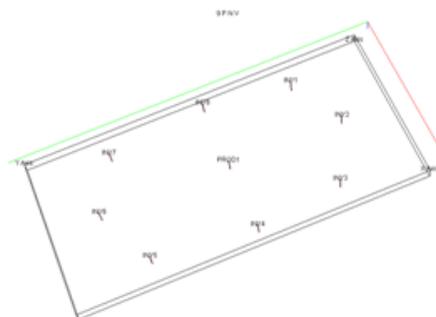
7 PUNTOS HORIZONTAL



7 PUNTOS VERTICAL



9 PUNTOS HORIZONTAL



9 PUNTOS VERTICAL

Inicialmente se carga en el simulador los datos del yacimiento manualmente por medio de los “keywords” (palabras claves) del simulador, y chequeando las diferentes opciones que sugiere el simulador, que son necesarias para representar de manera adecuada el modelo requerido. Dentro de estas opciones se encuentran, la selección de las fases, que se escogieron teniendo en cuenta el PVT anteriormente seleccionado, el cual es de aceite vivo, que bajo algunas condiciones puede llegar a liberar gas, por lo que las fases definidas fueron aceite, gas y agua.

Otras opciones seleccionadas fueron: el efecto de drenaje gravitacional, el tipo de solución que utilizó el simulador “Fully Implicit” (totalmente implícito), el número de pseudo-componentes y de reacciones químicas. Los pozos se definieron con respecto a los casos y/o patrones de inyección, normales e invertidos, horizontales o verticales. La conductividad térmica de la roca se tomó como 24 Btu °F/ft día y la capacidad calorífica de la roca como 35 Btu °F/ft³.

En la sección de PVT, se definieron las reacciones químicas que generaran el calor necesario para reducir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad. Dentro de la composición se debe agregar el oxígeno que será el reactivo en exceso, además del dióxido de carbono y el agua que serán respectivamente los productos de la combustión considerada completa. Esto es porque posteriormente se debe especificar qué componente se desea inyectar, que para este caso es el oxígeno. Además de las reacciones se deben agregar la energía de activación, la velocidad de la reacción y la entalpía de reacción como se muestra en las tablas 8, 9 y 10.

Tabla 8. Composición del crudo, peso molecular y gas inyectado.

COMPONENTES	COMPOSICIÓN, %	PESO MOLECULAR	GAS INYECTADO, %
C ₆₁ -C ₈₀	11.83	975.41	0
C ₄₇ -C ₆₀	10.91	741.29	0
C ₃₂ -C ₄₆	14.81	537.74	0
C ₁ -C ₃₁	62.46	140.34	0
O ₂	0	32	100
CO ₂	0	44	0
H ₂ O	0	18	0

Tabla 9. Reacciones químicas.

NUMERO DE REACCIONES	ECUACIONES ESTEQUIOMÉTRICAS
REACCIÓN 1	$C_{61} - C_{80} + 104O_2 \rightarrow 69CO_2 + 70H_2O + calor$
REACCIÓN 2	$C_{47} - C_{60} + 80O_2 \rightarrow 53CO_2 + 54H_2O + calor$
REACCIÓN 3	$C_{32} - C_{46} + 57.5O_2 \rightarrow 38CO_2 + 39H_2O + calor$
REACCIÓN 4	$C_1 - C_{31} + 15.5O_2 \rightarrow 10CO_2 + 11H_2O + calor$

Tabla 10. Energía de activación, velocidad y entalpía de reacción.

REACCIÓN	RATA CONSTANTE (BTU)	ENERGÍA DE ACTIVACIÓN (BTU/Lbm)	ENTALPÍA DE REACCIÓN (BTU/Lbm)
1	1000000	32785	15606560
2	1000000	32785	11860640
3	1000000	32785	8603840
4	1000000	32785	2245440

Los pozos inyectoros fueron controlados por la tasa de inyección de 5MMSCF/día, y los productores fueron controlados por la presión de fondo fluyendo (Pwf) con un valor de 300 psi.

Por último se definieron los parámetros a reportar como producciones acumuladas e instantáneas de aceite, gas y agua, presión del yacimiento, petróleo original in-situ, entre otros.

Las simulaciones las dividimos en 4 partes, como lo son los distintos arreglos que utilizamos para analizar 4, 5, 7 y 9 puntos, para un total de 14 casos simulados:

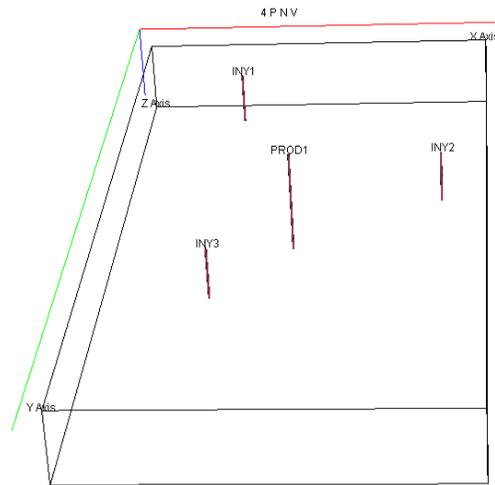
3.5.1. Patrón de inyección de 4 puntos

Se emplearon dos tipos de pozos para realizar el estudio, tanto pozos verticales como pozos horizontales.

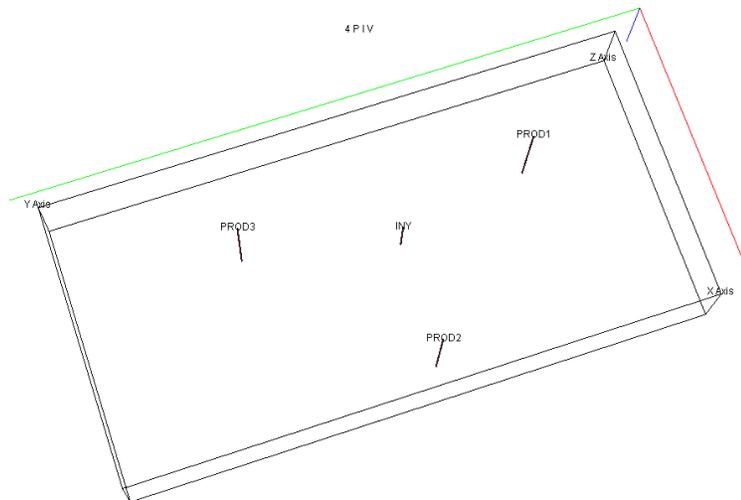
Tabla 11. Patrón de inyección de 4 puntos.

CASO	DESCRIPCIÓN CASO	NOMENCLATURA
1	Cuatro puntos normal con pozos verticales	4PNV
2	Cuatro puntos invertido con pozo verticales	4PIV
3	Cuatro puntos normal con pozos horizontales	4PNH
4	Cuatro puntos invertido con pozos horizontales	4PIH

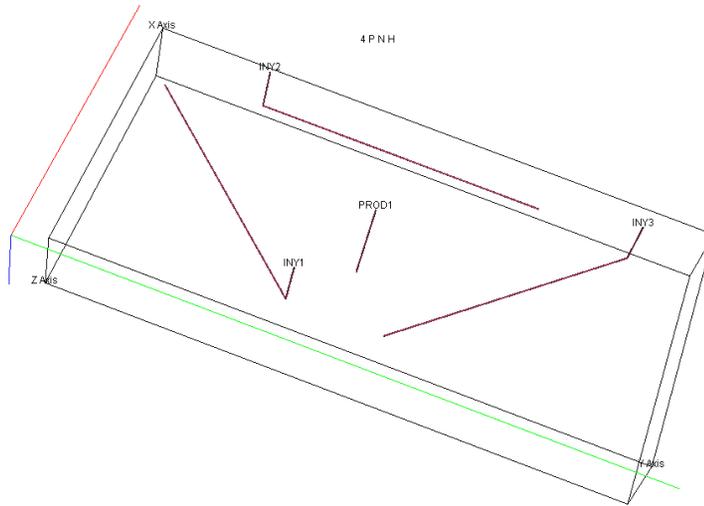
Figura 13. Vista 3D de los casos 1, 2, 3 y 4.



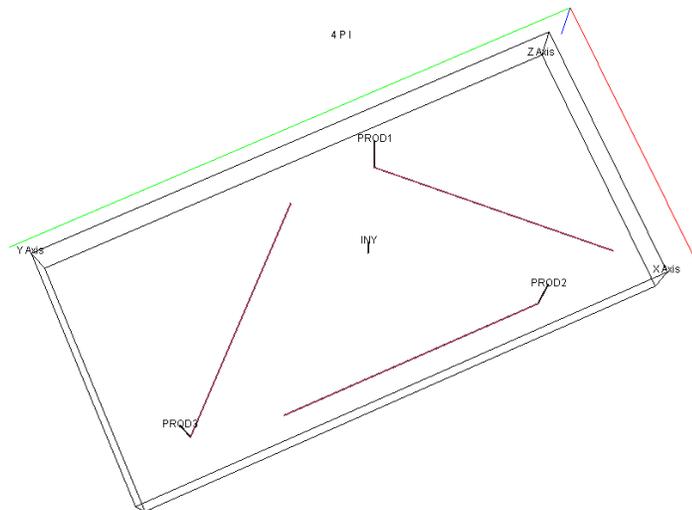
Caso 1. Cuatro puntos normal con pozos verticales (4PNV).



Caso 2. Cuatro puntos invertido con pozo verticales (4PIV).



Caso 3. Cuatro puntos normal con pozos horizontales (4PNH).



Caso 4. Cuatro puntos invertido con pozos horizontales (4PIH).

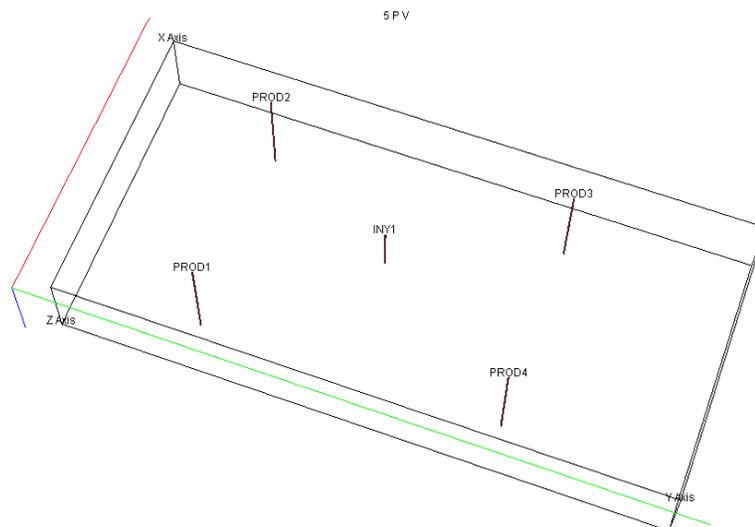
3.5.2. Patrón de inyección de 5 puntos

Se emplearon dos tipos de pozos para realizar el estudio, tanto pozos verticales como pozos horizontales.

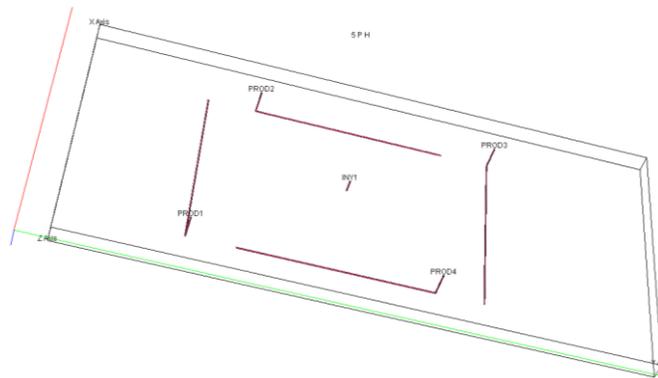
Tabla 12. Patrón de inyección de 5 puntos.

CASO	DESCRIPCIÓN CASO	NOMENCLATURA
5	Cinco puntos con pozos verticales	5PV
6	Cinco puntos con pozos horizontales	5PH

Figura 14. Vista 3D de los casos 5 y 6.



Caso 5. Cinco puntos con pozos verticales (5PV).



Caso 6. Cinco puntos con pozos horizontales (5PH).

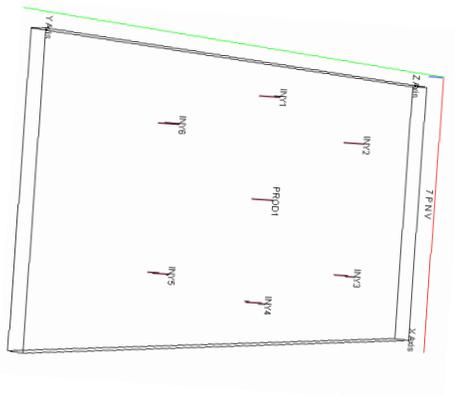
3.5.3. Patrón de inyección de 7 puntos

Se emplearon dos tipos de pozos para realizar el estudio, tanto pozos verticales como pozos horizontales.

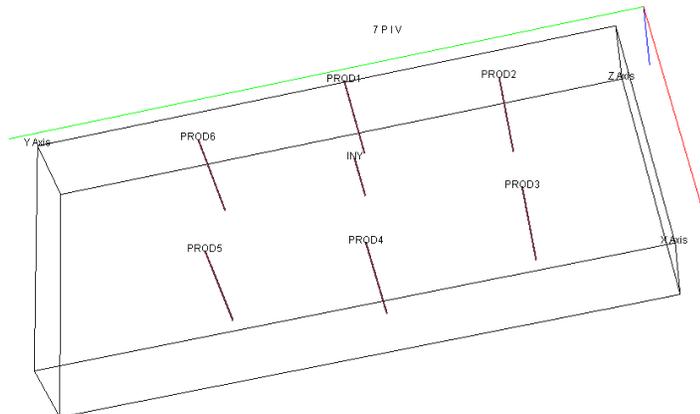
Tabla 13. Patrón de inyección de 7 puntos.

CASO	DESCRIPCIÓN CASO	NOMENCLATURA
7	Siete puntos normal con pozos verticales	7PNV
8	Siete puntos invertido con pozo verticales	7PIV
9	Siete puntos normal con pozos horizontales	7PNH
10	Siete puntos invertido con pozos horizontales	7PIH

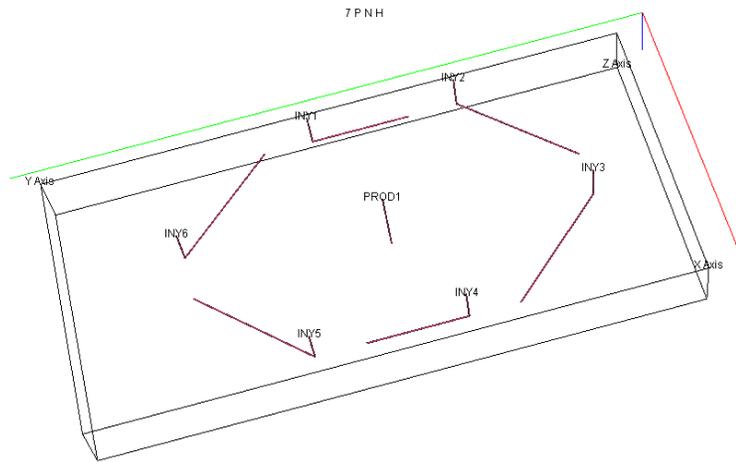
Figura 15. Vista 3D de los casos 7, 8, 9 y 10.



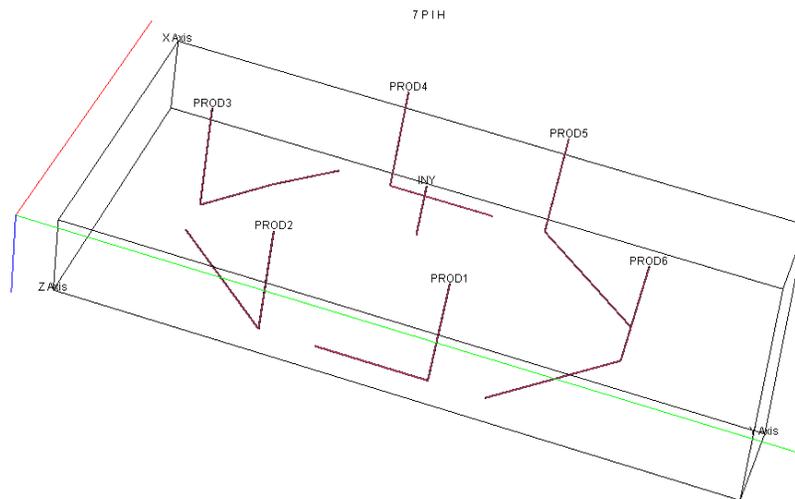
Caso 7. Siete puntos normal con pozos verticales (7PNV).



Caso 8. Siete puntos invertido con pozo verticales (7PIV).



Caso 9. Siete puntos normal con pozos horizontales (7PNH).



Caso 10. Siete puntos invertido con pozos horizontales (7PIH).

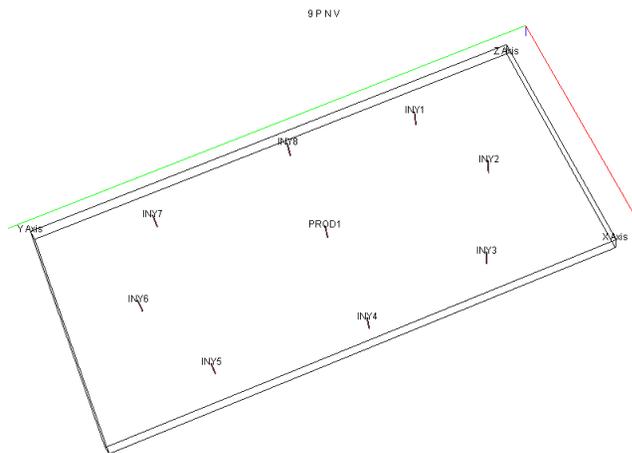
3.5.4. Patrón de inyección de 9 puntos

Se emplearon dos tipos de pozos para realizar el estudio, tanto pozos verticales como pozos horizontales.

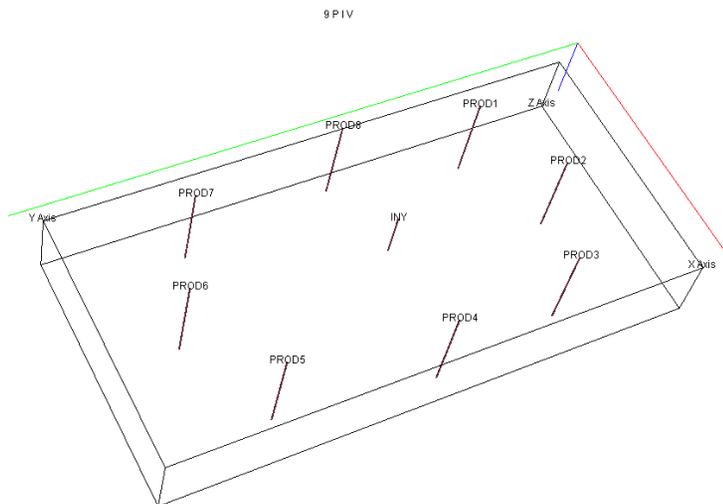
Tabla 14. Patrón de inyección de 9 puntos.

CASO	DESCRIPCIÓN CASO	NOMENCLATURA
11	Nueve puntos normal con pozos verticales	9PNV
12	Nueve puntos invertido con pozo verticales	9PIV
13	Nueve puntos normal con pozos horizontales	9PNH
14	Nueve puntos invertido con pozos horizontales	9PIH

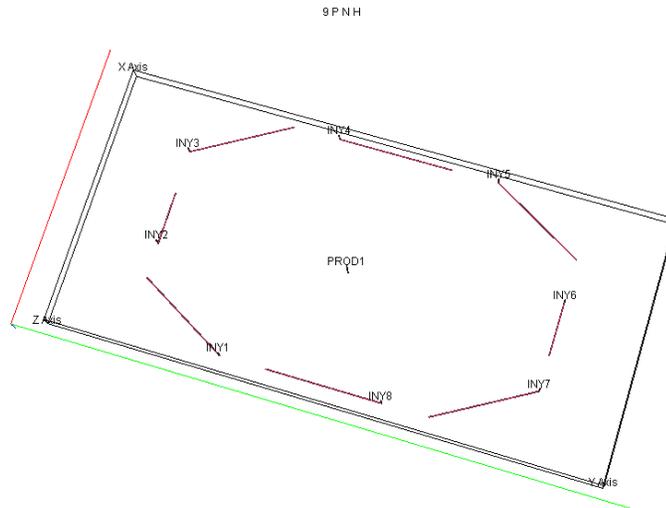
Figura 16. Vista 3D de los casos 11, 12, 13 y 14.



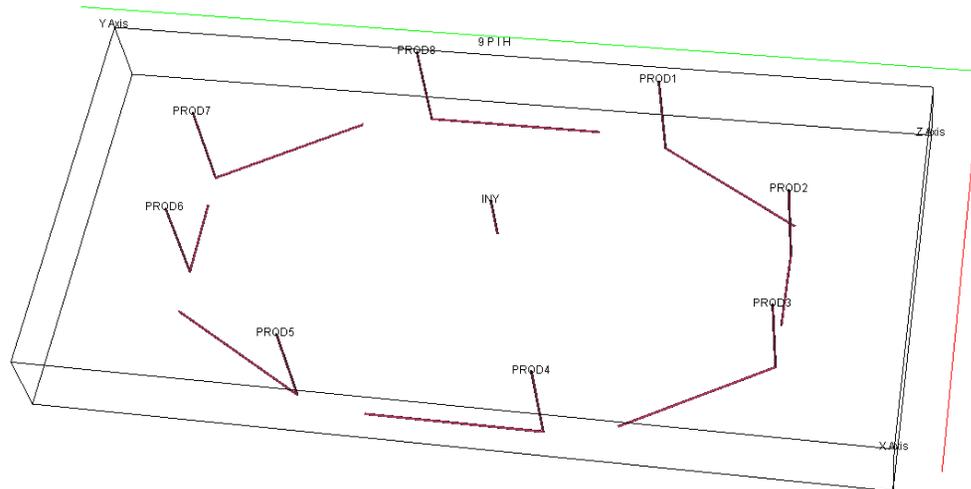
Caso 11. Nueve puntos normal con pozos verticales (9PNV).



Caso 12. Nueve puntos invertido con pozos verticales (9PIV).



Caso 13. Nueve puntos normal con pozos horizontales (9PNH).



Caso 14. Nueve puntos invertido con pozos horizontales (9PIH).

4. EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES

4.1. EVALUACIÓN DEL PROCESO

Todos los estudios del método de recobro térmico de combustión in-situ fueron evaluados para un periodo de 8 años. Los criterios de evaluación para medir la eficiencia y éxito de las variables analizadas se basaron en el factor de recobro bruto y neto; además de tener como indicador de eficiencia y límite económico la relación aire inyectado acumulado/petróleo producido acumulado AOR.

4.1.1. Producción acumulada de aceite neto (Npo).

La producción acumulada de aceite (MMSTB) se obtuvo de los reportes que genera la simulación. Este valor es la producción total de aceite del campo en los 8 años simulados.

4.1.2. Factor de recobro bruto (FR bruto).

El factor de recobro bruto (%) es la relación de petróleo producido neto más el consumido en la combustión con el petróleo original in-situ; éste sirve para evaluar la eficiencia técnica del proceso.

$$FR_{bruto} = \frac{N_{oi} - N_o}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po} + V_F}{N_{oi}} * 100\% \quad (59)$$

N_{oi} = Volumen de petróleo original in-situ, MMSTB.

N_o = Volumen de petróleo remanente, MMSTB.

V_F = Volumen de petróleo consumido como combustible, MMSTB.

N_{po} = Volumen de producción de aceite neto acumulado, MMSTB.

El volumen de combustible consumido en la combustión es calculado por la siguiente ecuación:

$$V_F = N_{oi} - N_{po} - N_o \quad (60)$$

4.1.3. Factor de recobro neto (FR neto).

Para evaluar la producción de aceite dentro del modelo, el factor de recobro neto fue calculado tomando en cuenta la producción acumulada de aceite N_{po} . La ecuación usada es la siguiente:

$$FR_{neto} = \frac{N_{oi} - N_o - V_F}{N_{oi}} * 100\% = \frac{N_{po}}{N_{oi}} * 100\% \quad (61)$$

4.1.4. Relación aire inyectado acumulado/aceite producido acumulado (AOR).

El AOR es la relación entre los pies cúbicos totales de aire inyectado, por barriles acumulados de aceite producido (ecuación 62). Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$AOR = \frac{A_T}{N_{po}} \quad (62)$$

A_T = Volumen de aire acumulado inyectado, SCF.

N_{po} = Volumen de producción de aceite acumulado, STB.

Para hallar el límite económico de la relación aire total inyectado por petróleo producido acumulado AOREL, se supuso el precio de un barril de petróleo pesado en US\$ 30, el precio por cada 1000 barriles de aire a inyectar es US\$ 9.55 (valor obtenido partiendo que 1.7 US\$ es el precio para comprimir 1MPCS de aire)⁶, la utilidad mínima del proyecto 20%. El AOREL fue hallado mediante las siguientes fórmulas:

⁶ J.J. Guerra A. and J.L. Grosso V. (Octubre, 2005). Segregated In-Situ Combustion Process (SISC) y Toe to Heel Air Injection (THAI), alternativas potenciales de recobro mejorado en campos Colombianos de crudo medio y pesado. Paper ACIPET. Congreso Colombiano de petróleo y gas. Bogotá D.C, Colombia. p. 15.

$$AOR_{EL} = \frac{A_T}{N_{po}} = \frac{\text{precio neto de petroleo (US\$)}}{\text{precio del aire inyectado (US\$)}} \quad (63)$$

$$\text{precio neto petroleo(US\$)} = \text{precio petroleo(US\$)} * (100 - \text{utilidad(\%)}) \quad (64)$$

Reemplazando se obtuvo:

$$\text{precio neto de petroleo(US\$)} = 30 * [(100\% - 20\%)/100\%] = \text{US\$ } 24$$

$$AOR_{EL} = \frac{24}{9.55/1000} = 2513 \frac{\text{barriles de aire}}{\text{barriles de petr oleo}} \quad (65)$$

La ecuación (65) es el AOR_{EL} en barriles de aire inyectado por cada barril de petróleo producido. Generalmente el AOR_{EL} es mejor expresarlo en pies cúbicos estándar de aire inyectado por barril de petróleo estándar producido. Se multiplica la ecuación (65) por el factor de conversión 5.615 y la expresión queda de la siguiente manera:

$$AOR_{EL} = 14,11 \frac{MPCS}{STB} \quad (100)$$

Este valor de AOR_{EL} de 14,11 fue tomado como referencia para comparar y así evaluar los resultados obtenidos con las simulaciones.

4.2. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES

Los resultados obtenidos fueron tabulados y graficados en el orden definido en el capítulo 3, "Descripción de los casos simulados".

4.2.1. Patrón de inyección de 4 puntos.

Tabla 15. Comportamiento de los patrones de inyección de 4 puntos.

CASO	NOMENCLATURA	NPO (MMSTB)	NPW (MMSTB)	GP (GSCF)	FR (%)	FR NETO (%)	AOR (MSCF/STB)
1	4PNV	0,57	0,39	15,44	17,95	15,27	76,1621
2	4PIV	0,61	0,46	15,53	19,12	16,16	23,9987
3	4PNH	0,51	0,34	15,32	15,28	13,45	86,5102
4	4PIH	1,03	0,59	15,47	29,45	27,34	14,1815

Gráfica 1. Comportamiento de los patrones de inyección de 4 puntos.

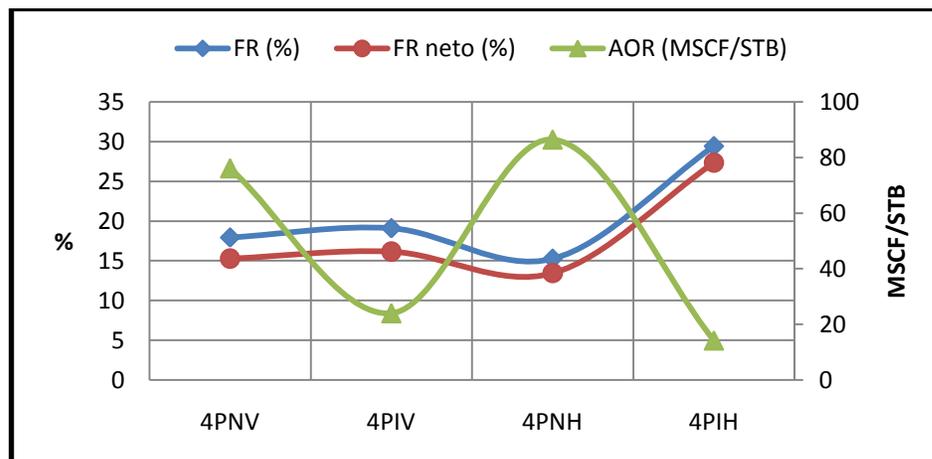
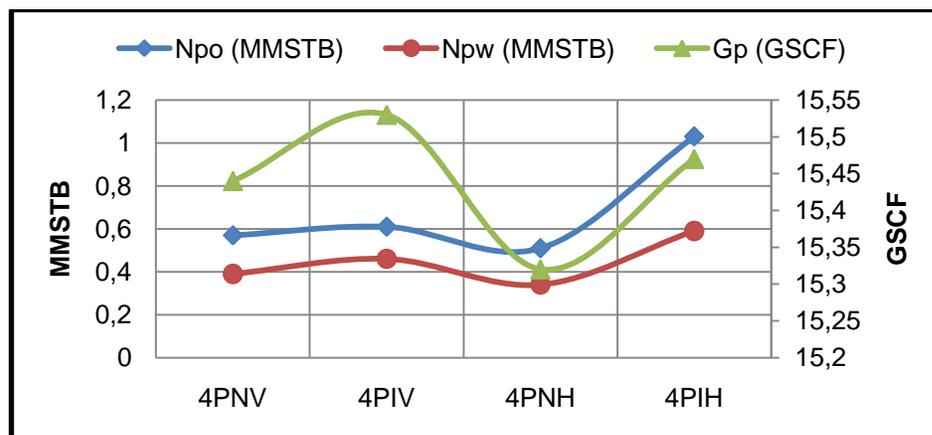
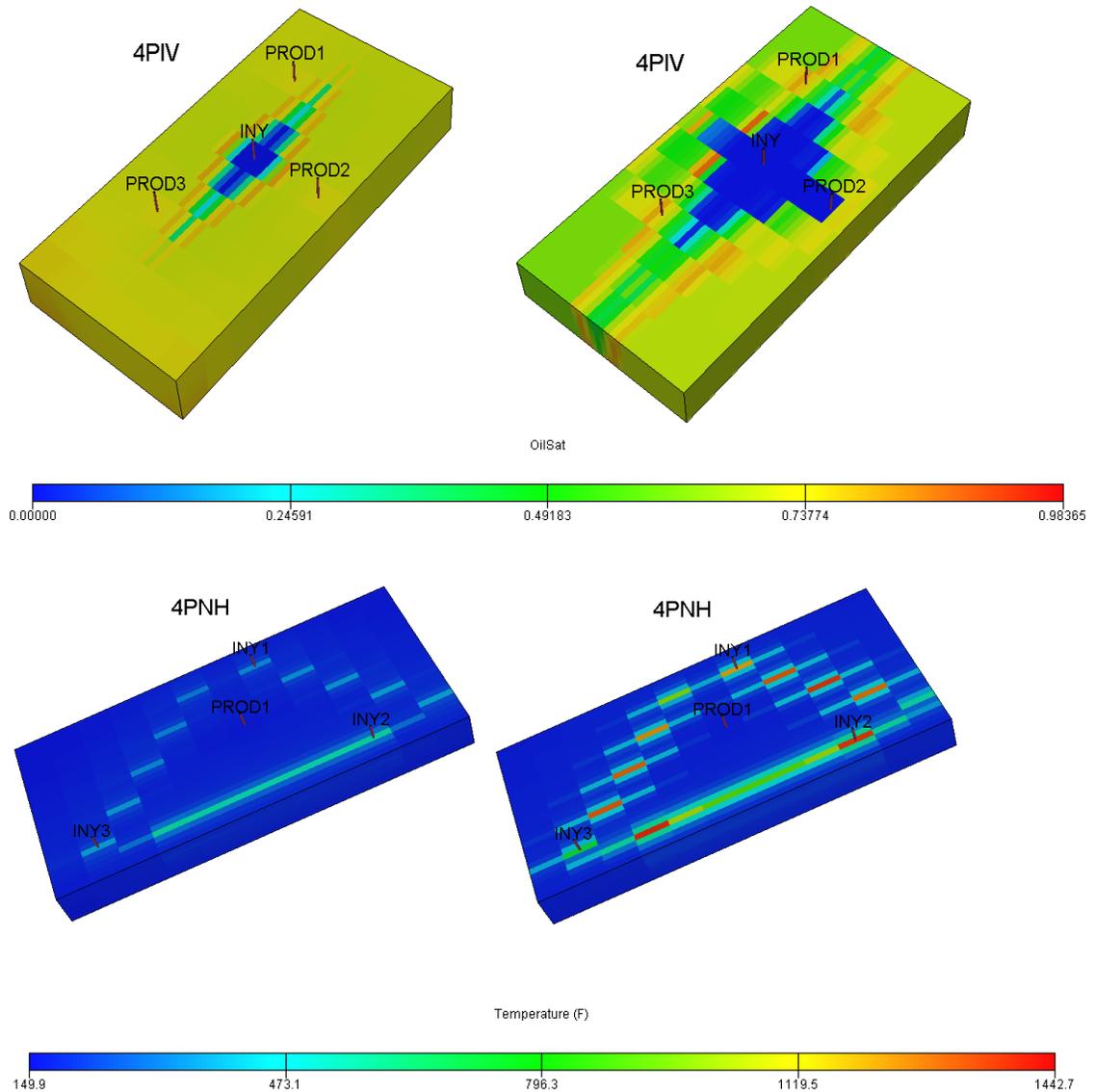


Figura 17. Vista en 3D del Comportamiento de los patrones de inyección de 4 puntos.



El arreglo de pozos 4PIH es el mejor de estos cuatro casos debido a su mayor factor de recobro neto y su bajo AOR, el cual está bajo el límite económico de 14,1 MSCF/STB (ver gráfica 1). Este factor de recobro representa la mayor producción de aceite neta acumulada para el arreglo de cuatro puntos. Esto es debido a la estabilidad del frente de combustión que ofrece esta selección como lo muestra la vista 3D en la figura 17.

Las selecciones 4PNH, 4PNV y 4PIV no producen el petróleo suficiente para mantenerse en el límite económico del AOR y justificar la inversión de los gastos operacionales.

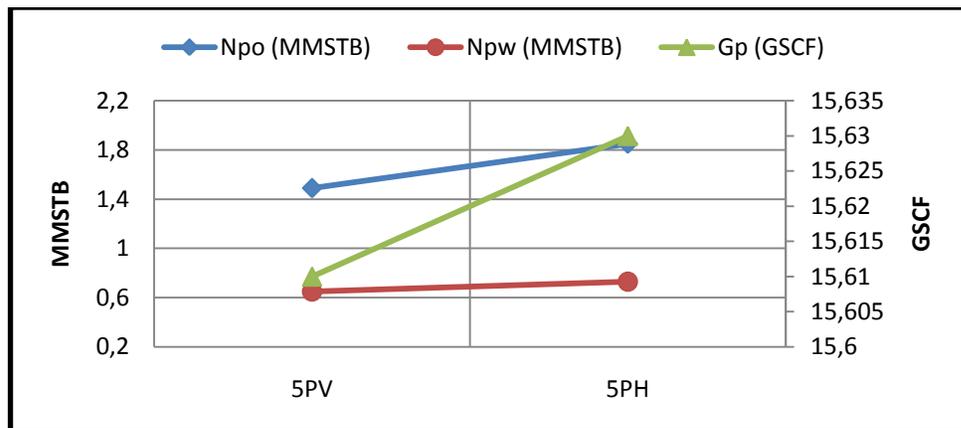
Particularmente, el patrón de 4 puntos no posee porcentajes de recobros que justifiquen la inversión de capital como lo poseen otros tipos de arreglos de pozos.

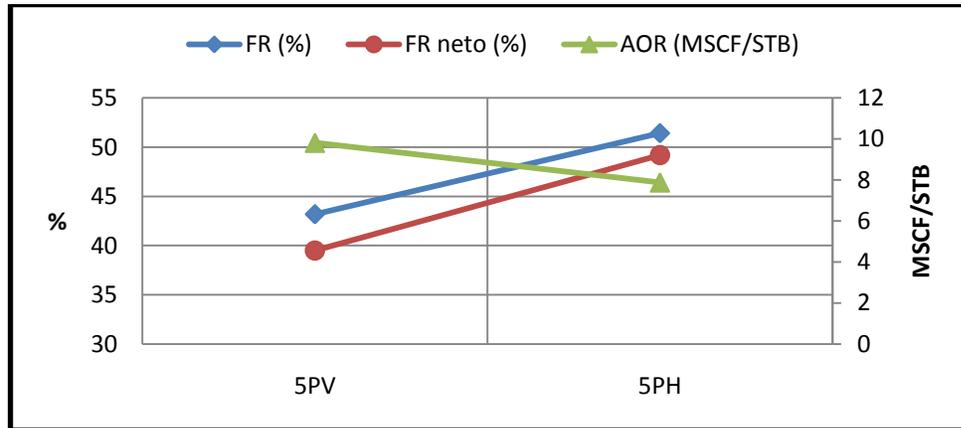
4.2.2. Patrón de inyección de 5 puntos.

Tabla 16. Comportamiento de los patrones de inyección de 5 puntos.

CASO	NOMENCLATURA	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	Gp (GSCF)	FR (%)	FR neto (%)	AOR (MSCF/STB)
5	5PV	1,49	0,65	15,61	43,18	39,49	9,8183
6	5PH	1,85	0,73	15,63	51,41	49,18	7,8844

Grafica 2. Comportamiento de los patrones de inyección de 5 puntos.

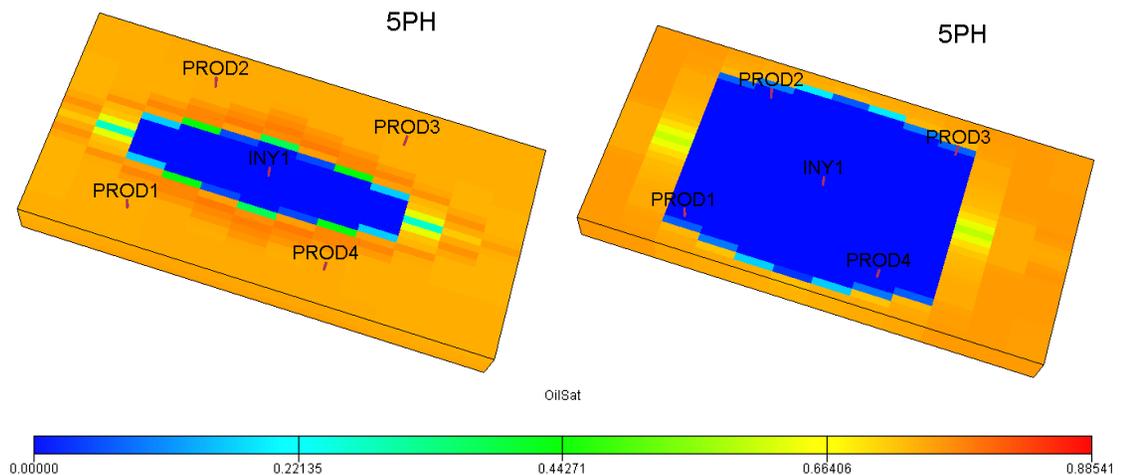


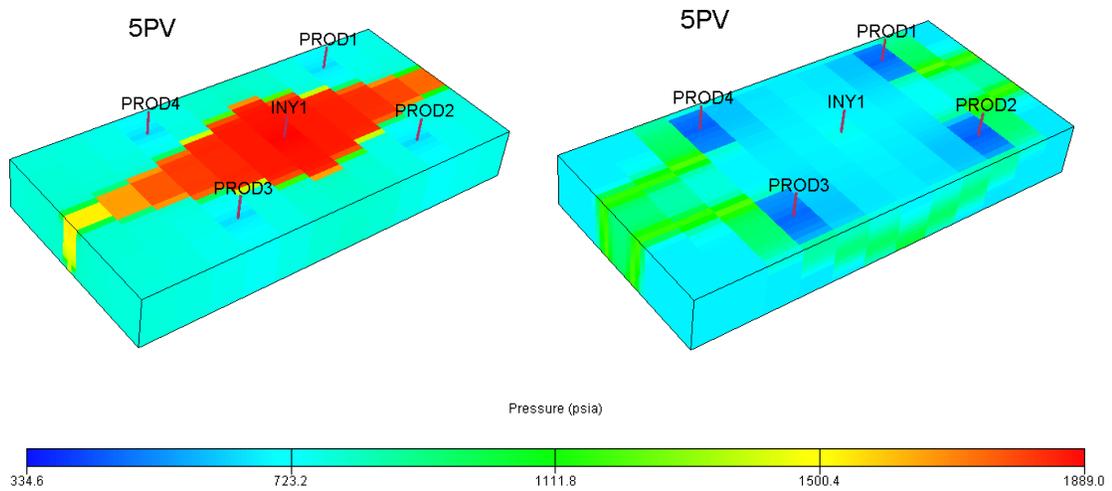


En general, el patrón de inyección de 5 puntos se encuentra por debajo del límite económico de 14,1 MSCF/STB (ver gráfica 2), aunque particularmente este patrón no posee porcentajes de recobros que justifiquen la inversión de capital como lo poseen otros tipos de arreglos de pozos, por otro lado, éste patrón supera el de cuatro puntos en cuanto al recobro y el bajo AOR.

En particular, el arreglo de pozos 5PH aparece como la mejor de estos dos casos, debido a su mayor factor de recobro neto y su bajo AOR en comparación con el de 5PV. Ésto es debido a la estabilidad del frente de combustión que ofrece esta selección como lo muestra la vista 3D en la figura 18.

Figura 18. Vista en 3D del Comportamiento de los patrones de inyección de 5 puntos.



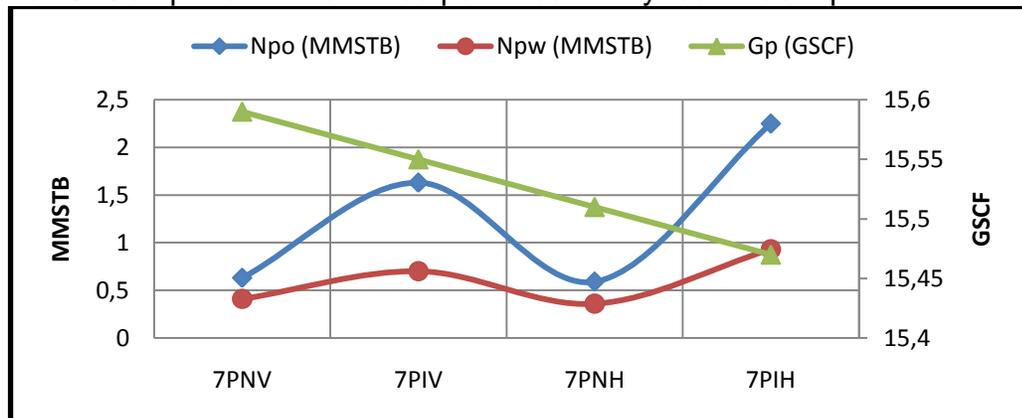


4.2.3. Patrón de inyección de 7 puntos.

Tabla 17. Comportamiento de los patrones de inyección de 7 puntos.

CASO	NOMENCLATURA	Npo (MMSTB)	Npw (MMSTB)	Gp (GSCF)	FR (%)	FR neto (%)	AOR (MSCF/STB)
7	7PNV	0,63	0,41	15,59	18,19	16,80	138,4794
8	7PIV	1,63	0,7	15,55	45,27	43,32	8,9511
9	7PNH	0,59	0,36	15,51	17,94	15,70	148,1665
10	7PIH	2,25	0,93	15,47	63,96	59,71	6,4945

Gráfica 3. Comportamiento de los patrones de inyección de 7 puntos



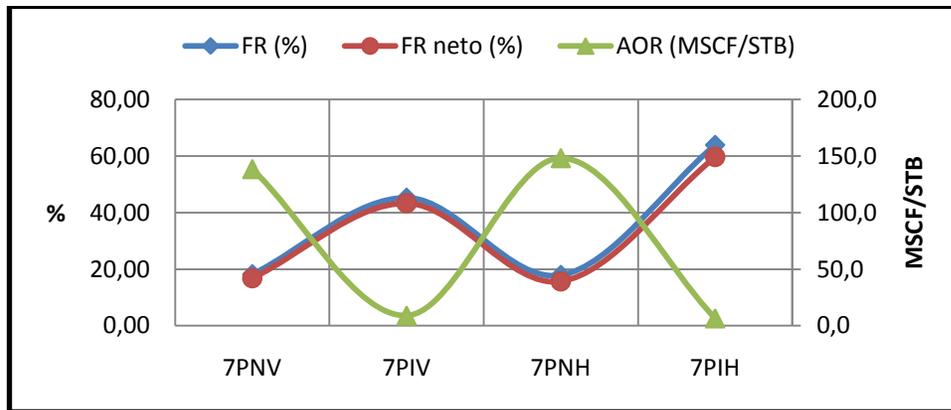
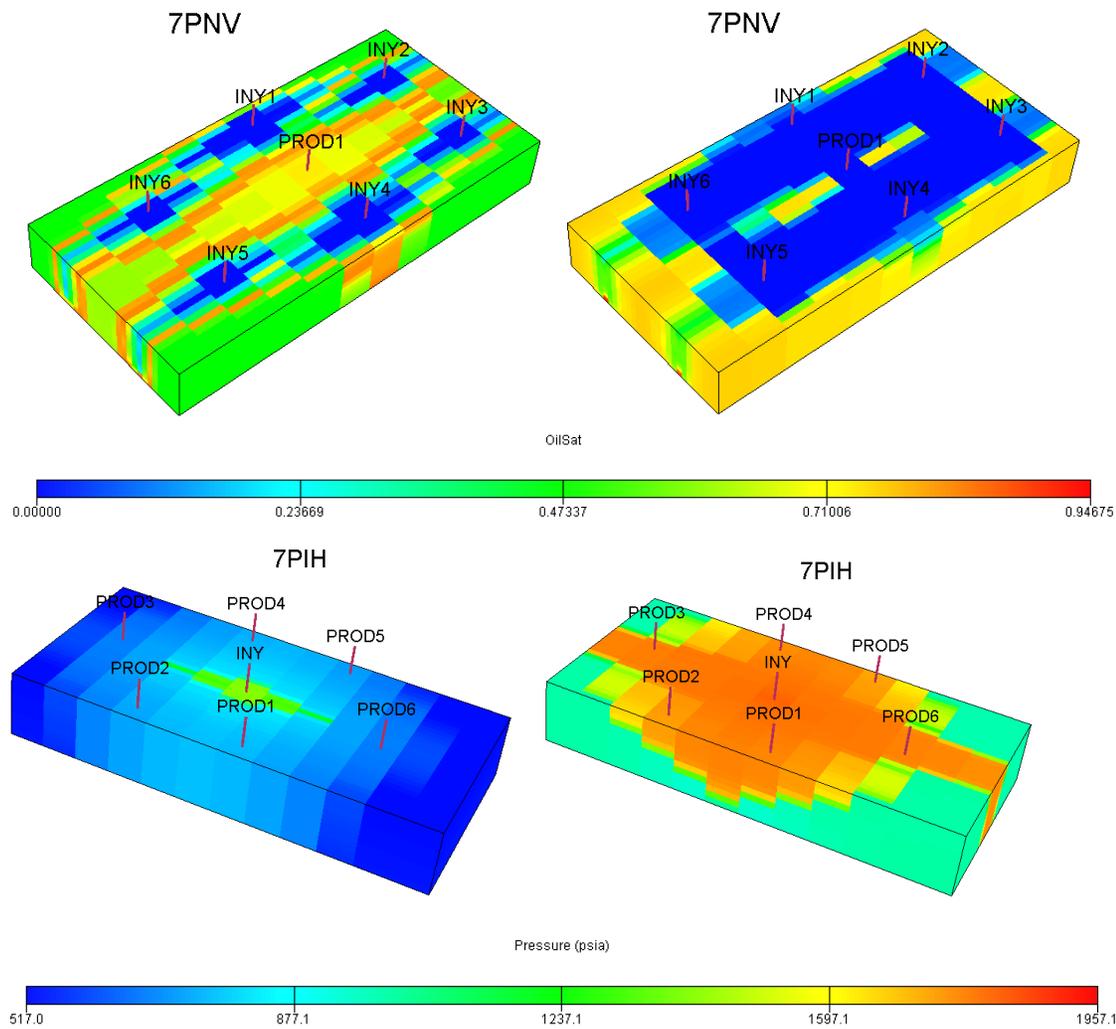


Figura 19. Vista en 3D del comportamiento de los patrones de inyección de 7 puntos.



En general el patrón de inyección de 7PIH es el mejor arreglo de estos cuatro casos debido a su mayor factor de recobro neto y su bajo AOR en comparación con los de 7PNV, 7PIV y 7PNH. Este factor de recobro representa la producción de aceite neta acumulada. Ésto es debido a la estabilidad del frente de combustión que ofrece esta selección como lo muestra la vista 3D en la figura 19.

Las configuraciones 7PNV y 7PNH no son rentables debido a que exceden hasta en 10 veces el valor de AOR y los factores de recobro no son muy buenos, por lo cual no justifican una inversión en este tipo de diseño, ésto se debe a que es mucho el aire que se necesita para mantener la combustión, además estos dos casos consumen más petróleo en la reacción AOR en comparación con los otros dos de este patrón.

El patrón 7PIH es el mejor de estos 4 arreglos de 7 puntos porque abarca una gran área de drenaje de hidrocarburo, además de que el área de barrido trata de tomar una forma circular impidiendo que queden zonas sin drenar y todo sea extraído.

4.2.4. Patrón de inyección de 9 puntos.

Tabla 18. Comportamiento de los patrones de inyección de 9 puntos.

CASO	NOMENCLATURA	N _{po} (MMSTB)	N _{pw} (MMSTB)	G _p (GSCF)	FR (%)	FR neto (%)	AOR (MSCF/STB)
11	9PNV	0,65	0,46	15,78	20,31	17,29	179,5
12	9PIV	1,69	0,75	15,86	46,43	44,81	8,7
13	9PNH	0,64	0,58	15,57	20,32	17,15	180,9
14	9PIH	2,39	1	15,99	67,67	63,41	6,1

Grafica 4. Comportamiento de los patrones de inyección de 9 puntos

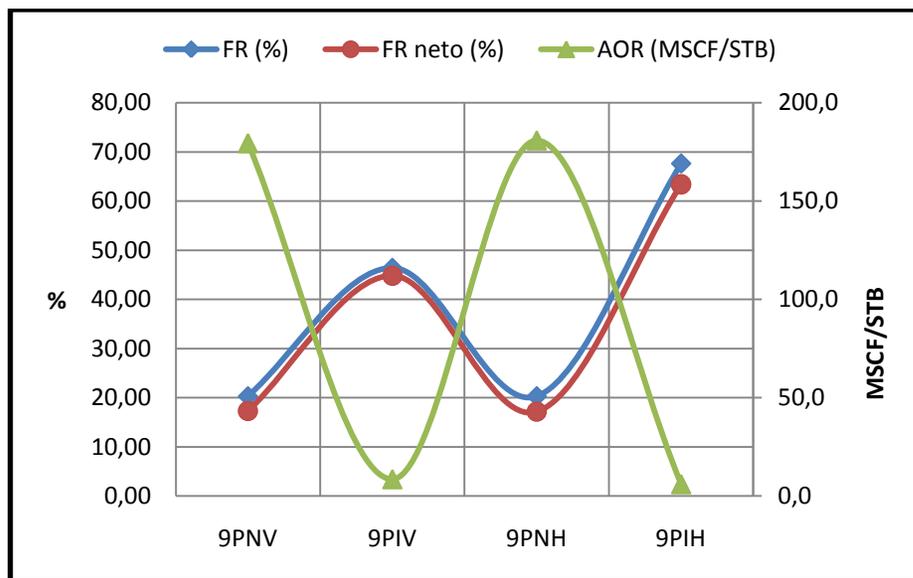
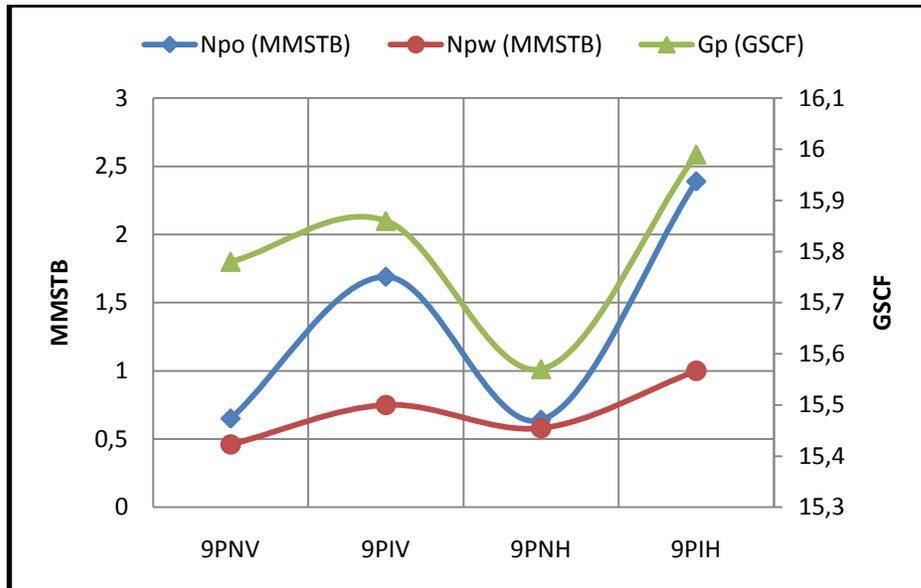
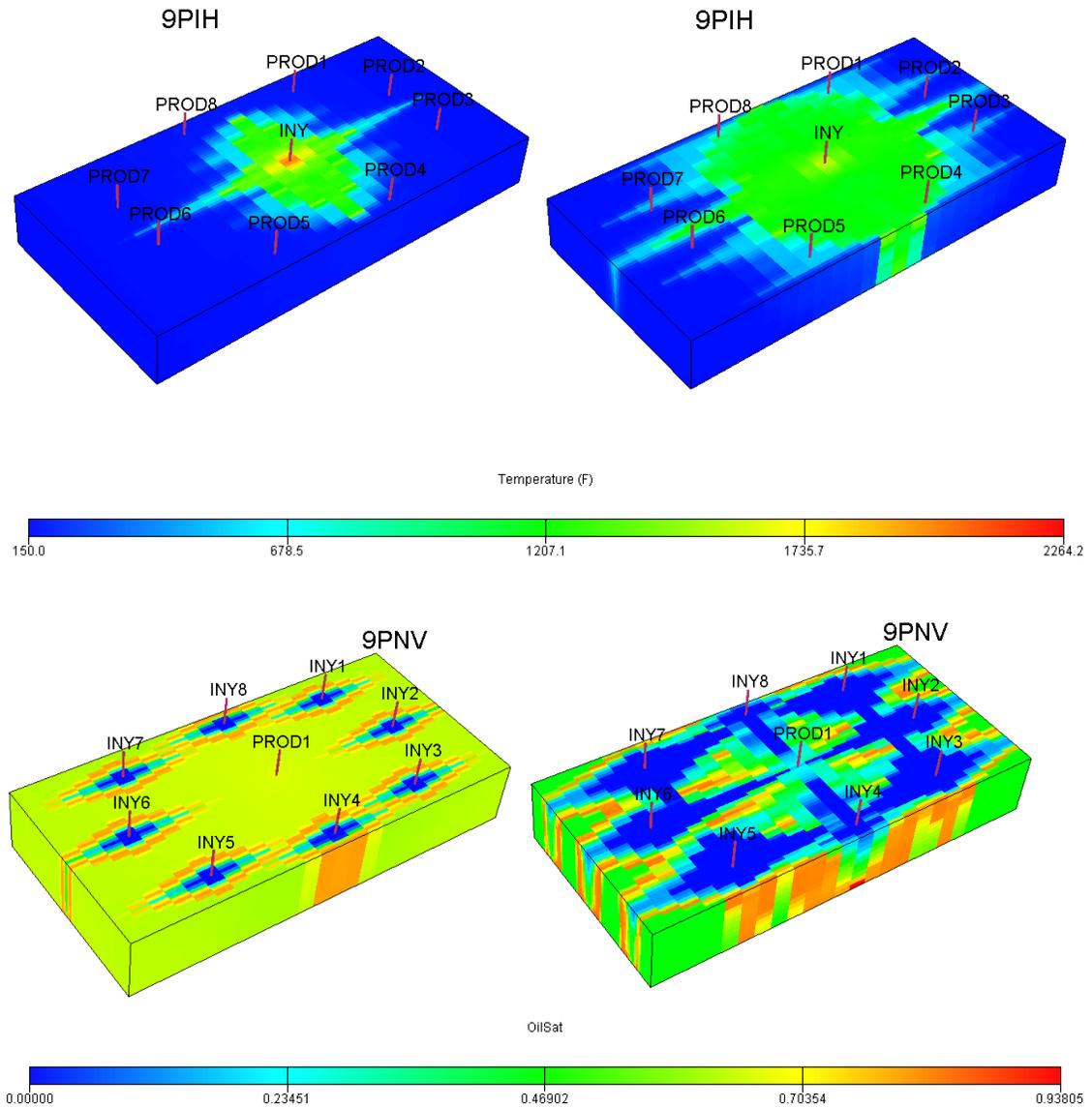


Figura 20. Vista en 3D del Comportamiento de los patrones de inyección de 9 puntos.



En general, la inyección de 9PIH es el mejor arreglo para el patrón de 9 puntos debido a su alto factor de recobro neto y su bajo AOR. Este factor de recobro está representado en alta producción de aceite neta acumulada. Ésto es debido a la estabilidad del frente de combustión que ofrece esta selección como lo muestra la vista 3D en la figura 20.

Las configuraciones 9PNV y 9PNH no son rentables en comparación con las otras dos configuraciones de este patrón debido a que exceden el valor de AOR hasta 20 veces y los factores de recobro no son muy pobres, lo cual no justifican una inversión en este tipo de diseño, ésto se debe, a que es mucho el aire que se necesita para mantener la combustión; además estos dos casos consumen más petróleo en la reacción en comparación con los otros dos.

Concluimos, que el patrón 9PIH es el mejor patrón de todos los patrones estudiados como se muestra en la tabla 19, gracias a que abarca una gran área de drenaje de hidrocarburo, además de que el área de barrido trata de tomar una forma circular impidiendo que queden zonas con aceite y todo sea extraído.

Tabla 19. Comparación de los mejores casos de cada patrón de inyección.

CASO	NOMENCLATURA	FR neto (%)	AOR (MSCF/STB)
4	4PIH	27,34	14,2
6	5PH	49,18	7,9
10	7PIH	59,71	6,5
14	9PIH	63,41	6,1

CONCLUSIONES

- Se determinó que el método de recobro térmico de combustión in-situ es productivo y efectivo para implementar en yacimientos de crudos pesados.
- Los patrones invertidos presentan una mayor eficiencia en la producción de petróleo ya que poseen más productores que inyectores, por lo tanto, el drenaje es mucho mayor al igual que el área de drenaje de hidrocarburo en comparación con los patrones normales.
- Al ser mayor la cantidad de pozos inyectores en los patrones normales es mucho mayor la cantidad de aire necesaria para mantener la reacción de combustión al igual que la cantidad de petróleo utilizada en la misma, por lo cual, en estos casos la relación aire total inyectado por petróleo producido acumulado es alta y supera el límite económico en todos los casos.
- Al analizar todos los casos, se puede establecer que el mejor patrón a aplicar es el de 9PIH ya que presenta un mayor recobro en comparación con los demás patrones y una menor relación aire total inyectado por petróleo producido acumulado, por lo cual es la mejor opción a aplicar en la combustión in-situ.
- El patrón de 9PIH es el mejor patrón a aplicar gracias a que abarca una gran área de drenaje de hidrocarburo, además el área de barrido trata de tomar una forma circular impidiendo que queden zonas con aceite y todo sea extraído.
- El patrón de 9PIH tiene el mejor factor de recobro neto con un 63,42%.
- Para el mejor caso obtenido (9PIH), realizamos la resta entre factor de recobro neto y el factor de recobro bruto obtenemos el recobro perdido o consumido por la reacción de combustión, el cual fue de 4,6 %.

RECOMENDACIONES

- Realizar el análisis de sensibilidades teniendo en cuenta la heterogeneidad de un yacimiento real.
- Hacer un estudio de los efectos de la mecánica de rocas como el estado de los esfuerzos efectivos in-situ y la presión de poro que se presentan en un proceso térmico.
- Efectuar este análisis de sensibilidades con combustión in situ húmeda, inyectando agua durante un periodo de tiempo, para conservar el calor y obtener un mayor recobro evaluando otra variable además del AOR: el WAR (Water Air Relation).
- Plantear una grilla más compleja para el estudio (PEBI: Bisección perpendicular), con un mayor número de celdas, que permitan visualizar mejor el comportamiento del frente de combustión.
- No ubicar los pozos muy cerca de las fronteras del yacimiento para que su área de drenaje o barrido sea mayor y más eficiente.
- Realizar el estudio con un yacimiento de mayor tamaño y una grilla más refinada para que la longitud de los pozos horizontales y la ubicación de los mismos sea mucho más apropiada.
- Realizar el estudio teniendo en cuenta el comportamiento termodinámico de la estabilidad de los compuestos asfálticos con los cambios de temperatura.
- Para yacimientos con un alto porcentaje de saturación crítica de aceite se recomienda utilizar la combustión in-situ, ya que comparado con todos los métodos de recobro térmico, ésta es la más eficiente, debido a que el aceite consumido en la combustión es irrecuperable para cualquier método de recobro, mientras que en la combustión in-situ la cantidad de aceite utilizada es menor, luego pues, se establece que la desventaja más palmaria de este método, sería desvirtuada.

BIBLIOGRAFIA

- ESCOBAR, F, Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Neiva-Huila, Universidad Surcolombiana, 2006.
- SEPÚLVEDA, J. y ESCOBAR, F. Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas. Neiva-Huila. Universidad Surcolombiana, 2005.
- SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; página 903 - 970, 2009.
- SCHLUMBERGER, ECLIPSE Reference Manual 2006.1; página 903 - 970, 2009.
- MAGO, ALONSO LUIS. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Asses Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.
- RANGEL, GERMÁN, and FLORES, NERI, Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects, Universidad Autónoma de México. Agosto 2006. Paper SPE 104046.
- CURTIS, C, and KOPPER, R. Yacimientos De Petróleo Pesado. Noviembre 2003, {online} disponible en la internet URL. http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish02/win02/p32_55.pdf).
- PAEZ, RAUL J. Proyectos De Mejoramiento De Crudo De La Faja Petrolífera Del Orinoco, Diferencias Y Similitudes, Baker Energy. Primer congreso internacional de crudos pesados. Venezuela, Maturín Febrero 2008.
- BARANDIARAN, LUCIO C, Recuperación Mejorada (EOR), Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Petróleo, Perú 2003, {online} disponible en la internet.
- HANZLIK, EDWARD. La aplicación de tecnología para desarrollar yacimiento de crudos pesado. Energía a debate, Mundi comunicaciones. México D.F . Junio 2009. Revista disponible en la internet.

- ALBOUDWAREJ, H. FELIX, J. TAYLOR, S. Importancia del Petróleo Pesado. Edmonton, Alberta Canadá. Otoño 2006.
- CENSI, PAOLO. El Camino hacia la Recuperación del Petróleo Pesado. Gerencia de desarrollo de negocios de Schlumberger para Venezuela y Trinidad y Tobago. Junio 2009. Disponible online URL. <http://www.petroleum.com.ve>.
- RUZ, S; AMAYA, C; MENDOZA, A. Stimulation jobs evaluation based on decline curve analysis. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga Septiembre 2006.
- TABER J. EOR screening criteria revisited- part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, SPE New Mexico 1997.
- Mecanismos naturales de producción. Industria-petrolera.blogspot.com/2007/11/mecanismos-naturales-de-produccion.html;
- Métodos De Levantamiento Artificial. http://industria-petrolera.blogspot.com/2008/01/mtodos-de-levantamiento-artificial_12.html;
- GUERRA, J; GROSSO, J. Modeling in-situ combustion processes through a vertical displacement model applied to a Colombian field. ICP, 2005.