



**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN YACIMIENTO DE CRUDOS PESADOS
IMPLEMENTANDO UN ESQUEMA DE RECUPERACIÓN TÉRMICA BAJO EL
ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN**

**JENIFER ALEJANDRA ARAMBULO AVILES
JUAN MANUEL ANDRADE PASTRANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**



**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN YACIMIENTO DE CRUDOS PESADOS
IMPLEMENTANDO UN ESQUEMA DE RECUPERACIÓN TÉRMICA BAJO EL
ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN**

**JENIFER ALEJANDRA ARAMBULO AVILES
JUAN MANUEL ANDRADE PASTRANA**

Trabajo de grado presentado como requisito
para alcanzar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**



Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, Abril de 2010



DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a Dios, a mis padres Jorge Arámbulo y Yineth Avilés, mis hermanos Jorge Luis Arámbulo y Marelby Johanna Arámbulo, a mis sobrinitos Juan, Liseth y Carlos y a Alexander Horta Castillo quienes siempre me apoyaron durante toda mi carrera profesional para hoy en día poder sacar adelante esta meta.

JENIFER ALEJANDRA ARÁMBULO AVILÉS



AGRADECIMIENTOS

Los autores expresamos los más sinceros 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, colaboración y paciencia para el desarrollo del mismo.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D en Ingeniería de Petróleos, actual Jefe 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.

JAVIER ANDRES MARTINEZ PÉREZ, Ingeniero de Petróleos. Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería. Evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.



CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	
RESUMEN	
ABSTRACT	
1 BASES TEÓRICAS	16
1.1 PETRÓLEO PESADO Y EXTRA PESADO	16
1.2 RECOBRO MEJORADO	20
1.2.1 <i>Clasificación de los métodos de EOR.</i>	21
1.2.2 Métodos no convencionales térmicos.....	21
1.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA.	22
1.4 INYECCION DE VAPOR CONTINUA.....	23
1.4.1 <i>Condiciones termodinámicas de la inyección de vapor.</i>	26
2 MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE LA INYECCIÓN DE VAPOR	29
2.1 Formulación.	30
2.1.1 Variables primarias.....	30
2.1.2 Ecuaciones de conservación.....	30
2.1.3 Condición de equilibrio termodinámico.....	31
2.1.4 Fracciones molares totales.....	33
2.1.5 Flash térmico.....	33
2.1.6 Volumen de fluidos.....	34
2.1.7 Flujo entre bloques.....	35
2.1.8 Flujo en los pozos.....	36
2.1.9 Conducción de calor.....	37
2.1.10 Método de solución.	38
2.2 Propiedades térmicas.	41
2.2.1 Capacidad calorífica de la roca.	41
2.2.2 Conductividad y transmisibilidad termal.	41
2.2.3 K-valores.	41



3	DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN	44
3.1	SIMULADOR.....	44
3.2	CREACIÓN DEL MODELO.....	44
3.3	PROPIEDADES PVT DEL CRUDO	45
3.4	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL YACIMIENTO	48
3.5	DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN.....	50
3.5.1	Variación en las simulaciones de yacimiento.	51
4	ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN Y CURVAS DE DECLINACIÓN.	53
4.1	ANÁLISIS DEL CASO 2.....	71
4.2	ANÁLISIS DEL CASO 3.	73
4.3	ANÁLISIS DEL CASO 4.....	75
4.4	ANÁLISIS DEL CASO 5.	77
5	EVALUACIÓN ECONÓMICA.	80
5.1	ESTUDIO ECONÓMICO.....	80
5.1.1	<i>Costos del vapor a inyectar.</i>	80
5.1.2	<i>Costos de pozos y adecuación de los mismos.</i>	80
5.1.3	<i>Costos levantamiento de crudo.</i>	81
5.1.4	<i>Precio del petróleo.</i>	81
5.2	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	81
5.2.1	<i>Flujo de caja.</i>	82
5.2.1.1	<i>Caso base.</i>	82
5.2.1.2	<i>Caso 2: Estimulación a t=0.</i>	84
5.2.1.3	<i>Caso 3: Estimulación a t=760 días.</i>	85
5.2.1.4	<i>Caso 4: Sistema de levantamiento artificial a t=0</i>	86
5.2.1.5	<i>Caso 5: Sistema de levantamiento artificial a t=760 días.</i>	88
5.2.2	<i>Indicadores Económicos.</i>	89
	CONCLUSIONES	91
	RECOMENDACIONES	93
	BIBLIOGRAFIA	94



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de las diferentes clasificaciones del petróleo.	17
Tabla 2. Datos requeridos para estimar la recuperación en operaciones de inyección.	20
Tabla 3. Propiedades de yacimiento recomendables en proyectos de inyección de vapor.	24
Tabla 4. Composición y propiedades físicas del crudo la Hamaca.	46
Tabla 5. Viscosidad del crudo la Hamaca.	47
Tabla 6. Agrupación de componentes usados en la simulación.	48
Tabla 7. Propiedades del yacimiento	49
Tabla 8. Distribución de permeabilidades en la malla.	49
Tabla 9. Parámetros operacionales del sistema de inyección de vapor continua	50
Tabla 10. Descripción de los casos simulados.	51
Tabla 11. Factores de recobro para cada cantidad de barriles de agua equivalente inyectada para los 10 años propuestos.	61
Tabla 12. CSOR por barriles de agua equivalente inyectada, datos del simulador Eclipse 300	63
Tabla 13. Producción de aceite y factor de recobro para cada uno de los escenarios descritos a lo largo de 10 años	82
Tabla 14. Flujo de caja del caso base	84
Tabla 15. Flujo de caja del caso 2.	85
Tabla 16. Flujo de caja del caso 3.	86
Tabla 17. Flujo de caja del caso 4.	87



Tabla 18.	Flujo de caja del caso 5	88
Tabla 19.	Indicadores económicos para los 10 años del proyecto.	89
Tabla 20.	Indicadores económicos para 8 años del proyecto	89



LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Comportamiento de la viscosidad del crudo la Hamaca.	47
Gráfica 2. Curvas de declinación de la producción a diferentes ratas de inyección de vapor (bls de agua equivalente).	54
Gráfica 3. Producción en frío del caso base.	55
Gráfica 4. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 1600 bls de agua equivalente.	56
Gráfica 5. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 2000 bls de agua equivalente.	57
Gráfica 6. Corte de agua durante el tiempo de la simulación al inyectar 2000 bls de agua equivalente.	57
Gráfica 7. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 3000 bls de agua equivalente.	58
Gráfica 8. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 4000 bls de agua equivalente..	59
Gráfica 9. Curvas de permeabilidades relativas presentada en el yacimiento.	60
Gráfica 10. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 1800 bls de agua equivalente.	63
Gráfica 11. Corte de agua durante el tiempo de la simulación al inyectar 1800 bls de agua equivalente.	64
Gráfica 12. Mosaico de curvas de declinación de la producción de los cinco casos propuestos	69
Gráfica 13. Curvas de producción acumulado para los 5 casos propuestos	70
Gráfica 14. Curvas de declinación comparando el caso base y el caso 2	71



Gráfica 15. Curvas de petróleo acumulado comparando el caso base y el caso 2 .	72
Gráfica 16. Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 2.	72
Gráfica 17. Curvas de declinación comparando el caso base y el caso 3.	73
Gráfica 18. Curvas de producción acumuladas comparando caso base y caso 3.	74
Gráfica 19. Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 3.	74
Gráfica 20. Curvas de declinación de la producción comparando caso base y caso 4.	75
Gráfica 21. Curvas de petróleo acumulado comparando caso base y caso 4.	76
Gráfica 22. Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 4.	76
Gráfica 23. Curvas de declinación de la producción comparando caso base y caso 5.	77
Gráfica 24. Curvas de petróleo acumulado comparando caso base y caso 5.	78
Gráfica 25. Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 5.	78
Gráfica 26. Curvas de ganancia de petróleo para todos los casos.	79
Gráfica 27. Flujo de caja caso base.	83
Gráfica 28. Flujo de caja caso 2.	84
Gráfica 29. Flujo de caja caso 3.	86
Gráfica 30. Flujo de caja caso 4.	87
Gráfica 31. Flujo de caja caso 5.	88



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Viscosidad (C_p) y densidad (A_{pi}) de hidrocarburos y otros productos.	16
Figura 2. Mecanismos de producción.	19
Figura 3. Uso de la inyección de vapor en trabajos de recuperación mejorada.	23
Figura 4. Vista de planta de la malla usada.	44
Figura 5. Vista transversal de la malla usada	45
Figura 6. Diagrama de fases PVT del crudo la Hamaca.	48
Figura 7. Perfil de temperatura al inicio del pico de aumento en la producción.	64
Figura 8. Perfil de temperatura a la mitad de la simulación	65
Figura 9. Perfil de temperatura transcurridos los 10 años del tiempo del proyecto.	66
Figura 10. Perfil de presión al comienzo de la simulación.	67
Figura 11. Perfil de presión en la mitad de la simulación.	67
Figura 12. Perfil de presión al final de la simulación.	68



INTRODUCCION

Los crudos pesados se dejan de lado en muchas ocasiones por su alto costo de producción, pero hoy en día debido a la gran escasez de reservas de petróleo convencional se debe considerar como una alternativa ante este problema.

Conociendo factores tales como porosidad, permeabilidad y presión se puede conocer cómo se comportará el yacimiento; en el caso de los yacimientos de crudos pesados la viscosidad y densidad son factores determinantes sobre la producción que se espera de un campo, pues este tipo de yacimientos presentan retos de producción especiales pero no insuperables.

La viscosidad como factor importante en la producción de hidrocarburos, puede variar en gran medida si se aumenta la temperatura del yacimiento, esto se puede lograr mediante un buen desempeño de un tratamiento adecuado, en este caso el recobro térmico más exactamente el de inyección de vapor.

La aplicación de recobro térmico en función de un tiempo determinado, muestra el aumento de la producción del pozo, pero no se asegura que esta se mantenga. Con estos resultados se hace la comparación entre curvas de declinación teniendo una extrapolación de la tendencia con que viene el pozo y los sucesos posteriores a este proceso.

Es aquí donde se entra a analizar las posibles ganancias o pérdidas al realizar el trabajo, mediante un análisis económico que relaciona ingresos y costos que se acarrearán al realizar esta labor.



RESUMEN

El presente trabajo describe la evaluación y el análisis de un proyecto de recobro mejorado en un yacimiento de crudos pesados implementando una técnica de recuperación térmica, más conocida como la inyección de vapor de forma continua; para ello se hizo necesario evaluar diferentes variables termodinámicas que condujeran a resultados exitosos con ayuda de la literatura que aunque no muy extensa pero si muy provechosa nos dieron las pautas para el desarrollo del proyecto.

Como primera instancia en este proceso de crear un modelo de yacimiento base para la posterior simulación de las características de la técnica de recuperación mejorada (inyección de vapor continua) es necesario el estudio de ciertas características relevantes en un tipo de yacimiento de crudos pesados, como lo son porosidades, espesores de formación, permeabilidad de la roca, presiones de yacimiento, saturación inicial de fluidos, etc. Con el fin de encontrar en cierta forma el yacimiento ideal para la implementación de la técnica de inyección de vapor.

Como segunda parte de este proceso se procedió a analizar las condiciones operacionales de la técnica de inyección de vapor aplicándolas a un yacimiento ya estructurado para una posterior optimización de las mismas; entre las cuales tenemos, caudal de inyección del vapor, temperatura de inyección, calidad del vapor, presión de fondo fluyendo del pozo productor, etc. La presión de inyección se analiza de acuerdo al caudal de inyección seleccionado con el fin de no generar fracturas o condiciones indeseadas en el yacimiento.

Como punto adicional se evaluó el yacimiento bajo las condiciones operacionales y parámetros óptimos que se obtuvieron en el proceso y se tuvieron en cuenta otras condiciones muy usadas en la industria que mejorarían las condiciones de recobro como lo son la aplicación de técnicas de estimulación o aplicación de sistemas de levantamiento artificial.

Finalmente, se hace un estudio de las curvas de producción encontradas en los diferentes casos, ejecutando un análisis de curvas de declinación y un posterior estudio económico donde se involucran todas las variables involucradas en el proceso, desde la perforación de los pozos, la adecuación de los mismos hasta el valor de extracción de crudo, tomado siempre bajo un escenario neutral de acuerdo a los estándares mundiales y que verifiquen que la técnica de inyección de vapor es económicamente aplicable a cualquier yacimiento de crudos pesados.



ABSTRACT

This work describes the evaluation and analysis of an enhanced oil recovery project in a heavy oil reservoir by implementing a technique, known as steam injection, for it became necessary to evaluate different thermodynamic variables which lead to successful results with the help of the literature although short but helpful to provide guidelines for the project development.

As a first point of view in this process of creating a reservoir model base for the subsequent simulation of the characteristics of the technical recovery technique (continuous steam injection) is necessary to study such relevant features in a type of heavy crude oil field, as porosity, formation thickness, rock permeability, reservoir pressure, initial fluid saturation, etc. with the purpose of finding the ideal reservoir model for implementation the technique for steam injection.

As the second part of this process we proceeded to analyze the operating conditions of steam injection technique and applying them to a structured reservoir for subsequent optimization. We study the following conditions; flow rate of steam injection, injection temperature, quality of steam and pressure of producing well flowing bottom, etc. The injection pressure is analyzed according to the selected injection flow in order to not create fracture or unwanted conditions in the reservoir.

Thirdly, the reservoir prototype was evaluated under field operating conditions and optimal parameters which were obtained along the process and such other conditions were taken into account widely used in industry to improve conditions for recovery as the application of stimulation techniques or artificial lift systems.

Finally, a study of production curves found in different cases was conducted. It was performed by executing a decline curve analysis followed by an economic study where all the variables involved in the process: wells drilling, well performance, and the oil price, taken always under a neutral scenario according to world standards and verifying that the steam injection technique is economically applicable to any heavy oil reservoir.



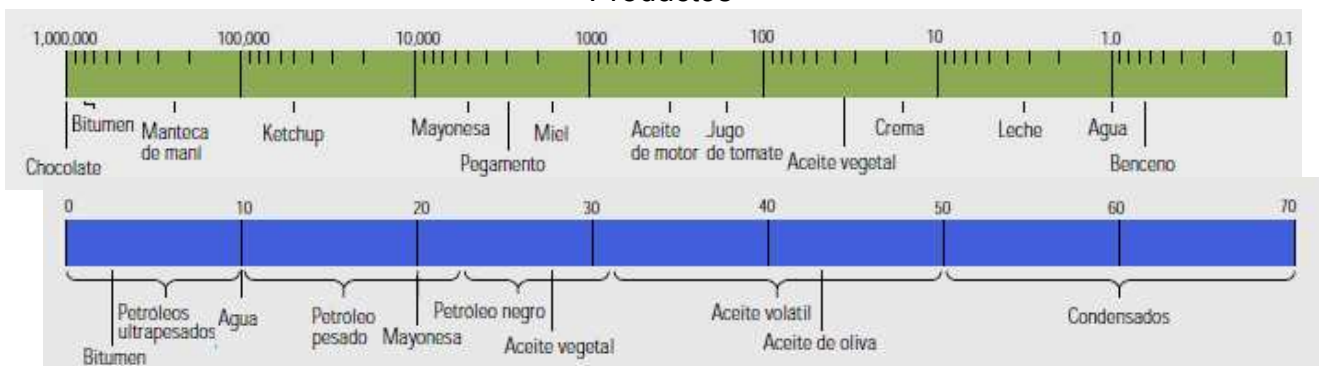
1. BASES TEÓRICAS

Los hidrocarburos líquidos se caracterizan debido a su composición, naturalmente contienen muchos compuestos de estructuras moleculares diferentes, dependiendo de esto se clasifican como petróleo liviano o volátil, petróleo negro ordinario, petróleo pesado y extra pesado; la composición de los crudos hace que sus propiedades físicas cambien dependiendo de las cadenas de hidrocarburos que se encuentren presentes y al realizar la clasificación, estas propiedades tales como puntos de fusión y ebullición son las que indican en que clasificación se encuentra, debido a que entre mayor sea el número de carbonos así también mayor serán estas propiedades, conociéndolas se puede relacionar otras como densidad y viscosidad que forman parte esencial que conllevan a el movimiento de los fluidos en el yacimiento. Es por eso que el petróleo denso y viscoso es denominado pesado y si aún lo es más, se llama extra pesado, por el contrario al ser menos denso es llamado volátil.

1.1 PETRÓLEO PESADO Y EXTRA PESADO

El enfoque de esta investigación se basa en petróleo pesado y extra pesado, estos muestran altos valores en las medidas de su densidad y viscosidad, si la densidad se mide en grados API este valor es bajo de acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo quien relaciona este valor con la gravedad específica y que de acuerdo con esta medida categoriza los crudos pesados. A continuación en la figura 1 se presentan los rangos de clasificación del petróleo de acuerdo a su viscosidad y densidad, comparada con otros productos para tener un concepto perceptible de cómo es el petróleo pesado.

Figura 1. Viscosidad (Cp.) y Densidad ($^{\circ}$ API) de Hidrocarburos y otros Productos



(fuente: yacimientos de petróleo pesado www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish02/win02/p32_55.pdf)



Estas medidas generalmente se toman a condiciones de presión y temperatura de yacimiento; el tipo de yacimiento de petróleo pesado tiene características específicas debido a que la composición de los crudos pesados corresponde a la degradación sustancial que se produce a través de varios *procesos biológicos*, que hacen que las bacterias transportadas por el agua superficial metabolicen los hidrocarburos parafínicos (poseen un contenido alto de cera, un alto punto de escurrimiento y no son reactivos), nafténicos (poseen bajo contenido de cera, un bajo punto de escurrimiento y no son reactivos) y aromáticos (son reactivos y poseen mayor solvencia que los hidrocarburos parafínicos o nafténicos) en moléculas más pesadas, *procesos químicos* cuando ocurre que las aguas de formación también remueven los hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular los cuales son más solubles en agua y *procesos físicos* cuando el petróleo se degrada por volatilización al quedar un sello pobre en calidad que permite que las moléculas más livianas se separen y escapen. El petróleo pesado se genera en formaciones geológicamente jóvenes como el pleistoceno, plioceno y mioceno, por lo tanto estos yacimientos tienden a ser someros o poco profundos haciendo que la temperatura sea baja.

Además de viscosidad y densidad existen otros factores que influyen en la clasificación del petróleo y que caracterizan el petróleo pesado y que hay que tener en cuenta; a continuación en la tabla 1 se muestran algunos parámetros de clasificación:

Tabla 1. Características de las diferentes clasificaciones del petróleo

Característica	Volátil	Negro	Pesado	Extrapesado
Azufre, %peso	1,2	1,7	2,5	3,6
Acidez, mg KOH/gr	<0,5	<0,5	<1,0	>2,0
Metales, ppm Níquel, Vanadio	100	250	360	620
Residuo de vacío, %volumen (material que hierve por encima de 535°C)	22	32	42	58

(fuente: PAEZ, Raul, Proyectos de mejoramiento de crudo de la faja petrolífera del Orinoco, diferencias y similitudes, Baker Energy Venezuela, Maturín Feb 2008)

En yacimientos de petróleo el gas en solución varía desde cero, llamándose petróleo muerto hasta unos pocos miles de pies cúbicos por barril, por lo general el petróleo pesado contiene un rango de 0 a 50 PCS/Bbl y muy poca cantidad de gas libre pues sus componentes más predominantes son pesados mas no volátiles y estos siempre se encuentran en forma líquida.

Sin embargo no hay que dejar de lado otras propiedades como la porosidad, puesto que es la capacidad de almacenamiento que contiene la roca, que junto con la extensión del yacimiento se calcularía el potencial de hidrocarburo; además, la viscosidad y la permeabilidad indican el flujo de los hidrocarburos dentro del



medio poroso afectando el comportamiento del yacimiento. Estos dos parámetros indican una relación de movilidad dentro de la roca, en procesos de recobro mejorado si la movilidad de la fase desplazante es mayor que la movilidad de la fase desplazada, se hace desfavorable el barrido y no deseable, existirá ineficiencia en el desplazamiento y en este caso se tendría que disminuir la viscosidad del crudo o incrementar la permeabilidad al fluido desplazado.

Debido a que la densidad y la viscosidad son propiedades que determinan el proceso de refinación de los derivados del petróleo y como se mueve el petróleo en el yacimiento respectivamente, el factor que más relevancia tiene es la temperatura la cual hace que estas propiedades cambien; aunque la densidad no varíe mucho con la temperatura la viscosidad si, haciéndola alterar en gran medida, ya que si existe mucha resistencia interna al flujo este no se mueve y no es posible traerlo a superficie, con valores altos de temperatura esta resistencia disminuye haciendo fluir el petróleo más fácil.

Todas estas clasificaciones (tabla 1) dependen de la calidad al momento de comprar o vender el petróleo, por los grandes costos y dificultad de producción, en muchas ocasiones no se les da la suficiente importancia a los crudos pesados; sin tener en cuenta que existen más de 6 trillones de barriles de petróleo in situ con estas características los cuales logran una importancia más a fondo indicando rentabilidad y una alternativa a la falta de hidrocarburos convencionales.

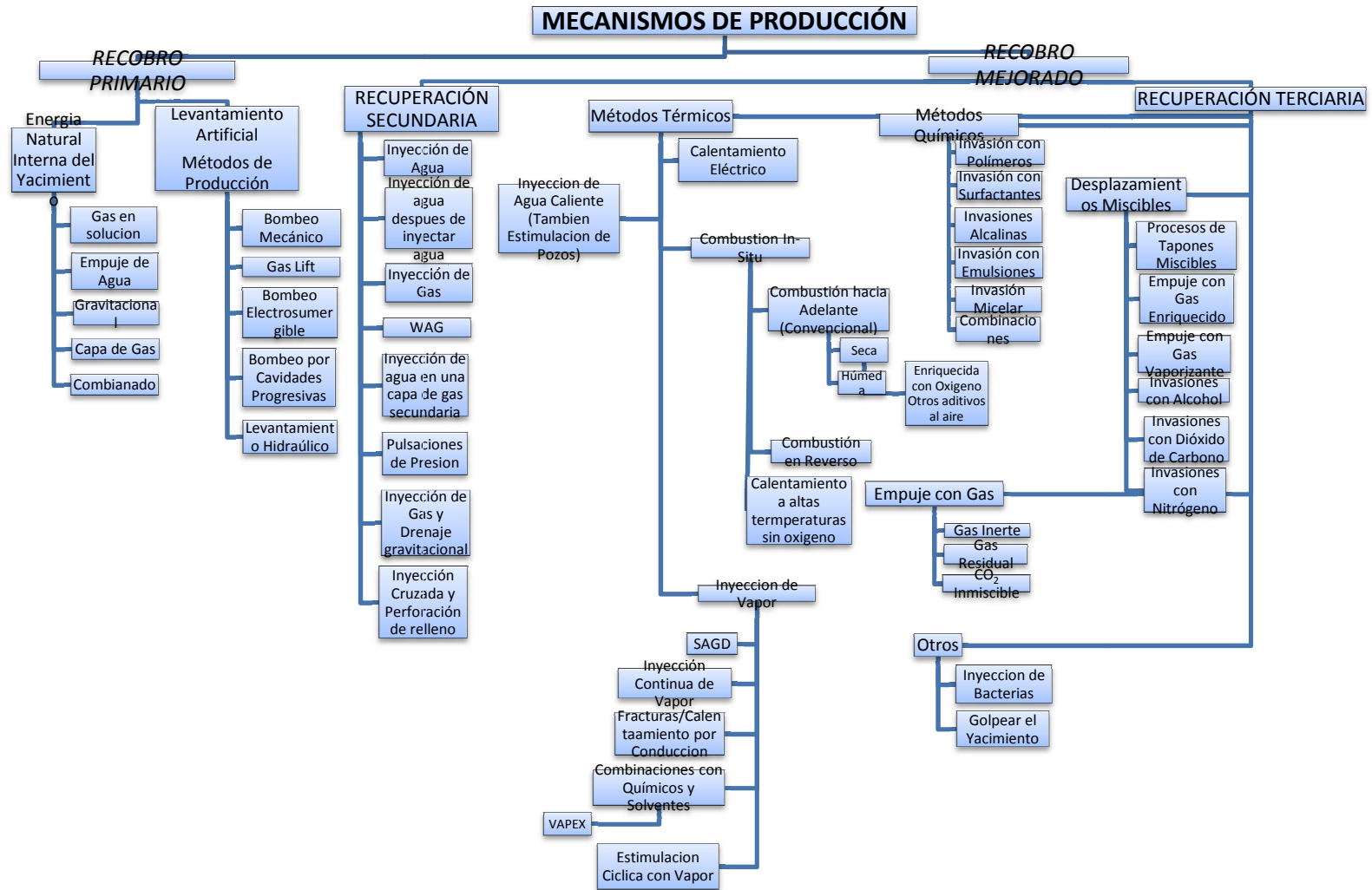
Generalmente siempre se trata de producir por energía natural del yacimiento, pero a condiciones iniciales es muy poco lo que se logra recuperar en los yacimientos de crudos pesados, esta producción varía de 1 a 10% dependiendo de las diferentes condiciones que se tengan, es por eso que se necesita de un método de producción, queriendo decir con esto que el siguiente paso sería elegir algún tipo de levantamiento artificial.

Para la producción de petróleo pesado comúnmente se utilizan los siguientes métodos de levantamiento artificial: levantamiento por gas, bombeo mecánico, bombeo electro-sumergible y bombeo por cavidades progresivas, permitiendo incrementar la producción de los pozos, dependiendo de las características y recursos que tengamos en el yacimiento. (Ver tabla 2)¹

¹HANZLIK, Edward. La aplicación de tecnología para desarrollar yacimiento de crudos pesado. Energía a debate, mundi comunicaciones. Mexico D.F. 2009)



Figura 2. Mecanismos de Producción²



² Mecanismo 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 y Grosso J. Modeling in-situ combustion processes through a vertical displacement model applied to a colombian field. ICP, 2005. Rangel-G, Thermal simulation and economic evaluation of heavy-oil projects, SPE 104046, 2006.



1.2 RECOBRO MEJORADO

Este término recoge todos los procesos diferentes a la recuperación primaria. Las reservas se producen por métodos mejorados usando energía adicional; al realizar uno de estos procesos existen factores importantes al utilizar una u otra operación de inyección, factores tales como el tiempo óptimo para la inyección, características del fluido o los fluidos de inyección, la predicción de la recuperación de petróleo que al mismo tiempo requiere de la cantidad de petróleo original in situ, la recuperación antes de la inyección, saturación de petróleo al inicio de la inyección y la saturación residual después del desplazamiento al mismo tiempo que su distribución en el yacimiento, otro factor es la fracción de yacimiento a ser barrida y las tasas de producción e inyección³.

Para poder estimar estos factores es necesario de algunos datos, a continuación se presenta una tabla que muestra algunos de los datos más importantes a tener en cuenta para llevar a cabo la recuperación:

Tabla 2. Datos requeridos para estimar la recuperación en operaciones de inyección

Petróleo en-sitio	<ul style="list-style-type: none">• Suficiente número de pozos para definir extensión areal.• Perfiles de pozos para definir sección productiva y contenido.• Medidas de núcleos para porosidad, saturación de agua y a veces presión capilar; estos datos también sirven como base para calibración de los perfiles.• Cálculos de balance de materiales basado en presión del reservorio e historia de producción para confirmar estimados volumétricos del petróleo en sitio.
Comportamiento Primario	<ul style="list-style-type: none">• Producción de petróleo, gas y agua por pozo.• Presiones a partir de pruebas periódicas.• Propiedades de los fluidos.• Medidas de permeabilidad relativa de núcleos para las fases desplazante y desplazada.• Datos geológicos de pozos no productivos y fuera de los límites productivos para asistir en la determinación del mecanismo de impulsión primario.
Zona del yacimiento a ser barrido	<ul style="list-style-type: none">• Secciones transversales y pruebas de interferencia de presión para determinar continuidad del reservorio entre pozos.• Estratificación a partir de medidas de núcleos y perfiles.• Orientación y variación de permeabilidad.• Patrón de inyección seleccionado.• Viscosidad de los fluidos y permeabilidad relativa.• Comportamiento al barrido areal del patrón de inyección seleccionado.
Tasas de inyección y producción	<ul style="list-style-type: none">• Permeabilidad efectiva del reservorio a partir de núcleos, pruebas de presión y de índice de productividad.• Curvas de permeabilidad relativa para las fases desplazante y desplazada.• Condiciones en la cercanía a los pozos sujetos a análisis de presión.• Presión de inyección.• Propiedades de los fluidos.• Tasas estimadas a partir de cálculos.

(Fuente: BARANDIARAN, Lucio C, Recuperación Mejorada (EOR), Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Petróleo, Perú)

³ BARANDIARAN, Lucio C, Recuperación Mejorada (EOR), Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Petróleo, Perú)



La clasificación del recobro mejorado es posible especificarla como métodos convencionales o recuperación secundaria y recuperación terciaria o alteración de las propiedades de la roca o los fluidos in-situ del yacimiento. Generalmente con la recuperación primaria se produce aproximadamente un 30% de las reservas in-situ, con la recuperación secundaria se logran sacar un 35% de las reservas iniciales y aplicando un recobro mejorado se lograrían producir hasta un 15% más de la reservas iniciales, llegando así hasta un 80% de producción de las reservas iniciales calculadas.

Si se tiene esta información es posible hacer el análisis respectivo al yacimiento y con esto tomar la mejor decisión sobre el método a utilizar para la mayor recuperación del petróleo, teniendo en cuenta disponibilidad de los recursos a utilizar y economía.

1.2.1 Clasificación de los métodos EOR.

Una posible clasificación de estos métodos de alta tecnología la presentan Farouq Ali⁴ y la dividen en dos grandes grupos: térmicos y no térmicos. Los primeros se usan con preferencia para los crudos pesados y los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos, aunque pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo.

1.2.2 Métodos no convencionales térmicos

El objetivo básico en la aplicación de tales métodos es la reducción de la viscosidad del petróleo con la finalidad de mejorar su movilidad, por lo cual son especialmente utilizados para petróleos viscosos (5-15° API), aunque también se usan en petróleos de hasta 45° API. Otros beneficios con los métodos térmicos son: la reducción de saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, el aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón de movilidad, destilación con vapor, craqueo térmico entre otros.

En general se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor, en dos modalidades, cíclicos y continuos y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento.

- **Inyección de fluidos calientes.** En general, los fluidos inyectados son calentados en la superficie, aunque en ocasiones se han utilizado calentadores de fondo. Los fluidos van desde los más comunes tales como el agua (líquido y vapor) y aire; a otros, como el gas natural, el dióxido de carbono, gases de escape, e incluso solventes.

¹ FAROUQ ALI. J.A. JONES. Practical Heavy Oil Recovery. Universidad de Alberta (Canadá). 1997.



- **Combustión In-Situ.** El oxígeno es inyectado dentro de un yacimiento, el crudo en el yacimiento se enciende, y parte de ese crudo es quemado en la formación para generar calor.
- **VAPEX:** 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.** 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 solventes⁵.

1.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA

Estas técnicas (EOR) pueden mejorar significativamente la recuperación final del yacimiento, no obstante se debe tener en cuenta que esto involucra inversiones y gastos muy superiores a los requeridos por la producción primaria o recuperación secundaria, básicamente para utilizar una recuperación de este tipo se deben presentar tres casos que son: alta viscosidad, fuerzas interfaciales y heterogeneidades del yacimiento.

Al utilizar estos métodos lo que se busca es movilizar el petróleo residual a lo largo de todo el yacimiento. Esto se logra mejorando el desplazamiento microscópico del petróleo y la eficiencia de barrido volumétrico. La eficiencia del desplazamiento se incrementa mediante la reducción de la viscosidad del petróleo (inyección térmica), o reduciendo las fuerzas capilares o la tensión interfacial (inyección química), la eficiencia de barrido volumétrica se mejora disminuyendo la movilidad del agua inyectada (inyección de polímeros).

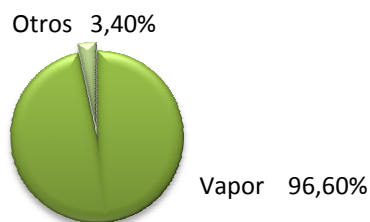
⁵ Rangel-G, Thermal simulation and economic evaluation of heavy-oil projects, SPE 104046, 2006



1.4 INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA

Tal como se muestra en la Figura 3, el proceso de inyección de vapor es una de las técnicas dominantes en la recuperación mejorada de la extracción de petróleo pesado. Por lo tanto, la discusión en este trabajo se concentrará en la recuperación mejorada por inyección de vapor.

Figura 3. Uso de la inyección de vapor en trabajos de recuperación mejorada



(fuente: HANZLIK, Edward. La aplicación de tecnología para desarrollar yacimiento de crudos pesado. Energía a debate, mundi comunicaciones. Mexico D.F. 2009)

Este tipo de proceso es similar a los patrones de inyección de agua. Este proceso puede ser usado cuando la viscosidad es muy alta para un desplazamiento eficiente mediante agua. El espaciamiento entre pozos es frecuentemente menor que para una inyección de agua. Por ejemplo un espaciamiento de cinco acres no es muy usual para este proceso, sin embargo espaciamiento tan pequeños como $\frac{1}{4}$ de acre se ha usado en yacimientos someros. El proceso no puede ser usado para profundidades mayores a 5,000 pies, donde la presión hidrostática puede exceder la presión crítica del vapor (3,202 psia).

Si la viscosidad es alta, puede ser necesario precalentar el pozo con vapor antes de iniciar la inyección. La electricidad también se puede usar para el precalentamiento, empleando al reservorio de hidrocarburo como una resistencia.

El calor que es liberado cuando el vapor se condensa es llamado el calor latente de vaporización. Un valor grande de calor latente tiende a incrementar la eficiencia térmica de los proyectos de inyección continua y el contenido de calor latente de vapor disminuye con un incremento de la presión alcanzando cero en el punto crítico. De esta manera los proyectos a baja presión tienden a comportarse mejor que proyectos a alta presión.

Se debe tener en cuenta para el diseño de un proyecto, optimizar la calidad del vapor y la tasa de inyección. La calidad del vapor es definida como la fracción de



la masa de agua que es vapor. Un incremento en la calidad del vapor, incrementará la tasa a la cual el reservorio es calentado, pero incrementará la tendencia a la canalización del vapor.

Un adecuado suministro de agua de alta calidad es esencial. La cantidad requerida es usualmente cercana a 5 barriles de agua por barril de petróleo producido por vapor. Ya que el vapor se condensa en el reservorio, puede no ser factible usar inyección de vapor en formaciones que contienen arcillas que son sensibles al agua fresca.

El proceso forma una región saturada de vapor en la región cerca al pozo. Dentro de esta región la temperatura es cercana o igual a la del vapor inyectado. Detrás de la zona saturada con vapor, el vapor se condensa para formar un banco de agua caliente. Dentro de la zona de vapor, el petróleo es desplazado por vapor destilado y gas (vapor). Los factores que contribuyen al desplazamiento del petróleo desde la zona de agua caliente incluyen reducción de la viscosidad del petróleo, expansión térmica y reducción de la saturación residual del petróleo, también pueden ocurrir cambios en la permeabilidad relativa.

Algunas de las características que hacen que el proceso de inyección de vapor sea recomendable son las mostradas en la tabla 3:

Tabla 3. Propiedades de yacimiento recomendables en proyectos de inyección de vapor

CARACTERÍSTICAS	LIMITES	MEDIO IDEAL
Gravedad API, °API	>8	13 (+/-)
Viscosidad, Cp.	<200000	4700 (+/-)
Saturación de Aceite, %	>50	60 (+/-)
Porosidad, %	>25	30 (+/-)
Espesor Neto, pies	>30	50(+/-)
Permeabilidad Promedio, mD.	>200	3000 (+/-)
Profundidad, pies	<4500	2500 (+/-)

(fuente: TABER J. EOR screening criteria revisited- part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, Spe new mexico.)

Algunas características de la planta de inyección de vapor, utilizadas en otros trabajos de simulación son los siguientes:

- Es necesario tener en cuenta de donde vendrá el agua y la salinidad que esta contenga.



- Tanque pulmón

Usado para contar con un caudal estabilizado de agua en la bomba que la envía a la planta de tratamiento y evitar posibles cavitaciones de la misma.

- Planta de Tratamiento de agua

Genera agua en condiciones de alimentar a la caldera. Se eliminan sólidos en suspensión de más de 5 micrones con filtros de arena. Posteriormente pasa al tanque ablandador con resinas de intercambio iónico donde se eliminan los sólidos de calcio y magnesio. Luego se trata con soda cáustica para regular el PH a un valor de 7 y se le agrega un secuestrante de O₂ para luego almacenarlo en tanque para ser enviada a la caldera.

- Tanque de almacenamiento

Capacidad 500 m³.

- Caldera

Calor generado 25 MM BTU/h a 2489 psi (máxima presión de trabajo) ´

Presión de trabajo normal: 1850 psi

Temperatura del vapor a la máxima presión: 650 °F.

Calidad del vapor: 80 %.

El hecho de usar vapor húmedo obedece a que remover el total de los sólidos para poder inyectar 100 % de vapor encarece en gran forma el tratamiento de agua. Se debe trabajar entonces con un vapor húmedo capaz de transportar estos sólidos en suspensión.

Actualmente se usa dos formas para determinar la calidad: uno, usando tablas de entalpía y otro, con datos de caudal de agua de alimentación de la caldera, poder calorífico del combustible, presión de descarga del generador, etc. Los valores se comparan durante la operación de inyección⁶.

- Costo del vapor generado

Para la determinación del costo del vapor generado se tienen en cuenta; energía eléctrica, gas, aditivos para el tratamiento del agua y costo de la misma.

⁶ PASCUAL, Mario R. Piloto de inyección cíclica de vapor- Yacimiento los Perales. Las Heras, Santa Cruz, Argentina



1.4.1 Condiciones termodinámicas de la inyección de vapor

Existen una serie de condiciones generales que se asumen en los procesos llevados a cabo dentro del yacimiento, como que en cada punto dentro del medio poroso-permeable se encuentra en equilibrio termodinámico; otra condición supone que los fluidos y minerales de la roca en el yacimiento, localizados en cualquier punto están a la misma temperatura, este supuesto puede ser una aproximación sólo en los casos en que el tamaño de los granos de los minerales es relativamente pequeño.

Las propiedades térmicas que se necesitan nombrar para comprender porque aumenta la producción cuando el frente de calor toca la cara del pozo son: el calor, la entalpía que es la cantidad de energía térmica en una masa determinada de material por encima de una temperatura y presión de referencia establecida, el equivalente mecánico de calor etc. Todo esto es debido al cambio de temperatura, siendo esta la manifestación de la energía cinética media de las moléculas de un material debido a la agitación térmica.

La transferencia de calor en la roca a través de una vista transversal del yacimiento se conoce como conductividad térmica. Y se entiende como difusividad térmica a la rapidez con que se realice la conductividad térmica sobre la roca, facilitando el movimiento de los fluidos y partículas contenidos en el yacimiento.

Todo esto conduce a que si se cambia la temperatura o presión dentro del yacimiento, los fluidos y partículas que allí se encuentran también cambian.

Al tomar un solo sistema, se toma el concepto de la energía total, siendo esta la suma de las energías potencial gravitacional que depende de la posición del elemento en el campo gravitacional de la tierra sobre un plano de referencia, esta es pequeña siempre y cuando el cambio de la altura entre el tope y la base de la formación no sea muy grande, y el otro tipo de energía es la energía cinética en donde se asocia la masa y el movimiento.

Para poder dar explicación a los cambios ocurridos dentro del yacimiento este calor necesita ser transferido, los tres mecanismos de transferencia que hay son: por a) conducción, que trata de la transferencia a través de materiales sólidos de una región de alta temperatura a una de menor, b) por convección que es el nombre utilizado para definir la transferencia de calor por un líquido que fluye, c) radiación en donde la transferencia se hace por ondas electromagnéticas.

La primera ley de la termodinámica establece que la energía no puede ser creada ni destruida. Dado que la energía cinética y el trabajo mecánico realizado por la



expansión térmica del yacimiento en sus alrededores suelen ser despreciables, la primera ley se puede afirmar, con base a la unidad de volumen, como

$$\text{Transferencia neta de energía} + \text{entrada de energía procedente de fuentes} = \text{ganancia de energía interna} \quad (1.1)$$

En el desarrollo de la ecuación diferencial que describe la conservación de la energía (o balance de energía), utiliza un sistema de coordenadas cartesianas, con el eje z orientada verticalmente hacia arriba, los lados de este volumen son un elemento infinitesimal de la longitud Δx , Δy , y Δz , la energía es transferida a través de cada una de las seis caras. La energía total transferida en el elemento de volumen de área transversal $\Delta y \Delta z$ durante un período de tiempo Δt es $u_{e,x} \Delta y \Delta z \Delta t$, y la energía total transferida fuera del elemento transversal de volumen en la cara opuesta es $(u_{e,x} + \Delta u_{e,x}) \Delta y \Delta z \Delta t$. La energía neta transferida al elemento de volumen se obtiene sumando las contribuciones paralelas a tres ejes de coordenadas. Así,

$$\begin{aligned} \text{transferencia de energía neta} \\ &= (u_{e,x} \Delta y \Delta z + u_{e,y} \Delta x \Delta z + u_{e,z} \Delta x \Delta y) \Delta t \\ &- [(u_{e,x} + \Delta u_{e,x}) \Delta y \Delta z + (u_{e,y} + \Delta u_{e,y}) \Delta x \Delta z + (u_{e,z} \\ &+ \Delta u_{e,z}) \Delta x \Delta y] \Delta t \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$= -(\Delta u_{e,x} \Delta y \Delta z + \Delta u_{e,y} \Delta x \Delta z + \Delta u_{e,z} \Delta x \Delta y) \Delta t \quad (1.3)$$

La tasa de entrada de energía de fuentes, por unidad de volumen, es \dot{Q} . Durante el período de tiempo Δt y el elemento de volumen $\Delta x \Delta y \Delta z$, la cantidad de energía de fuentes la forma de expresarla es

$$\text{la entrada de energía de la fuente} = \dot{Q} \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t \quad (1.4)$$

La energía interna del elemento de volumen en cualquier momento T viene dado por $\rho e \Delta x \Delta y \Delta z$. Dado que el elemento de volumen es estacionario, la ganancia de la energía interna de ella es independiente de las variables de espacio y es sólo una función de tiempo. La energía interna en un tiempo $t + \Delta t$ es $[\rho e + \Delta(\rho e)] \Delta x \Delta y \Delta z$, y durante el período de tiempo Δt ,

$$\text{aumento de la energía interna} = \Delta(\rho e) \Delta x \Delta y \Delta z \quad (1.5)$$

Sustituyendo las anteriores ecuaciones en la ecuación de balance general de energía es:

$$-(\Delta u_{e,x} \Delta y \Delta z + \Delta u_{e,y} \Delta x \Delta z + \Delta u_{e,z} \Delta x \Delta y) \cdot \Delta t + \dot{Q} \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = \Delta(\rho e) \Delta x \Delta y \Delta z \quad (1.6)$$

Dividiendo por $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$ da



$$-\left(\frac{\Delta u_{e,x}}{\Delta x} + \frac{\Delta u_{e,y}}{\Delta y} + \frac{\Delta u_{e,z}}{\Delta z}\right) + \dot{Q} = \frac{\Delta(\rho e)}{\Delta t} \quad (1.7)$$

Y, por último, tomando el límite cuando Δx , Δy , Δz , y Δt tienden a cero los resultados en forma de ecuación diferencial del balance de energía:

$$\frac{\partial u_{e,x}}{\partial x} + \frac{\partial u_{e,y}}{\partial y} + \frac{\partial u_{e,z}}{\partial z} = \frac{\partial(\rho e)}{\partial t} + \dot{Q} \quad (1.8)$$

Cuando n_P fases están presentes, la energía interna por unidad de volumen másico (ρe) viene dada por

$$\rho e = (1 - \phi)M_\sigma \Delta T + \phi \sum_{i=1}^{n_p} S_i \rho_i e_i \quad (1.9)$$

donde M_σ es la capacidad volumétrica de calor de los sólidos del yacimiento, S_i es la saturación de la fase i , ρ_i su densidad, y e_i es la energía interna por unidad de masa. (Debe entenderse que r son condiciones de referencia - T_r , p_r , z_r , etc). Los componentes del flujo total de energía en las direcciones x , y y z son la suma de un flujo de calor conductivo y los flujos de energía por convección para cada fase de flujo. Por ejemplo, el componente de flujo de energía en la dirección z es

$$u_{e,x} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial z} + \sum_{i=1}^{n_p} u_{i,z} \rho_i \left[h_i + \frac{gz}{Jg_c} \right] \quad (1.10)$$

Expresiones similares representan el flujo de energía total en las direcciones x e y . En la ecuación 1.8, Q (la tasa total de entrada de calor a partir de fuentes, por unidad de volumen) se compone de las contribuciones, como el calor de los pozos de inyección y producción, los calores de combustión y de reacción, y calores endotérmicos de la descomposición de minerales. La fuente de calor, en principio, pueden ser funciones de espacio y tiempo, como un frente de combustión en movimiento. La fuerza de cualquier fuente puede ser también afectada por la variable dependiente del sistema, tales como la temperatura y la concentración, y puede variar con el tiempo para nuestro caso una tasa de inyección de calor a través del vapor en forma continua que se está inyectando dentro del yacimiento.

Nomenclatura

U_e	Energía neta transferida
\dot{Q}	Tasa de entrada de energía de fuentes por unidad de volumen
pe	Energía interna por unidad de volumen másico
M_σ	volumétrica de calor de los sólidos del yacimiento



2. MODELAMIENTO MATEMATICO DE LA INYECCION DE VAPOR

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 ECLIPSE⁷. Estos incluyen:

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

El simulador se ha diseñado para ocuparse de condiciones típicas de operación de recuperación termal. Esto incluyen presiones entre 14.7 y 1470 psia, y temperaturas desde temperatura ambiente hasta 700 °F (370 °C)

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.

⁷ SCHLUMBERGER, ECLIPSE Technical Description 2006.1; pagina 903 - 970, 2009.



- 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 a 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 entalpias 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 implícito⁸.

⁸ Ibid. p.1.



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

$$R_{fl} = \frac{d}{dt} (V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad (2.1)$$

Donde “ V_p ” es el volumen poroso, “ F_{fl} ” es la tasa de flujo neta en los bloques adyacentes de la malla 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 malla a cada paso de tiempo:

$$R_e = \frac{d}{dt} (V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_e = 0 \quad (2.2)$$

Donde “ V_b ” es el volumen total, “ F_e ” es la tasa de flujo de entalpia en los bloques adyacentes de la malla, “ C_e ” es la tasa de flujo de energía en los bloques adyacentes de la malla, “ 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 malla a cada paso de tiempo:

$$R_v = V_p - V_f = 0 \quad (2.3)$$

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 términos de volumen de fluidos y de flujo) pueden ser calculadas de las propiedades, cuando las fracciones molares de cada componente en cada fase, sean determinadas⁹.

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

⁹ Ibid. p.2.



$$m_c = m_t L x_o^c + m_t V x_g^c + m_t W x_w^c \quad (2.4)$$

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:

$$m_t = \sum_c m_c + m_w \quad (2.5)$$

“ 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:

$$x_g^c = K^c(P, T) x_o^c \quad (2.6)$$

$$x_g^w = K^w(P, T) x_w^w \quad (2.7)$$

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 ”¹⁰:

$$x_o^c = \frac{m_c}{m_t} \frac{1}{L + K^c V}, \quad c = 1, \dots, N \quad L > 0 \quad (2.8)$$

$$x_g^c = \frac{m_c}{m_t} \frac{K^c}{L + K^c V}, \quad c = 1, \dots, N \quad V > 0 \quad (2.9)$$

¹⁰ Ibid. p.3.



$$x_g^w = K^w, \quad L > 0 \quad (2.10)$$

2.1.4 Fracciones molares totales.

Las fracciones molares totales que se usan en las ecuaciones (2.6) y (2.7) son definidas como:

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

La ecuación (2.4) puede ser escrita en términos de las fracciones molares.

$$\sum_c z_c + z_w = 1 \quad (2.11)$$

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

$$\zeta_c = \frac{m_c}{m_T - m_w} = \frac{z_c}{1 - z_w} \quad (2.12)$$

Sustituyendo esto en la ecuación (2.10) dada

$$\sum_c \zeta_c = 1 \quad (2.13)$$

2.1.5 Flash térmico.

Las cuatro variables flash pueden ser obtenidas de las variables primarias, para resolver las cuatro ecuaciones flash en cada celda¹¹:

$$\sum_c x_o^c = 1 \quad \text{si } L > 0 \quad (2.14)$$

¹¹ Ibid. p.4.



$$\sum_c x_g^c + x_g^w = 1 \quad \text{si } V > 0 \quad (2.15)$$

$$L + V + W = 1 \quad (2.16)$$

$$V_b e = V_p m_t (L e_o + V e_g + W e_w) + (V_b - V_p) e_r \quad (2.17)$$

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):

$$V_o = \frac{m_t L}{b_o}, \quad V_g = \frac{m_t V}{b_g}, \quad V_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (2.18)$$

El balance volumétrico de la ecuación (2.2) puede entonces ser escrito como:

$$R_v = V_p - V_p (V_o + V_g + V_w) = 0 \quad (2.19)$$

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

$$S_o = \frac{V_o}{V_o + V_g + V_w}, \quad S_g = \frac{V_g}{V_o + V_g + V_w}, \quad S_w = \frac{V_w}{V_o + V_g + V_w} \quad (2.20)$$

Como en la ecuación (2.18), las saturaciones de las fases son iguales a los volúmenes específicos. Por consiguiente:

$$S_o = \frac{m_t L}{b_o}, \quad S_g = \frac{m_t V}{b_g}, \quad S_w = \frac{m_t W}{b_w} \quad (2.21)$$

Los números de moles para cada componente (ecuación 2.3) y la densidad de energía (ecuación 2.16), pueden ahora ser escritas en términos de las saturaciones¹²:

¹² Ibid. p.5



$$m_c = S_o b_o x_o^c + S_g b_g x_g^c + S_w b_w x_w^c \quad (2.22)$$

$$V_b e = V_p (S_o b_o e_o + S_g b_g e_g + S_w b_w e_w) + (V_b - V_p) e_r \quad (2.23)$$

Estas dos ecuaciones pueden ser usadas 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”.

$$F_{ci} = \sum_n T_{ni} \sum_p M_p^c dP_{pni} \quad (2.24)$$

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

$$F_{ei} = \sum_n T_{ni} \sum_p M_p^e dP_{pni} \quad (2.25)$$

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:

$$M_p^c = x_p^c k_{rp} (S_p) \frac{b_p}{\mu_p} \quad (2.26)$$

$$M_p^e = H_p k_{rp} (S_p) \frac{b_p}{\mu_p} \quad (2.27)$$

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 ”¹³.

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.

$$dP_{pni} = P_n - P_i + P_{cpn} - P_{cpi} - \rho_{pni} G (D_n - D_i) \quad (2.28)$$

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 ”:

$$Q_{cwi} = -T_{wi} \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{pi} - P_{bh}) M_{pi}^c \quad (2.29)$$

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

$$Q_{ewi} = -T_{wi} \sum_p (P_{pi} - H_{iw} - P_{pi} - P_{bh}) M_{pi}^e \quad (2.30)$$

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 ”¹⁴.

En una malla cartesiana, el ECLIPSE usa la relación:

¹³ Ibid. p.6

¹⁴ Ibid. p.7



$$T_{wi} = \frac{c\theta Kh}{\ln(r_o / r_w) + S} \quad (2.31)$$

Donde, “c” es un factor de conversión de unidades (0.001127 en unidades de campo, 0.008527 en unidades métricas, 3.6 en unidades de laboratorio); “ θ ” es el ángulo del segmento conectado con el pozo, en radianes, en una malla cartesiana este valor es 6.2832 (2π), ya que la conexión se asume en el centro del bloque; “Kh” es la permeabilidad efectiva del espesor neto de la conexión; “ r_o ” es el radio equivalente a la presión del bloque; “ r_w ” es el radio del pozo y “S” es el factor de daño de la formación.

Para pozos horizontales penetrando en la dirección “y”:

$$Kh = D_y (k_x k_z)^{1/2} \quad (2.32)$$

El radio equivalente a la presión del bloque es definido como la distancia del pozo en que la presión local es igual a la presión promedio nodal del bloque. En una malla cartesiana se usa la fórmula de Peaceman, que es aplicable a bloques rectangulares en que la permeabilidad puede tener anisotropía ($k_x \neq k_y \neq k_z$). Se asume que el pozo penetra el bloque, a través de su centro, perpendicularmente a sus dos caras en el plano (X-Z).

$$r_o = 0.28 \frac{\left[D_x^2 \left(\frac{K_z}{K_x} \right)^{1/2} + D_z^2 \left(\frac{K_x}{K_z} \right)^{1/2} \right]^{1/2}}{\left(\frac{K_z}{K_x} \right)^{1/4} + \left(\frac{K_x}{K_z} \right)^{1/4}} \quad (2.33)$$

Donde, “ D_x ” y “ D_z ” son las dimensiones del bloque en las direcciones “x” y “z” y “ K_x ” y “ K_z ” son las permeabilidades en estas direcciones.

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”:

$$C_{ei} = -\sum_n \Psi_{ni} \Lambda (T_i - T_n) \quad (2.34)$$



Donde; " Ψ_{ni} " es la transmisibilidad de conducción entre las celdas " n " e " i " y " Λ " es la saturación *upstream* dependiente del multiplicador de conductividad¹⁵.

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 y el balance volumétrico). 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 de 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 tiempo¹⁶.

La ecuación del residuo no lineal:

¹⁵ Ibid. p.8.

¹⁶ Ibid. p.9



$$R(X) = 0$$

Se resuelve iterativamente:

$$X_n = X_{n-1} + \Delta X_{n-1} \quad (2.35)$$

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.

$$J = \begin{matrix} & P & m_1 & m_2 & \dots & e \\ \text{comp1} & \begin{bmatrix} x & x & 0 & \dots & 0 \\ x & 0 & x & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ x & 0 & 0 & \dots & x \\ x & x & x & \dots & x \end{bmatrix} \\ \text{comp2} & \\ \dots & \\ \text{Energía} & \\ \text{Balance volumétrico} & \end{matrix} \quad (2.35)$$

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:

$$R_m = PV - FV = 0 \quad (2.36)$$

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



$$FV = PV \left(\frac{m_l L}{b_o^m} + \frac{m_l V}{b_g^m} + \frac{m_w}{b_w^m} \right) \quad (2.37)$$

Con la densidad molar total de hidrocarburos dada por:

$$m_t = \sum_c m_c \quad (2.38)$$

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:

$$J = \begin{matrix} & P & S_w & m_1 & \cdots & m_N \\ \text{Agua} & \begin{bmatrix} x & x & x & \cdots & x \end{bmatrix} \\ \text{compl} & \begin{bmatrix} x & x & x & \cdots & x \end{bmatrix} \\ \cdots & \begin{bmatrix} \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \end{bmatrix} \\ \text{Comp } N_c & \begin{bmatrix} x & x & x & \cdots & x \end{bmatrix} \\ \text{Balance volumétrico} & \begin{bmatrix} x & x & x & \cdots & x \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.39)$$

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 como¹⁷:

$$R_{fu} = J - H_l + H_v \quad (2.40)$$

Donde:

$$H_l = \ln \left(\frac{f_l}{Px} \right) \quad (2.41)$$

¹⁷ Ibid. p.10



$$H_v = \ln\left(\frac{f_v}{P_y}\right) \quad (2.42)$$

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

$$R_n = \sum_i \left(z_i \frac{(K_i - 1)}{1 + V(K_i - 1)} \right) - 1 = 0 \quad (2.43)$$

Donde “ z_i y K_i ” son los 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.

$$R_{fu}(X_f) = 0 \quad (2.44)$$

2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS.

2.2.1 Capacidad calorífica de la roca.

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

$$H_r = C_{r0}(T - T_{ref}) + \frac{C_{r1}(T - T_{ref})^2}{2} \quad (2.45)$$

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 permeabilidad¹⁸.

2.2.3 K-valores.

¹⁸ Ibid. p.11



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:

$$k_{(P,T)} = e^{5.372697(1+A_c)(1-T_{crit}/T)} * \frac{P_{crit}}{P} \quad (2.46)$$

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

Densidad de la fase aceite.

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

$$b_o = \frac{1}{V_{oil}} \quad (2.47)$$

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

$$V_{oil} = \sum_{c=1}^{N_c} x^c V_{oil}^c \quad (2.48)$$

“ 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:

$$V_{oil}^c = \frac{MW^c}{\rho^c} \quad (2.49)$$



Donde, “ MW^c ” es el peso molecular del componente y “ ρ^c ” la densidad del componente, que está dada por¹⁹:

$$\rho^c = \frac{\rho_{ref}^c}{[1 + C_{T1}(T - T_{ref})][1 - C_p(P - P_{ref})]} \quad (2.50)$$

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.

Nomenclatura

P	Presión
m_i	Densidad molar de cada componente hidrocarburo
m_w	Densidad molar del componente agua
e	Densidad total de energía interna
V_p	Volumen poroso
F_{fi}	Tasa de flujo neta en los bloques adyacentes de la malla
Q_{fi}	Tasa de flujo neta en los pozos durante el paso del tiempo
V_b	Volumen total
F_e	Tasa de flujo de entalpia en los bloques adyacentes de la malla
C_e	Tasa de flujo de energía en los bloques adyacentes de la malla
Q_{hl}	Tasa de flujo de energía hacia los bloques circundantes (perdidas de calor)
Q_e	Tasa de flujo de entalpia en los pozos durante el paso del tiempo
V_f	Volumen de fluidos
L	Fracción molar de aceite
V	Fracción molar de vapor
W	Fracción molar de agua
K	K-valores
T_{ni}	Transmisibilidad entre las celdas n e i
M_p^c	Movilidad del componente c en la fase p
M_p^e	Movilidad de la entalpia en la fase p

¹⁹ Ibid. p.12



3 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACION

3.1 SIMULADOR

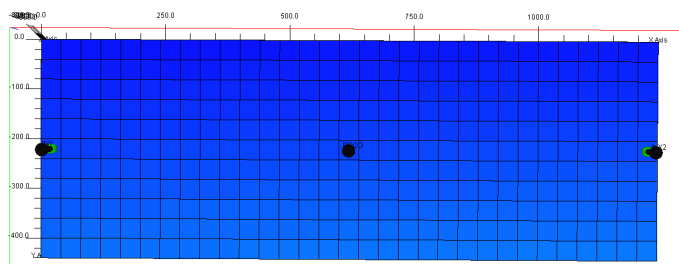
Para la construcción de cada uno de los casos se hizo necesario el uso del simulador termal ECLIPSE E300 por lo que la inyección de vapor continua es un tipo de recobro que se aplica a yacimientos de crudos pesados donde la viscosidad es alta a presión y temperatura inicial del mismo; y que disminuye considerablemente con el aumento de la temperatura, por lo que se requiere hacer un estudio del comportamiento termodinámico al crudo mediante el uso de este tipo de simulador térmico.

3.2 CREACIÓN DEL MODELO

Para la construcción del modelo piloto se tuvo en cuenta estudios anteriores (Taber J, Mago, L) y posibles estandarizaciones del modelo (inyección de vapor) en cuanto a áreas se refiere, para ello se creó una malla cartesiana de bloques centrados de (31,11,10) celdas en las direcciones X,Y,Z respectivamente; con tamaños de celda de (40,40,6)ft para las direcciones X,Y,Z respectivamente; obteniendo un área total de 545600 ft² o 12.5 acres como lo recomienda “SEGREGATED IN-SITU COMBUSTION PROCESS (SISC) Y TOE TO HEEL AIR INJECTION (THAI)”²⁰.

La cantidad de celdas en las direcciones x,y,z fueron tomadas para observar las distribución homogénea de los pozos y la distribución del frente de calor para los casos simulados (ver figuras 4 y 5).

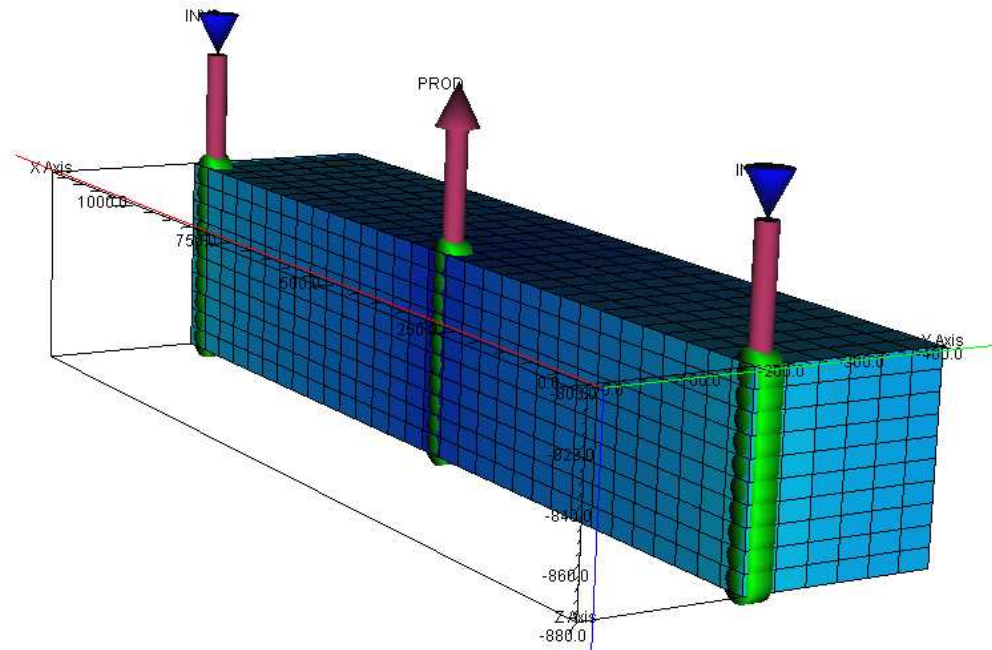
Figura 4. Vista de planta de la malla usada



²⁰ TABER J. EOR screening criteria revisited- part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects, Spe new mexico 1997. MAGO, ALONSO LUIS. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Assess Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.



Figura 5. Vista transversal de la malla usada



(Fuente: Eclipse Office -Schlumberger -GeoQuest)

3.3 PROPIEDADES PVT DEL CRUDO

Puesto que el proyecto es netamente teórico, y la información es un poco restringida se optó por usar la información encontrada en “ADEQUATE DESCRIPTION OF HEAVY OIL VISCOSITIES AND A METHOD TO ASSES OPTIMAL STEAM CYCLIC PERIODS FOR THERMAL RESERVOIR SIMULATION”²¹ elaborada por ALONSO LUIS MAGO”, en donde se muestra la caracterización de un crudo pesado para el posterior uso en un sistema de recuperación térmica (inyección cíclica de vapor). El PVT utilizado en el análisis es del crudo pesado del campo La Hamaca que se encuentra en la faja del Orinoco en Venezuela.

En la tabla 4 podemos encontrar la composición y propiedades físicas del crudo La Hamaca

²¹ 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 4. Composición y propiedades físicas del crudo La 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 Mole %	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

La viscosidad es un elemento muy importante para el modelamiento PVT del crudo, por ello se muestra la variación de la viscosidad con respecto a la temperatura (ver tabla 5 y Gráfica 1)²².

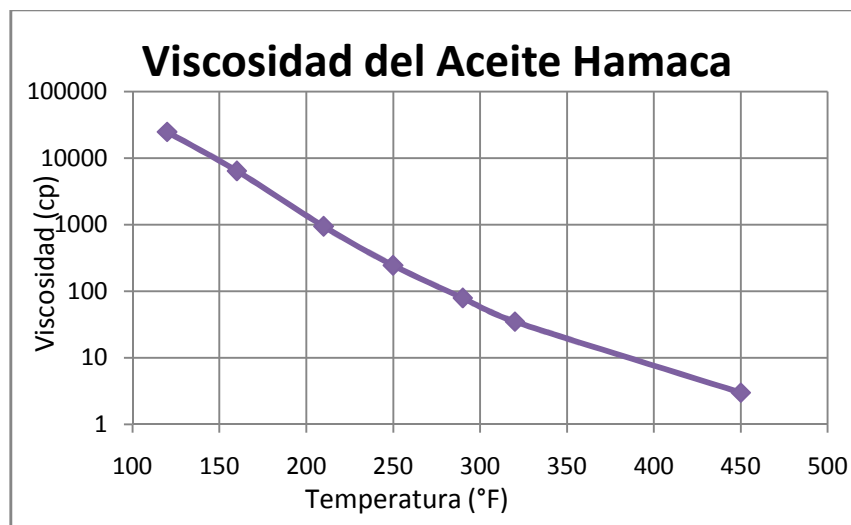
²² MAGO, ALONSO LUIS. Adequate Description of Heavy Oil Viscosities and a Method to Asses Optimal Steam Cyclic Periods for Thermal Reservoir Simulation. Texas A&M University. Mayo 2006.



Tabla 5. Viscosidad del crudo 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

Gráfica 1. Comportamiento de la viscosidad del crudo Hamaca



Para la correcta aplicación de las propiedades PVT en el simulador ECLIPSE E300 el autor plantea una agrupación de los componentes en cuatro pseudo-componentes con el fin de llegar a una total compatibilidad con las propiedades del mismo. A continuación se muestra los componentes planteados con sus propiedades respectivas, pesos moleculares, temperaturas y presiones críticas, factor acéntrico y composición molar (ver tabla 6).

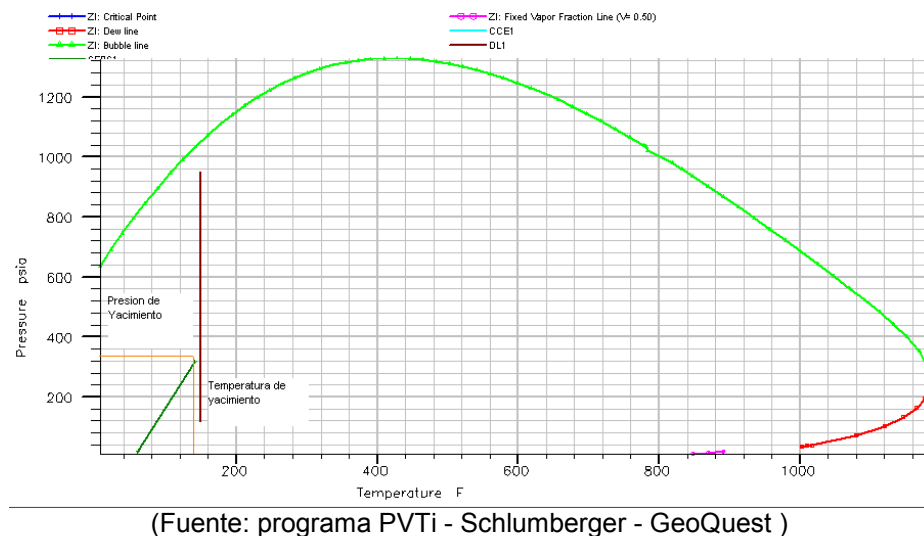


Tabla 6. Agrupación de componentes usados en la simulación

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 facilidades de manejo con las simulaciones se tomó como presión y temperatura iniciales de yacimiento las tomadas en la evaluación hecha por Alfonso Luis mago las cuales fueron de 350 psi de presión inicial y 150°F de temperatura inicial

Figura 6. Diagrama de fases PVT del crudo la Hamaca



3.4 DESCRIPCION GENERAL DEL YACIMIENTO

Para los casos simulados se usó una malla estándar con las dimensiones mencionadas anteriormente y con parámetros propios de yacimiento tomados de diferentes estudios con información real, aplicados en yacimientos de crudo pesado donde se ha aplicado el sistema de inyección de vapor. A continuación se muestra los parámetros iniciales del yacimiento.



Tabla 7. Propiedades del yacimiento

PROPIEDADES	VALOR
Profundidad al tope de la formación	3000 ft
Longitud horizontal. (X)	1240 ft
Longitud horizontal. (Y)	440 ft
Temperatura	150 °F
Espesor (z)	60 ft
Porosidad	30 %
Saturación Inicial de Aceite	55 %
Presión inicial a 3000 (ft)	1750 psi
Compresibilidad de la roca (Psi ⁻¹)	3.3x10 ⁻⁴

Tabla 8. Distribución de Permeabilidades en la malla

<i>Capa</i>	<i>Perm X (md)</i>	<i>Perm Y (md)</i>	<i>Perm Z (md)</i>
1	600	600	500
2	600	600	500
3	600	600	500
4	600	600	500
5	600	600	500
6	600	600	500
7	600	600	500
8	600	600	500
9	600	600	500
10	600	600	500

Como parámetros operacionales se hizo necesario tomar un esquema de 3 puntos normal (dos pozos inyectores en los extremos y uno productor en el centro), con el fin de mejorar el desplazamiento del crudo por el frente de vapor; puesto que dentro de los objetivos planteados es hacer una evaluación económica del proyecto, se decidió hacer varias corridas variando el caudal de inyección de vapor para así determinar el óptimo y disminuir los costos. El caudal inyectado en cada pozo inyector valga la redundancia es constante para cada uno de los casos a lo largo del proyecto.



Tabla 9. Parámetros operacionales del sistema de inyección de vapor continua

PARÁMETRO	VALOR
Distancia entre Pozos	600 ft
Caudal de Inyección de Vapor	(1600-4000) BPD
Temperatura de Inyección	500 °F
Calidad del Vapor	80 %
Pwf Pozo Productor	800 psi
Tiempo de Simulación	(10 años)

3.5 DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN

En primera instancia las simulaciones fueron hechas en el simulador termal ECLIPSE E300 para un yacimiento de crudos pesados con tres pozos (dos inyectores y uno productor) de acuerdo a la descripción dada anteriormente.

Para iniciar con el proceso de ingreso de datos en el simulador se deben tener en cuenta cada una de las opciones que el mismo proporciona, y en la forma como las muestra; este simulador permite el ingreso de los datos por medio de keywords (palabras claves) de acuerdo al modelo que se requiera simular.

Haciendo un recorrido muy general por el tipo de keywords que se añadieron para las simulaciones y de acuerdo a los parámetros del yacimiento escogidos en el trabajo de Alfonso Luis Mago²³, se tiene que: las fases definidas fueron el aceite, gas y agua teniendo en cuenta que bajo algunas condiciones se podría liberar algo de gas, puesto que el yacimiento es somero y de baja presión; se seleccionó que el tipo de solución utilizada por el simulador fuera (FullyImplicit); se adicionaron dos parámetros concernientes a la roca los cuales son las conductividad térmica y la capacidad calorífica, la primera con un valor ($24 \text{ Btu } ^\circ\text{F}/\text{ft día}$) y la segunda con ($35 \text{ Btu } ^\circ\text{F}/\text{ft}^3$).

Los pozos especificados son verticales; para el caso de los pozos inyectores se hace el control sobre el caudal de inyección variando este valor dentro del rango especificado anteriormente, y para el caso del pozo productor se ejerció un control sobre su Pwf (presión de fondo de pozo fluyendo) el cual fue de 800 psi para todas las corridas.

Al final se definen los parámetros que se requieren para el posterior análisis, producciones instantáneas y acumuladas, producción de agua en el campo,

²³ 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.



presión de yacimiento, temperatura en los pozos y a lo largo del campo, viscosidad del crudo en el pozo productor, petróleo original in-situ, tiempo de simulación, etc.

3.5.1 Variación en las simulaciones de yacimiento

Adicionalmente se diseñaron cuatro nuevos casos partiendo del caso base con el fin de obtener mejores resultados en el momento de retornos de crudo, eficiencia económica y curvas de producción más definidas para el posterior análisis de curvas de declinación. Todos los casos definidos bajo el caudal de inyección óptimo que se encontró en el caso base.

A continuación se hace una descripción de los casos simulados

Tabla 10. Descripción de los casos simulados

Caso	Descripción Caso
1	Caso base, caudal de inyección 1800 bls.
2	Caso base, con estimulación en el área del pozo productor a $t=0$ días, para ello se hizo un aumento de la permeabilidad en el área de pozo productor hasta los 1600 md (estimulación matricial, $K_x=K_y=K_z= 1600$ md).
3	Caso base, con estimulación matricial en el área del pozo productor a $t= 760$ días, aumento de permeabilidad a 1600 md. ($K_x=K_y=K_z= 1600$ md)
4	Caso base, con instalación de un sistema de levantamiento artificial a $t=0$ días, para ello se simuló que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) del pozo productor se redujera a 300 psi.
5	Caso base, con instalación de un sistema de levantamiento artificial a $t=760$ días, disminución en la presión de fondo fluyendo del pozo productor a 300 psi.

Para los casos donde se hizo la estimulación, se determinó que el valor de 1600 md era la cantidad límite para este tipo de formación suponiendo que al hacer un trabajo real de estimulación ácida se creara un skin de -3.

Para los casos donde se decidió instalar un sistema de levantamiento artificial, se determinó que el valor de 300 psi es un valor cuasi-ideal para la producción de crudo bajo estas condiciones.



Se encontró con respecto al caso base que el momento donde la curva de producción cambia de tendencia, se acelera la declinación, aproximadamente a los 760 días observado de acuerdo a los análisis del siguiente capítulo utilizando las curvas de declinación.



4. ANALISIS DE LA SIMULACIÓN POR CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de las curvas de declinación de la producción es un método utilizado para evaluar un pozo en forma individual o el campo en general y así poder predecir que se espera o a que tiempo se puede realizar algún trabajo para aumentar la producción, además junto con un análisis económico se predice que decisiones tomar al respecto dependiendo de la viabilidad económica; es posible además, si se tienen varias zonas productoras analizarlas conociendo el historial de la producción y realizar diferentes trabajos por zonas, ya que estas nos muestran como se comporta el yacimiento dependiendo del trabajo realizado.

Al utilizar este método tanto matemático como gráfico, se toman una serie de extrapolaciones que no se rigen por las leyes físicas de movimiento del fluido dentro del yacimiento, es necesario tener en cuenta que si se encuentra el límite económico antes de terminar la simulación no es necesario hacer tal extrapolación, en caso contrario se extrapola de acuerdo a los eventos o intervenciones que se piensen realizar.

Además, es necesario tener en cuenta que estas curvas de declinación no son acumulativas, es decir que si se toma la declinación de dos pozos como si fuera uno solo, no resulta consecuente debido a que ambos se comportan de forma diferente puesto que el yacimiento va cambiando punto a punto y así se tuvieran características muy similares el resultado de los análisis generaría confusión al evaluar las reservas futuras o la productividad potencial y además estos datos serían erróneos, porque se tomaría la suma de dos comportamientos de producción para dos condiciones diferentes dentro del yacimiento.

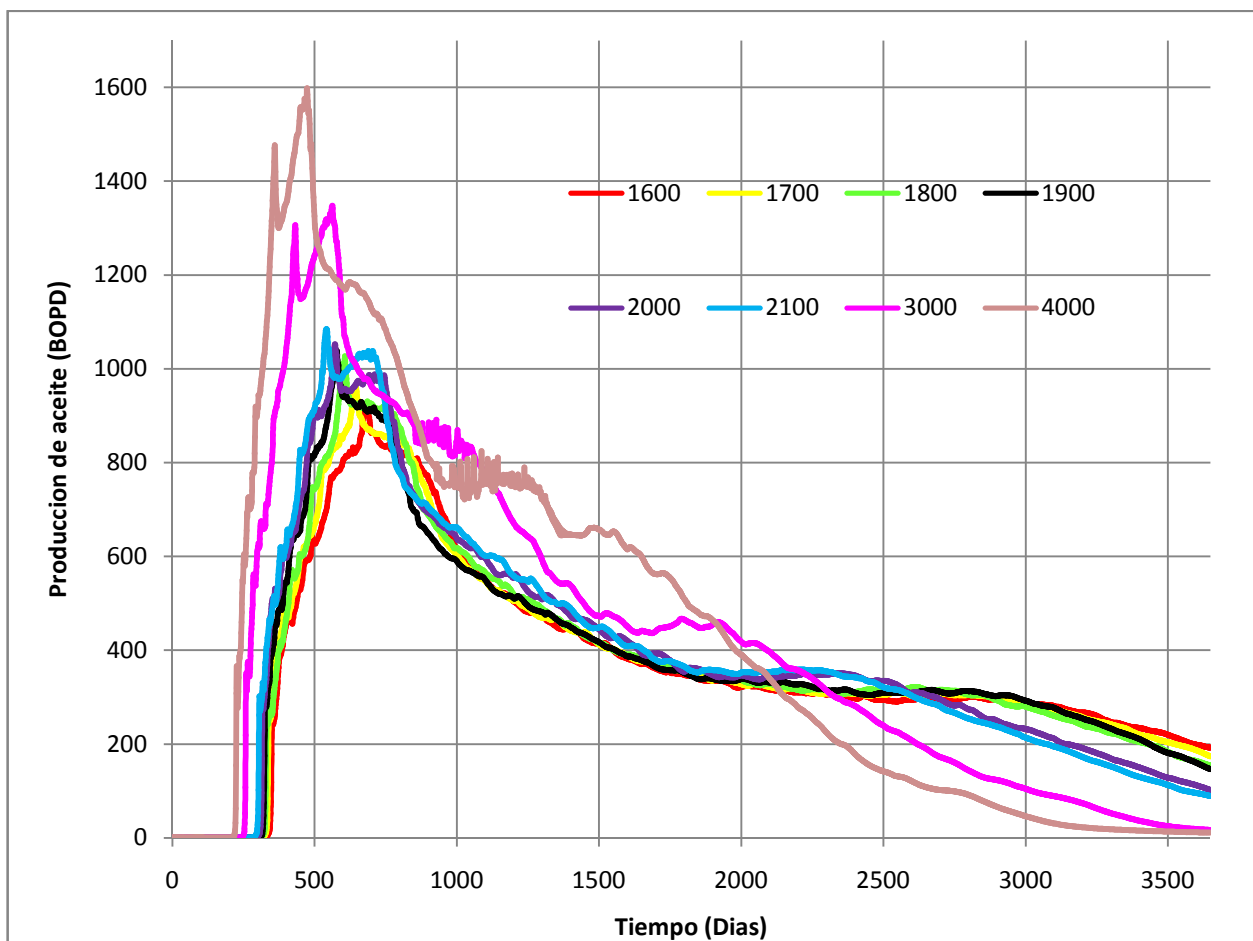
Es necesario día tras día tener actualizada la información de campo, para que sea confiable el análisis que se realiza, es posible que de un momento para otro disminuya o aumente la producción. Es preciso tener en cuenta que el historial de los pozos o del yacimiento debe ir de la mano de todas las actividades que se estén realizando, ya sea cambio de sistema de producción, optimización a estos sistemas o cuando se trata de todo el yacimiento la entrada o abandono de los pozos; todo lo que nos pueda suministrar información de lo que está pasando en el yacimiento, con el movimiento de los fluidos dentro del mismo, debido a que teniendo una expectativa de lo que pueda pasar al compararla con lo que está pasando, se puedan planear nuevas alternativas para mantener lo esperado y siempre en pro de aumentar y si fuese el caso contrario que reacondicionamiento implementar.

Para poder aplicar el concepto de curvas de declinación de la producción en la evaluación de un proyecto de inyección de vapor, es necesario observar los resultados de las simulaciones realizadas.



En la gráfica 2 se presentan los comportamientos del aceite recuperado en función de las tasas de inyección de vapor establecidas, no podemos a simple vista seleccionar la mejor opción; las curvas que presentan mayor producción en los primeros tiempos son las de menor producción en los últimos tiempos. Para hacer una correcta selección se deben tener en cuenta los resultados a nivel económico y de recuperación de petróleo.

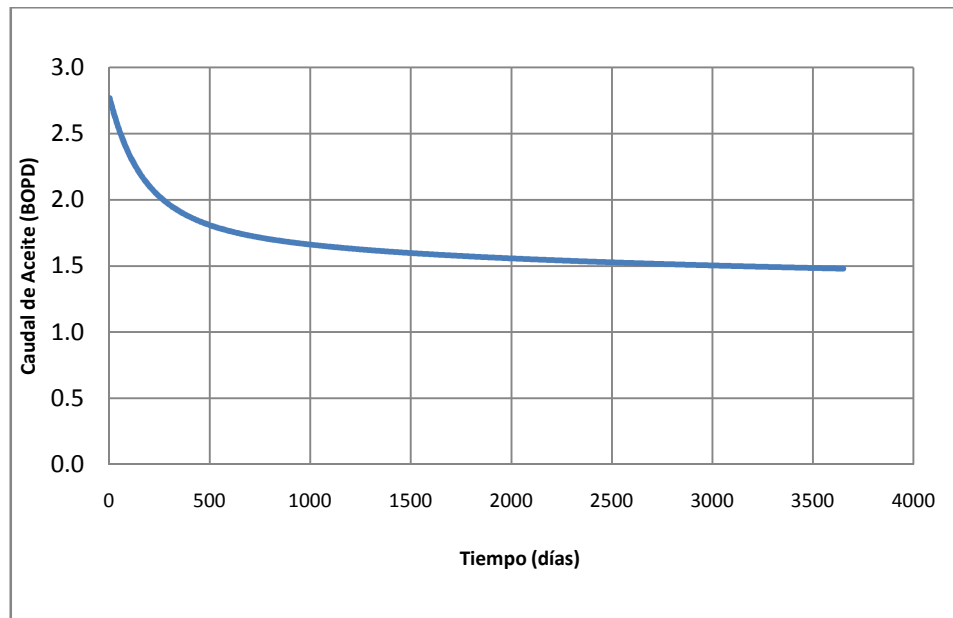
Gráfica 2. Curvas de declinación de la producción a diferentes tasas de inyección de vapor (bls de agua equivalente)



Antes de que el frente de calor alcance la cara del pozo todas las curvas tienen el mismo comportamiento de la producción debido a que la viscosidad no tiene ningún cambio, a medida que esta propiedad disminuye se aumenta la movilidad del fluido dentro del yacimiento. Si no se inyectara vapor, el comportamiento del proceso en frío sería como el mostrado en la Gráfica 3.



Gráfica 3. Producción en frío del caso base.

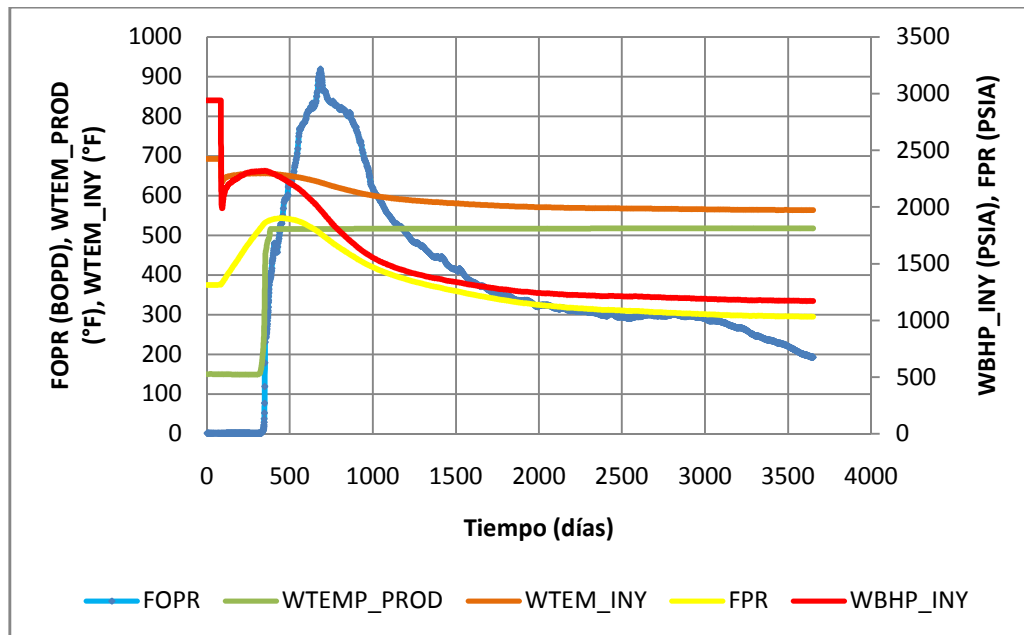


Para dar explicación al comportamiento de la producción es necesario tener en cuenta la transferencia de calor y el flujo de fluidos en medios porosos-permeables los cuales son manejados por descripciones físicas y por medio de análisis matemáticos; gracias a esto es posible diseñar, implementar, controlar e interpretar los proyectos térmicos. Estas soluciones numéricas de los problemas matemáticos que representan la realidad física son esenciales, incluso si son sólo estimaciones ya que en la práctica estos cálculos son necesarios para estimar el tamaño de los equipos y la duración o atractivo económico de los proyectos.

Basados en estas estimaciones matemáticas, la temperatura y la presión hacen que cambien las condiciones del sistema y el simulador numérico las encierra dentro de un contexto para darle solución; si Gráficamos las variables que cambian, cuando varía la temperatura podremos encontrar que el pico de máxima producción se da en el instante cuando el frente de calor irrumpe la cara de pozo productor. Ver gráfica 4



Gráfica 4. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 1600 Bls de agua equivalente.



Como la cantidad de vapor inyectada es poca, se tienen diferentes picos a medida que el frente de calor avanza por las capas de diferentes permeabilidades, haciendo varios barridos con el transcurrir del tiempo; es de notar que el primer pico se ve cuando las temperaturas del pozo productor se estabilizan y las de los inyectores caen muy poco en forma constante. Estas gráficas no tienen caídas relevantes debido a que el diseño que presentan las calderas es el de inyectar la misma cantidad de vapor y generar el mismo calor; pero al encontrarse con las condiciones petrofísicas y de los fluidos del yacimiento estas condiciones empiezan a cambiar punto a punto, por esto la temperatura cae y la presión del yacimiento también después de establecerse un equilibrio termodinámico, puesto que el yacimiento en un comienzo se presuriza pero al empezar a producir se drena fluido y la presión declina, que en un principio no presentaba este comportamiento, esto debido a que la producción era muy poca; el simulador numérico arroja los valores de acuerdo a las características que encuentra punto a punto en el medio poroso-permeable.

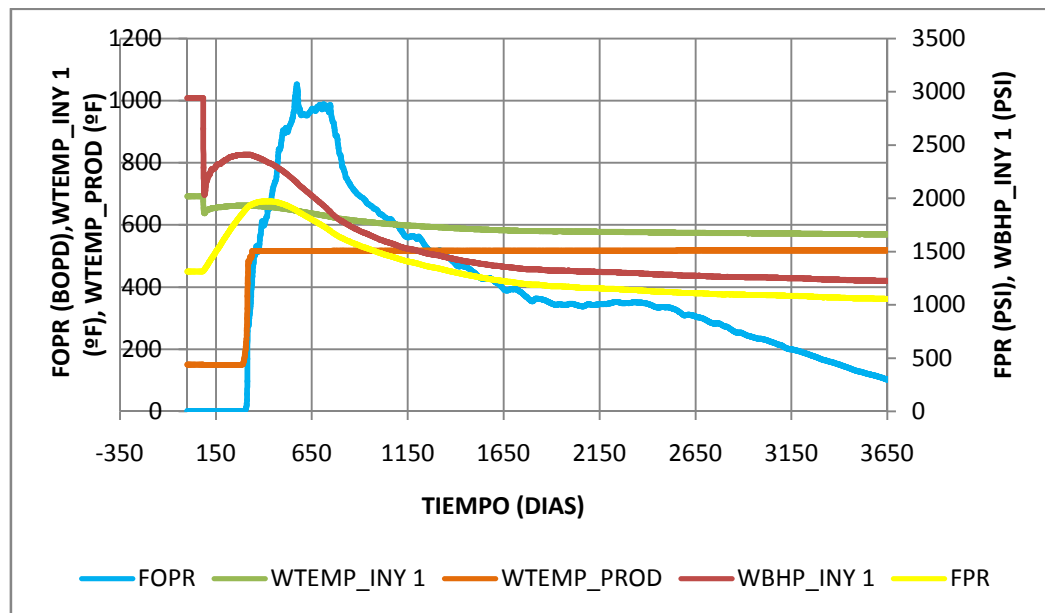
El vapor inyectado por ser menos denso tiende a irse hacia la parte superior de la capa productora calentándola, la temperatura del pozo productor es un promedio de todo el intervalo cañoneado, para este caso toda la capa, este vapor de agua al tener cambios de temperatura bruscos cambia su estado convirtiéndose en agua aumentando el corte de agua del pozo productor, teniendo cortes de agua muy altos; sin embargo en ocasiones los cambios de las condiciones petrofísicas hacen



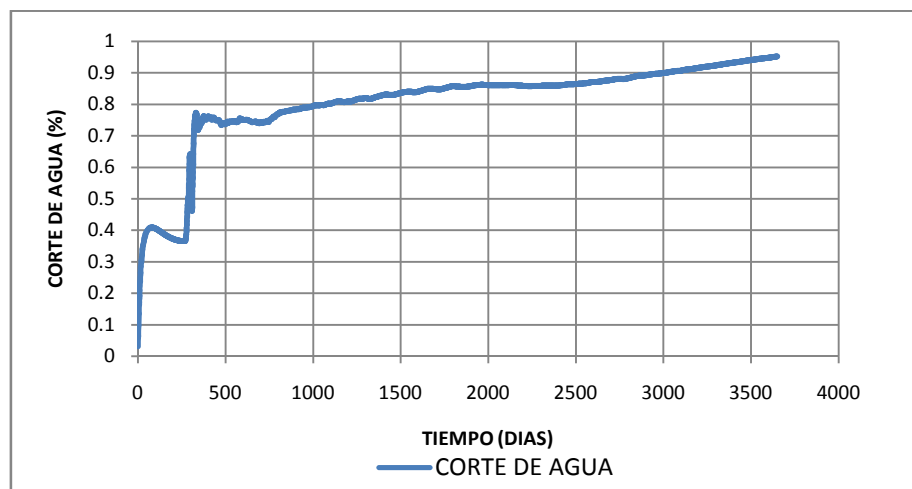
que el corte de agua baje y la producción aumente, en los casos en donde la permeabilidad relativa del fluido cambia dependiendo de la saturación agua.

En las gráficas 5 y 6 se muestran los comportamientos de las variables involucradas en la simulación para la inyección 2000 bls de agua equivalente donde se compara el efecto del frente de avance con respecto al corte de agua.

Gráfica 5. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección 2000 Bls de agua equivalente.



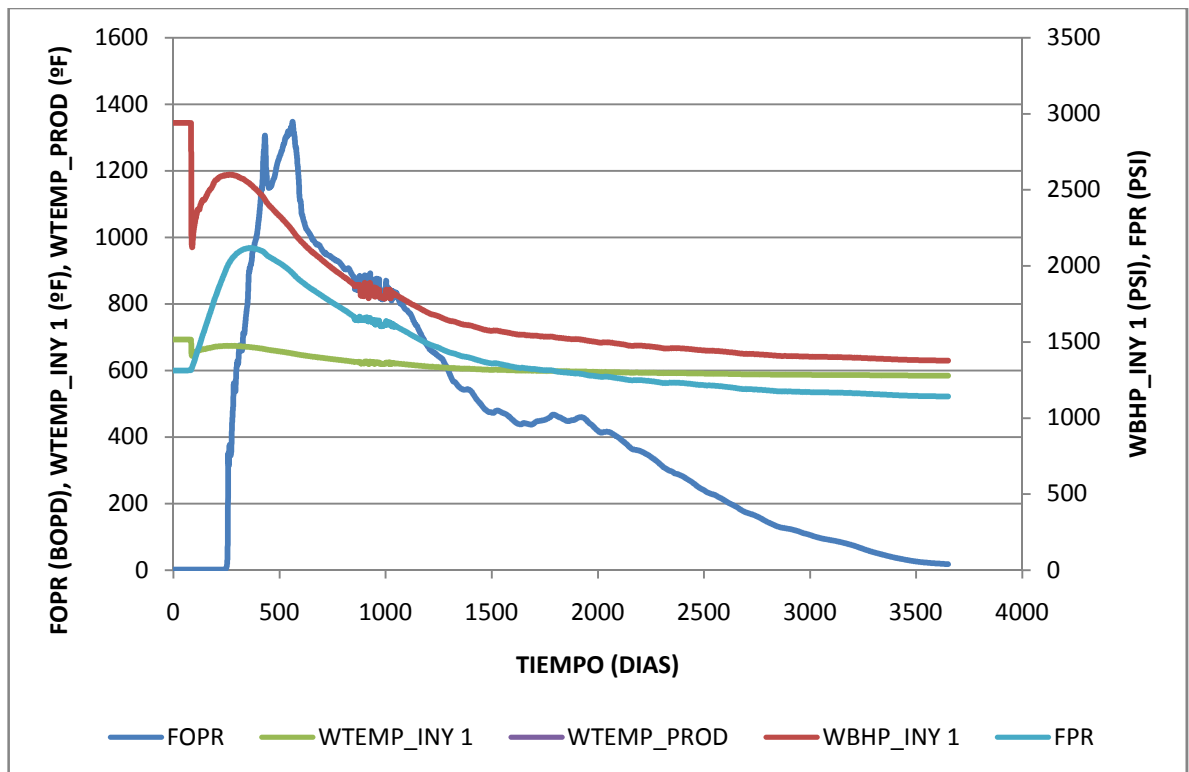
Gráfica 6. Corte de agua durante el tiempo de la simulación al inyectar 2000 Bls de agua equivalente.





Al comparar el gráfico de corte de agua y la producción diaria, se observa que en el momento en que baja el corte de agua aumenta la producción, aumentando en ciertos puntos la movilidad ya que como existen cambios en la permeabilidad, también se dan estos cambios en la viscosidad del fluido, a medida que el vapor va recorriendo las zonas, es necesario tener en cuenta que a un tiempo determinado se toma un promedio de las propiedades de los fluidos, pero el frente de calor como manifestación de la temperatura si es posible verse en un sistema en tres dimensiones, teniendo que ver con las propiedades petrofísicas y de los fluidos que intervienen en el sistema dentro del yacimiento.

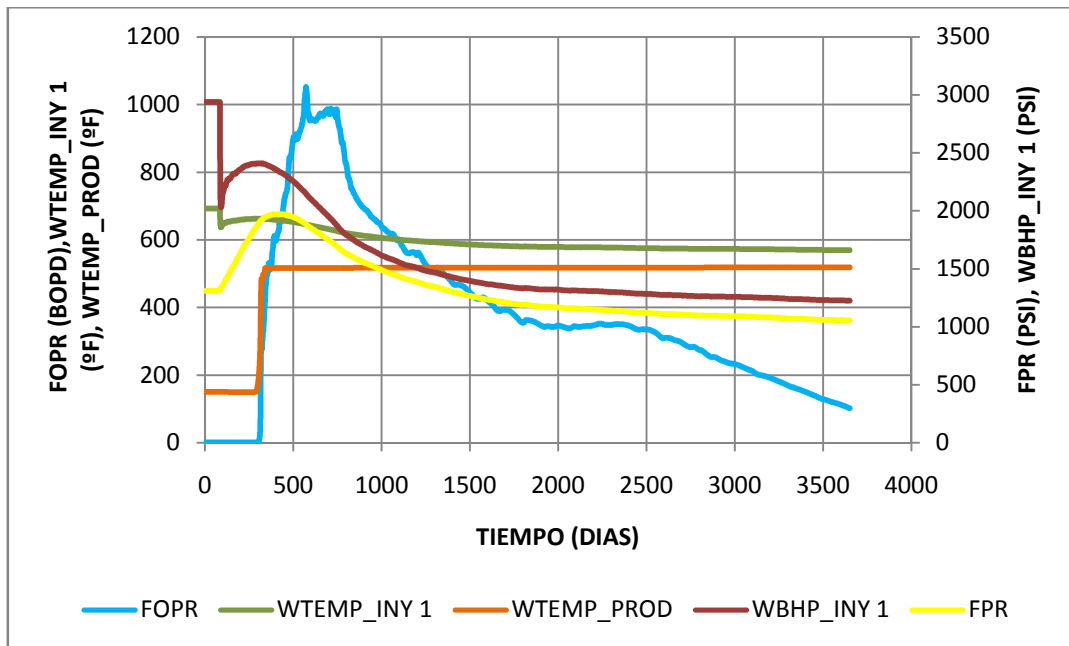
Gráfico 7: Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 3000 Bls de agua equivalente.



El efecto de una mayor inyección de vapor se nota en la curva de producción hacia el final de la simulación, siendo la caída abrupta para los casos donde se inyectaron 3000 y 4000 bls de agua equivalente (ver gráficas 7 y 8)



Gráfico 8: Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 4000 BIs de agua equivalente.



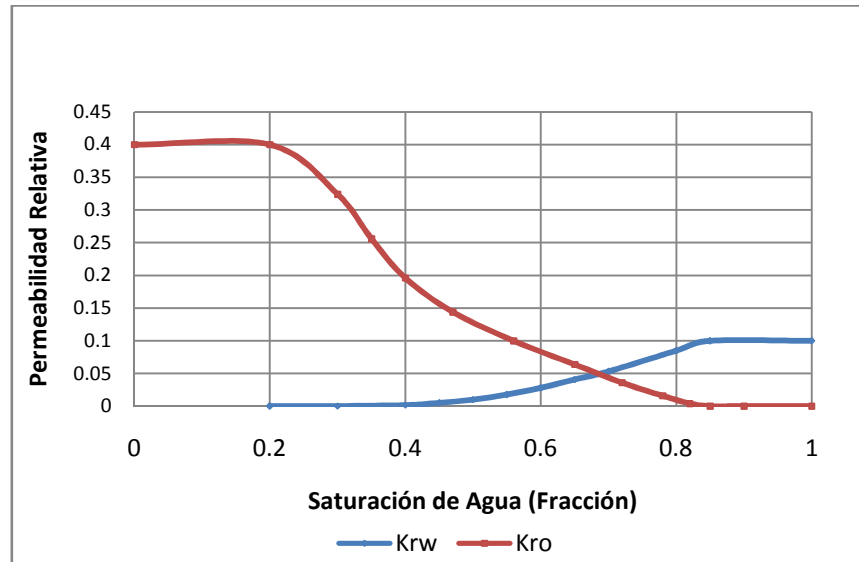
Aunque no se encuentre en el contacto agua-aceite es necesario tener en cuenta que el agua inyectada pasa de estado vapor a estado líquido y entre los dos fluidos existe una diferencia de presiones en las gargantas de los poros, esta diferencia de presión influye demasiado con respecto a la saturación, dependiendo de cómo se desplaza el fluido en este medio. El cambio de temperatura hace que cambie la densidad del fluido y por lo tanto cambien las fuerzas ejercidas dentro del poro, debido a que las fuerzas ejercidas en los poros son viscosas y capilares, la temperatura es un factor fundamental para el cambio en el movimiento de fluidos dentro del yacimiento.

Estos cambios son debidos a los datos arrojados por la simulación, la temperatura es la pauta para el cambio de densidad y por ende al cambio en la presión capilar ya que esta depende de la densidad, como muchos otros factores tales como la saturación que es en función de la permeabilidad relativa, teniendo en cuenta que la permeabilidad absoluta no es homogénea en el yacimiento, los cambios de la temperatura no hace que aumente en gran cantidad la densidad del agua pero si la del crudo por sus componentes.

Si observamos la gráfica de permeabilidad de los fluidos del yacimiento encontramos que el cambio en la saturación afecta mucho más la movilidad del petróleo que la del agua, (ver gráfica 9).



Gráfico 9: Curva de Permeabilidad Relativa, presentada en el yacimiento.



Esto nos indica que el cambio de la temperatura y presión hace que cambie la movilidad de los fluidos dentro del yacimiento, si se inyecta gran cantidad de vapor con el paso del tiempo la condensación de este crea canales que hace que disminuya la producción de aceite canalizando el agua y produciendo grandes cantidades de agua, aunque baje la viscosidad del petróleo, pero también si es poco lo inyectado aunque se mantenga la producción lo recuperado es muy poco, es necesario entonces introducir el término del límite económico, para conocer según la simulación la mejor cantidad de vapor a inyectar.

Es de notar que el parámetro más significativo es la viscosidad, a mayor cantidad de vapor inyectado la temperatura aumenta dentro del sistema y es también de esperar que el paso de este fluido por el medio poroso-permeable también cambiará.

El análisis de curvas de declinación es posible aplicarla a curvas de producción, en este caso la simulación nos sirvió para pronosticar que rata de vapor de agua es posible inyectar para encontrar la mayor recuperación teniendo un cuenta un límite económico.

Partiendo de que el factor de recobro FR, es la relación entre la cantidad de petróleo total producido N_{po} , a una fecha y el petróleo original en la fase líquida N_{oi} , es posible encontrar los diferentes factores de recobro para cada cantidad de agua equivalente inyectada.



El Noi calculado por el simulador Eclipse 300 es de 1694529 bls. Datos del modelo descrito en el capítulo 3.

Este valor es calculado de la siguiente forma

$$Vb = 1240 * 440 * 60 = 32736000 \text{ ft}^3 \quad (4.1)$$

$$Vp = \frac{32736000}{5.615} * 0,3 = 1749029,386 \text{ Bbls} \quad (4.2)$$

Debido a que las rocas tienen un valor de compresibilidad, el verdadero volumen poroso a la presión inicial promedio del yacimiento es:

$$Vp = 1749029,386 * e^{[(3.3*10^{-4}) * (1800-75)]} = 3090432,341 \text{ Bbls} \quad (4.3)$$

$$Noi = 3090432,341 * 0.548 = 1694529 \text{ Bbls} \quad (4.4)$$

$$FR = \frac{Npo}{Noi} * 100 (\%) \quad (4.5)$$

En el simulador Eclipse 300 la palabra clave (keywords) relacionado con Npo es FOPT y Noi es FOIP, de acuerdo con esto en la tabla 11 se presentan los resultados encontrados de acuerdo a las simulaciones.

Tabla 11. Factores de Recobro para cada cantidad de barriles de agua equivalente inyectada para los 10 años propuestos.

Barriles de Agua Equivalente Inyectada	Npo (FOPT)x 1000 bls	FR (%)	FR neto (%)
1600	1351.466	79.75	57.29
1700	1371.371	80.93	57.06
1800	1389.553	82	56.73
1900	1397.327	82.46	55.79
2000	1419.559	83.77	56.33
2100	1427.058	84.22	55.7
3000	1548.834	91.4	55.34
4000	1648.597	97.23	41.16

Para los cálculos del factor de recobro neto concernientes a la tabla 11 se relacionó el factor de recobro obtenido con una cantidad de barriles usados como combustible para la generación de vapor.



La liberación de energía durante la combustión de este aceite pesado es aproximadamente equivalente a 5.94 MMBTU/barril. Para calcular la cantidad de energía necesaria para generar el vapor, se consideró que el agua de alimentación tenía una temperatura de 60 °F (Condiciones Estándar), y la temperatura y presión de salida del generador de vapor fue de 600 °F y 1400 psi respectivamente. Sin embargo no toda la energía liberada se transfirió al agua; parte de estas pérdidas fueron a la atmósfera y a los elementos adyacentes al sistema; para este estudio se consideró que la eficiencia de la caldera fue del 90%.

Los generadores comerciales típicamente tienen entre un 80%-90% de calidad para evitar la precipitación de scaling (escamas) y sales en los tubos de generador; este hecho fue también considerado para los cálculos. La calidad del vapor inyectado a la cabeza el pozo fue aumentada al 100%, considerando la inclusión de la trampa de agua justo antes del cabezal del pozo.

Con un barril de aceite quemado, 15.5 barriles equivalentes de agua son convertidos para generar vapor considerando, la eficiencia del generador (90%) y una calidad de salida del generador de 80%²⁴.

Con los factores de recobro de la Tabla 11 es posible deducir que entre más vapor se inyecte mas se recuperará, sin embargo se debe tener en cuenta que existe un límite económico que nos indica en qué momento se supe lo gastado y genera además un poco más, por medio de la relación vapor inyectado acumulado N_{inj} , aceite producido acumulado N_{po} , este análisis se hace de acuerdo a lo siguiente:

$$CSOR = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{\text{precio neto de petróleo (US\$)}}{\text{precio de vapor (US\$)}} \quad (4.6)$$

$$\text{precio neto de petróleo(US\$)} = \text{precio petróleo} * (1 - \text{utilidad (fraccion)}) \quad (4.7)$$

Para nuestro caso se tomó que el precio de petróleo de °API de 9.3 es de US\$35 por barril y una utilidad de 20%

$$CSOR = \frac{35 * (1 - 0,20)}{5} = 4,8 \quad (4.8)$$

Con base en el valor dado por la ecuación 4.8 y reemplazando en la ecuación 4.6 para encontrar cada valor del CSOR se puede escoger la mejor curva, queriendo decir la más económica y en donde se tenga el mayor factor de recobro.

²⁴ MURILLO, E. NIVIA, O. Análisis De La Simulación De Yacimientos De Crudo Pesado Usando Un Simulador Termal Mediante La Técnica SAGD. Universidad Surcolombiana. 2009



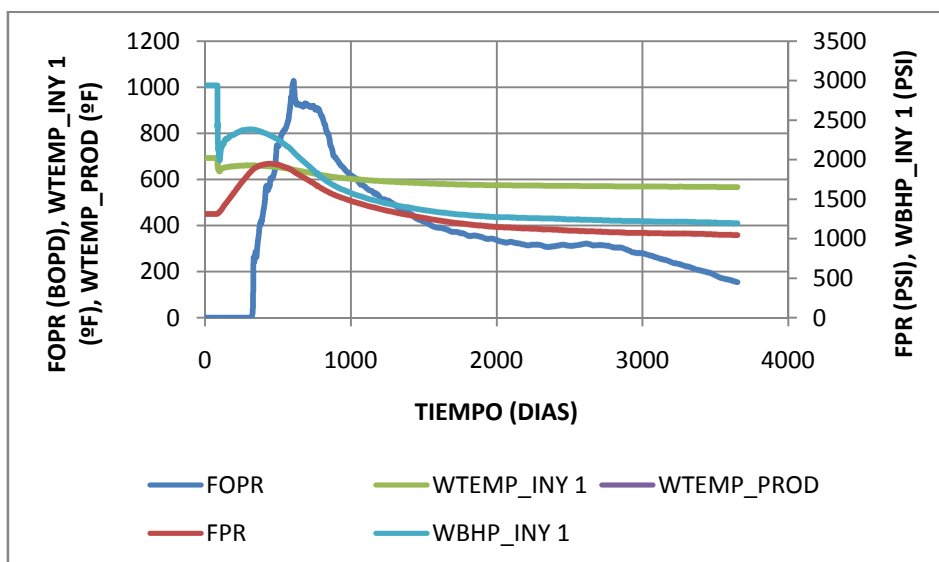
Tabla 12. CSOR por barriles de agua equivalente inyectada, datos del simulador Eclipse' 300.

Barriles de Agua Equivalente Inyectada	N _{iny} (FWIT)	CSOR (STB de agua inyectada/Bbls de Petróleo)
1600	5708766	4,22
1700	6065402	4,42
1800	6421523	4,62
1900	6777922	4,85
2000	7135310	5,03
2100	7491946	5,25
3000	10700000	6,9
4000	14300000	8,67

De acuerdo con el Tabla 12 la cantidad de agua inyectada más viable es la de 1800 Bls de agua equivalente inyectada, con la relación de CSOR los valores que se encuentren por debajo de 4.8 eran los más aconsejables, sin embargo es preciso tener en cuenta los factores de recobro por eso este es el valor escogido.

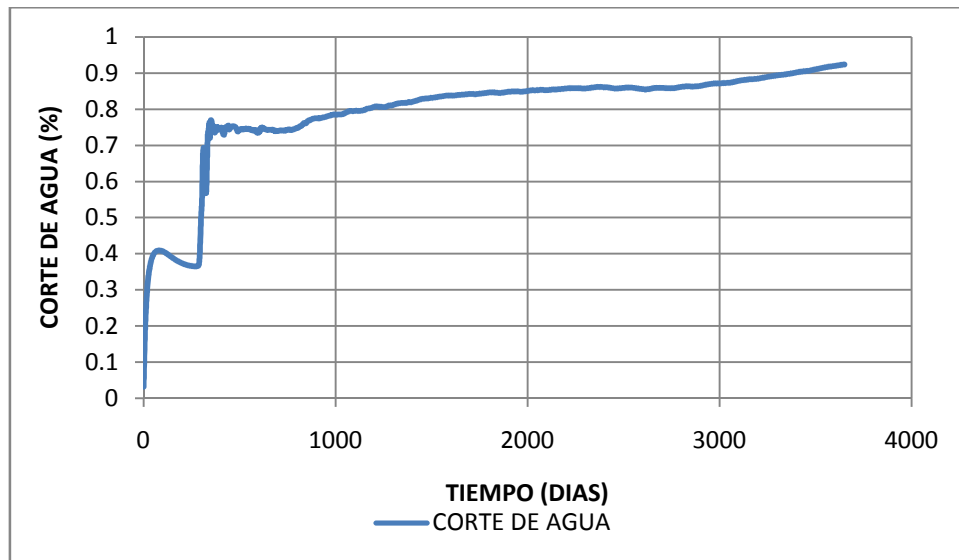
Con el caudal de inyección escogido sucede lo que se describió anteriormente con las otras inyecciones, puesto que todas tienen una misma tendencia, el cambio entre gráficas es que la cantidad que se inyecta acorta el tiempo de los picos de producción y existe un aporte mayor de producción entre más cantidad de vapor se inyecte, sin embargo todo tiende a alcanzar un equilibrio y este punto de equilibrio es el que determina cuando se termina el proyecto y en cuanto tiempo es beneficioso llevarlo a cabo.(ver gráfica 10 y 11)

Gráfico 10. Variables que intervienen en el proceso de la simulación, para la inyección de 1800 Bls de agua equivalente.



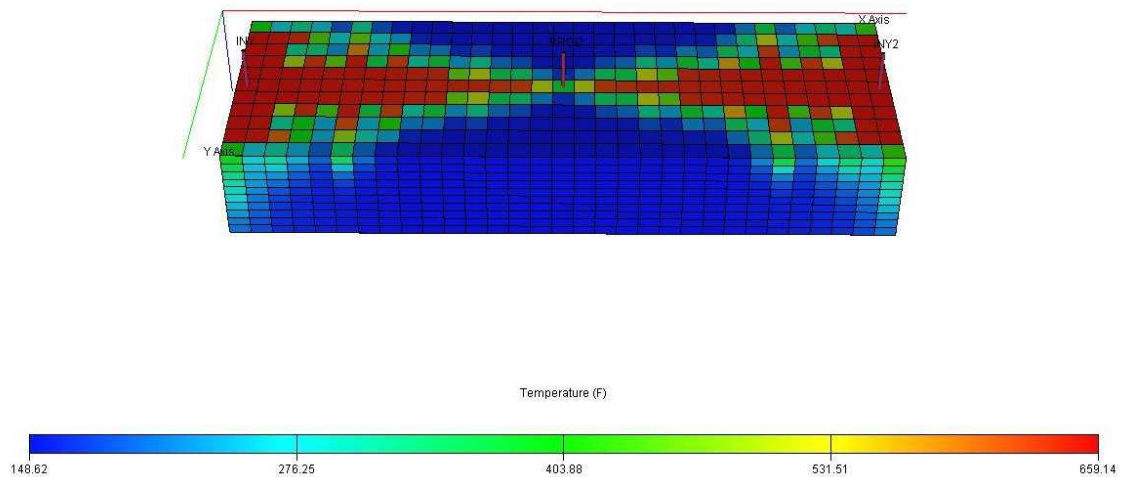


Gráfica 11. Corte de agua durante el tiempo de la simulación al inyectar 1800 Bls de agua equivalente.



Debido a esto se analizan las gráficas de lo que ocurre con el pasar del tiempo dentro del yacimiento en forma tridimensional, en donde nos muestra como es el avance del calor por medio de un perfil de temperatura y la distribución de presión (ver figuras 7-12)

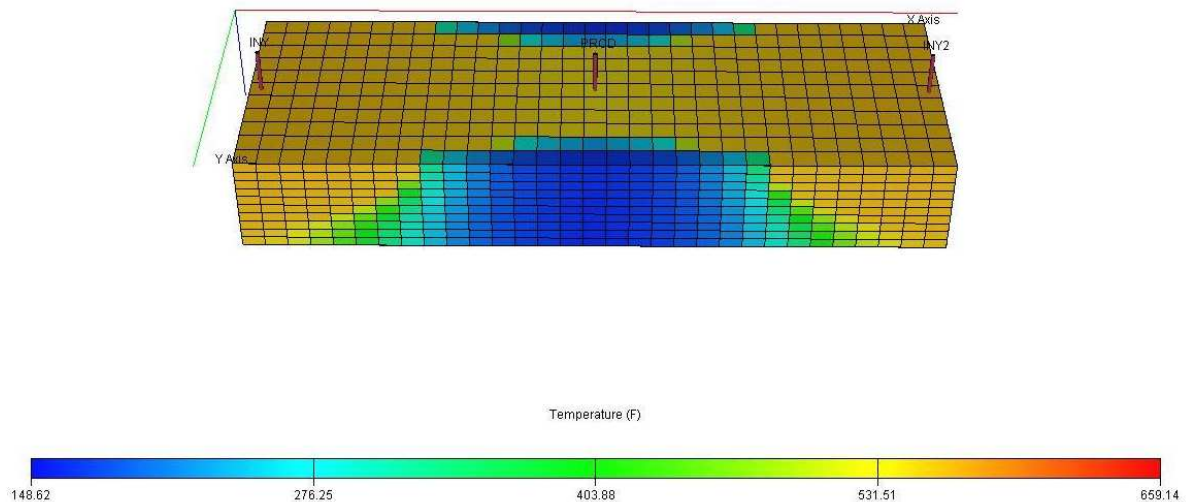
Figura 7. Perfil de Temperatura al inicio del pico del aumento en la producción.





A medida que avanza el vapor inyectado este tiende a irse hacia la parte superior de la capa y por la caída de presión que encuentran los fluidos tienden a salir, además la diferencia de temperatura existente entre las celdas adyacentes al pozo productor crea una condensación del vapor, generando mayor producción de agua.

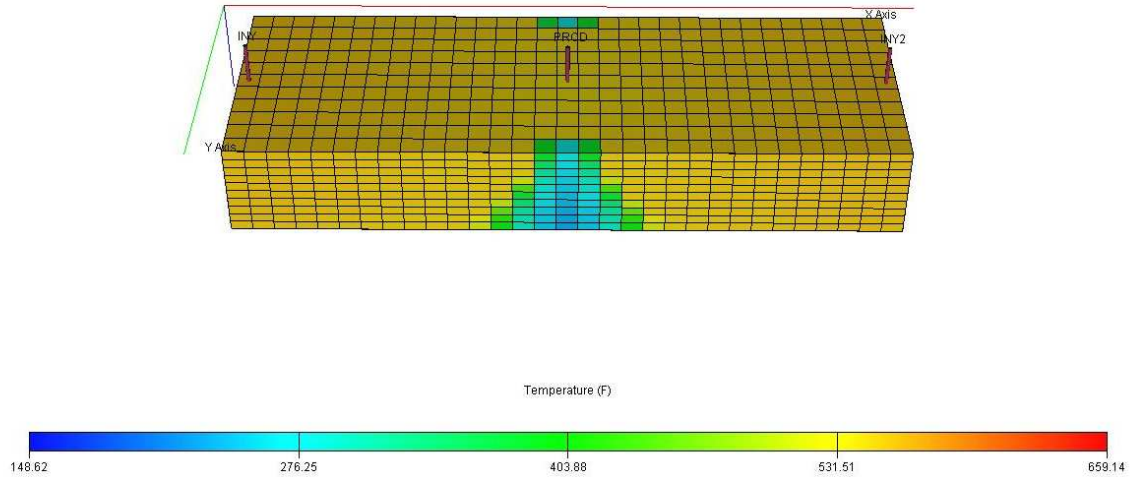
Figura 8. Perfil de Temperatura, a la mitad de la simulación.



A medida que avance el tiempo todo tiende a encontrarse en un equilibrio termodinámico, la temperatura busca estabilizarse dentro de todo espacio poroso-permeable, sin embargo en la gráfica la temperatura toma un valor promedio entre los valores más altos existentes que en este caso son de color amarillo y los más bajo, quiere decir en un rango de 150°F a 500°F.



Figura 9. Perfil de temperatura transcurridos los 10 años del tiempo del proyecto.



Al final de la simulación se nota que durante los 10 años no se calentó todo el sistema, que al final faltó una parte y quizás con el tiempo la temperatura de todo el yacimiento sería la misma, sin embargo en este caso se encuentran zonas todavía con agua en su fase líquida.

Igual pasa con la presión en cada punto del yacimiento aumenta en la parte donde se está inyectando ya que al principio presuriza el sistema mientras que la viscosidad baja y luego tiende a estabilizarse, y luego cae manteniendo un equilibrio en el sistema en que se encuentra el yacimiento cayendo de acuerdo al caudal que se está produciendo, que al mismo tiempo depende de la presión en el fondo del pozo la cual permanece constante por el sistema de levantamiento artificial que se utilice. Es necesario tener en cuenta que al inyectar el vapor la presión de inyección no debe superar la presión de fractura puesto que se ocasionaría daño a la formación y el comportamiento sería diferente.

A continuación se presenta el avance de la presión en el tiempo, mientras se está inyectando un caudal de 1800 bls equivalentes de agua:



Figura 10. Perfil de presión al comienzo de la simulación.

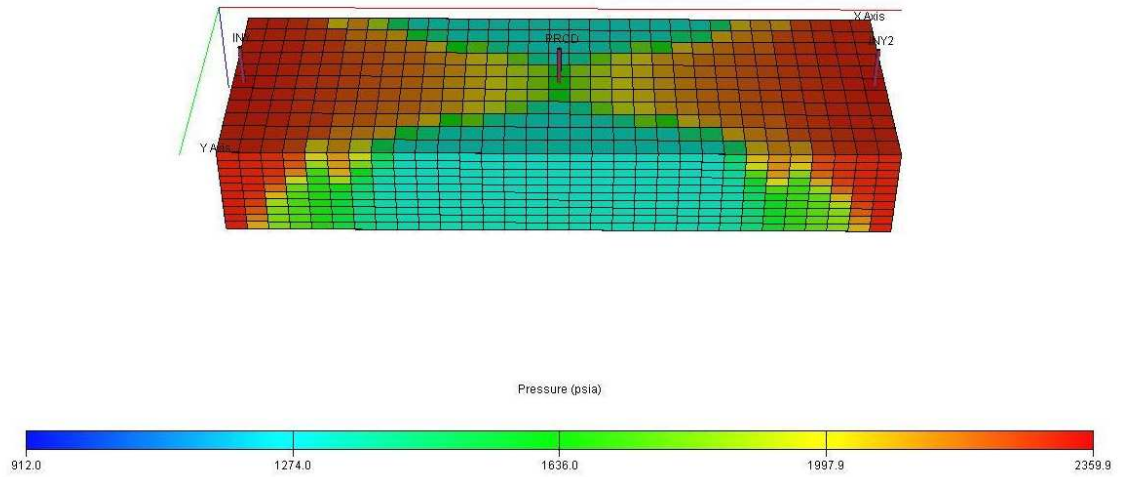


Figura 11. Perfil de presión en mitad de la simulación.

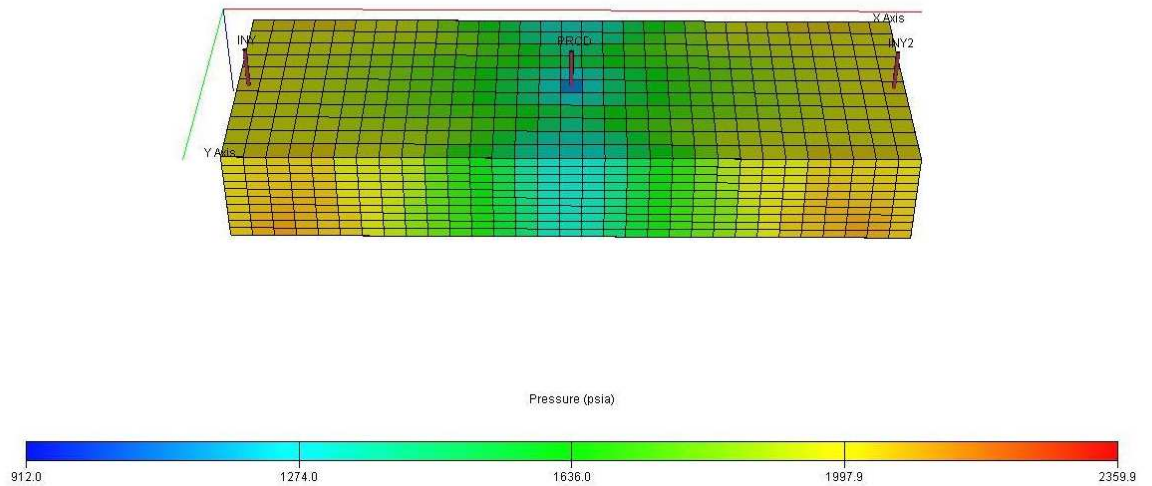
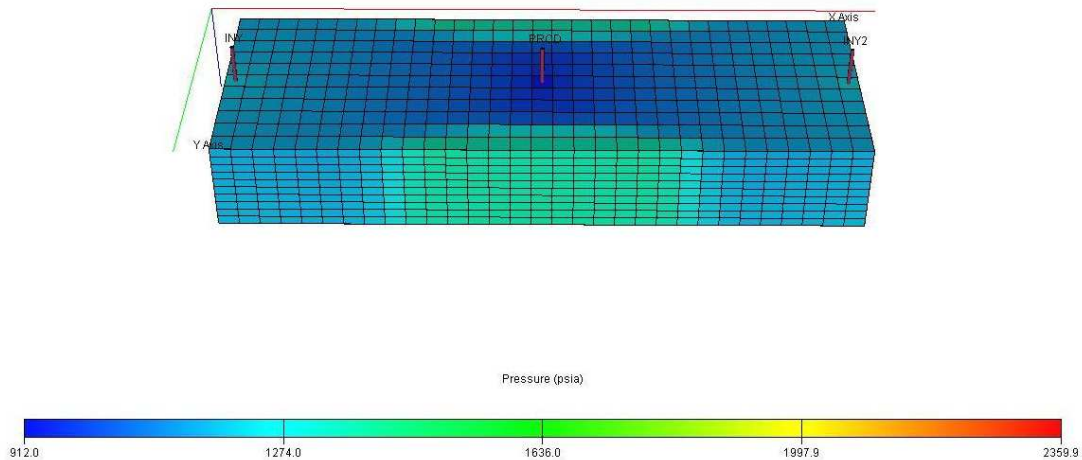




Figura 12. Perfil de presión al final de la simulación.



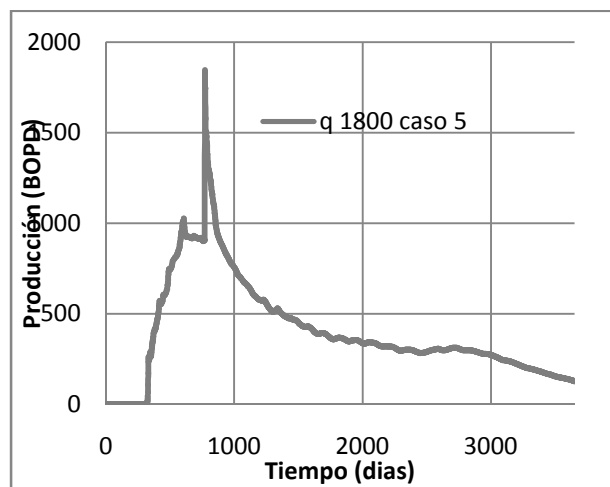
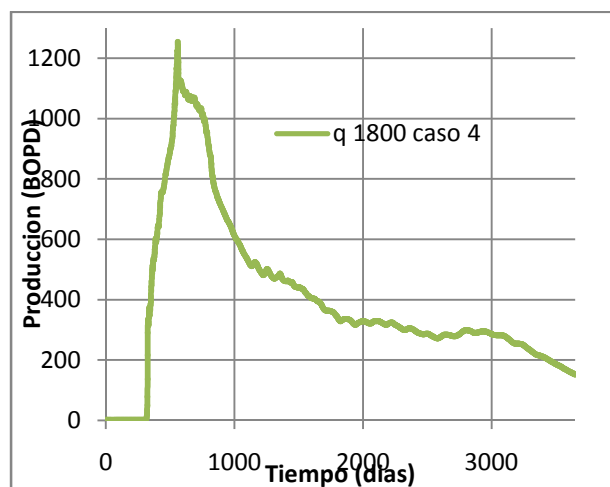
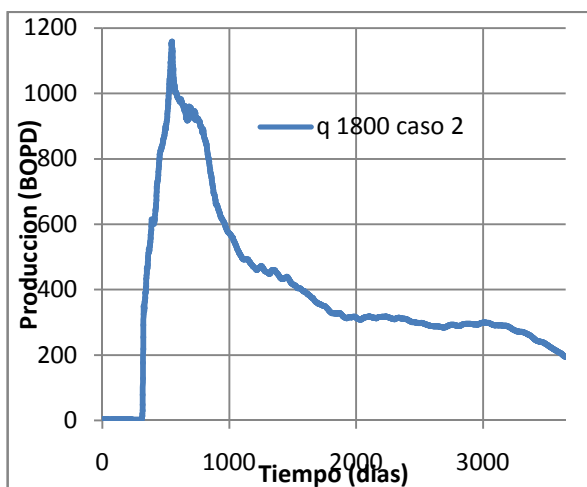
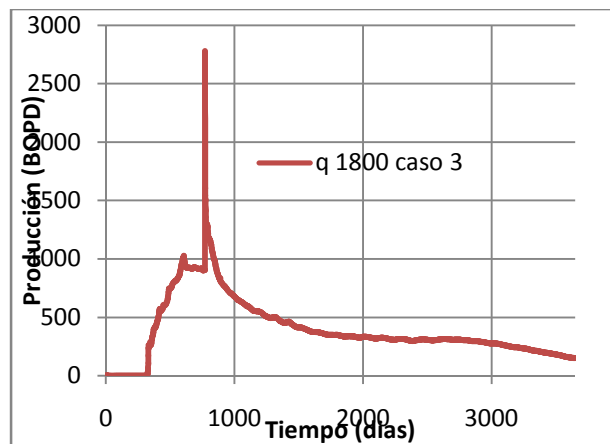
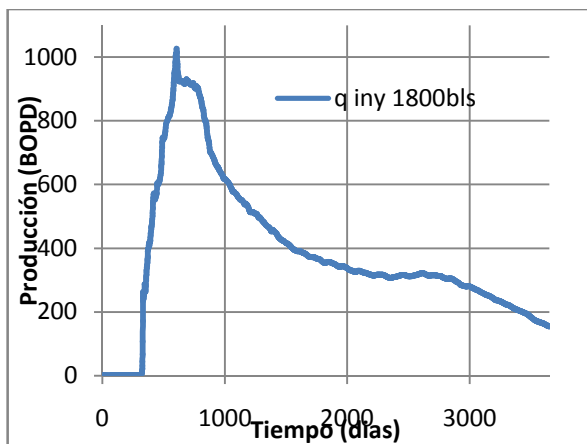
De acuerdo a las simulaciones anteriores, es posible realizar un incremento a la producción haciendo ciertos trabajos que ayuden a reacondicionar el pozo, por ejemplo estimularlo o cambiar el sistema de levantamiento disminuyendo la presión en la cara del pozo productor. Cinco casos son propuestos partiendo del caso base de 1800 bls de vapor de agua equivalente, para observar que tan beneficioso es el trabajo por medio de las curvas de declinación, estos casos son:

- Caso 1: Caso base, 1800 bls de vapor de agua equivalente.
- Caso 2: Estimulación matricial desde el comienzo de la simulación, aumentando la permeabilidad a 1600 md en todos los bloques del intervalo productor.
- Caso 3: Estimulación matricial a los 760 días de iniciada la simulación aumentando la permeabilidad a 1600 md.
- Caso 4: Cambio de sistema de levantamiento desde el comienzo de la simulación disminuyendo la presión en el fondo del pozo de todo el intervalo productor a 300 psi.
- Caso 5: Cambio de sistema de levantamiento transcurridos 760 días de iniciada la simulación, disminuyendo la presión en fondo del pozo productor en 300 psi.

Los datos obtenidos por la simulación se muestran a continuación:



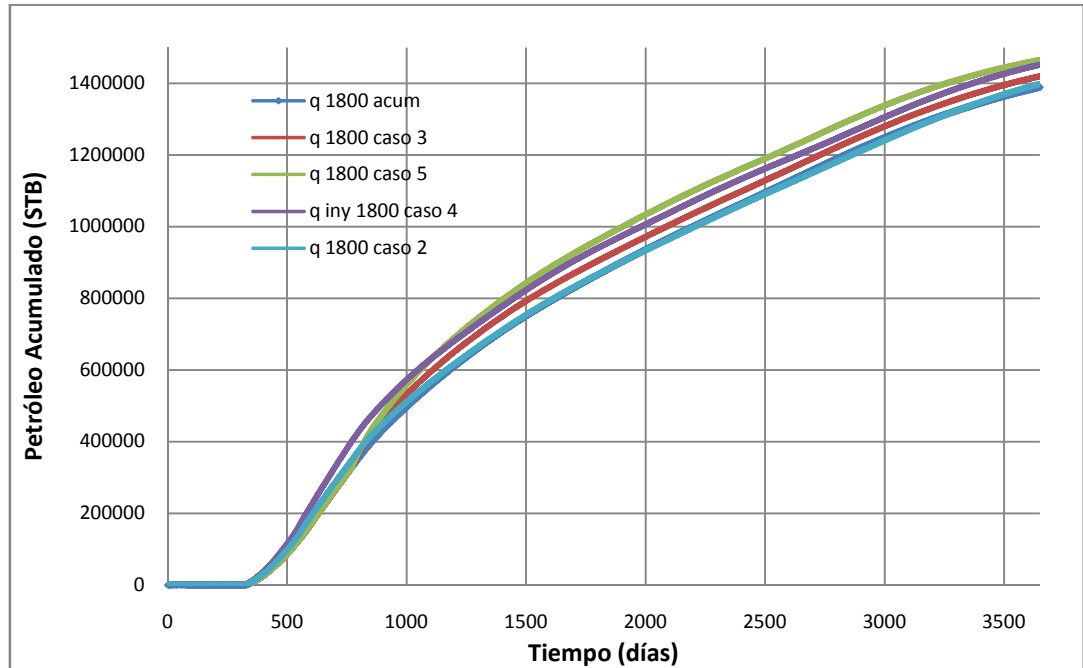
Gráfico 12: Mosaico de curvas de declinación de la producción de los cinco casos propuestos.





Adicionalmente se muestra la producción acumulada de los casos propuestos, con el fin de contrastar el aumento en la producción de petróleo con respecto a cada una de las situaciones presentadas.(ver gráfica 13)

Gráfico 13: Curvas de producción acumuladas para los cinco casos propuestos.



Dependiendo de cómo reacciona el trabajo de estimulación o el cambio de levantamiento artificial se presentan 5 casos, el caso base, estimulación desde el comienzo de la simulación, estimulación luego de que un tiempo en el cual esta cayendo la producción, cambio en el sistema de levantamiento disminuyendo la presión en el fondo del pozo desde el comienzo tomando como base el primer caso y cambiando el sistema de levantamiento después de que la producción se ha dado.

De acuerdo a esto pueden existir diferentes tipos de curvas de declinación de producción, dependiendo de cómo sea el comportamiento de estas curvas, por lo tanto se puede presentar:

- ✓ El caudal producido de petróleo incrementa y la tendencia de la declinación permanece constante.
- ✓ El caudal producido de petróleo incrementa pero la tendencia de declinación disminuye.
- ✓ El caudal producido no incrementa y la tendencia cambia favorablemente.
- ✓ El trabajo no causa ningún efecto.
- ✓ El evento causa disminución justo después del tratamiento.

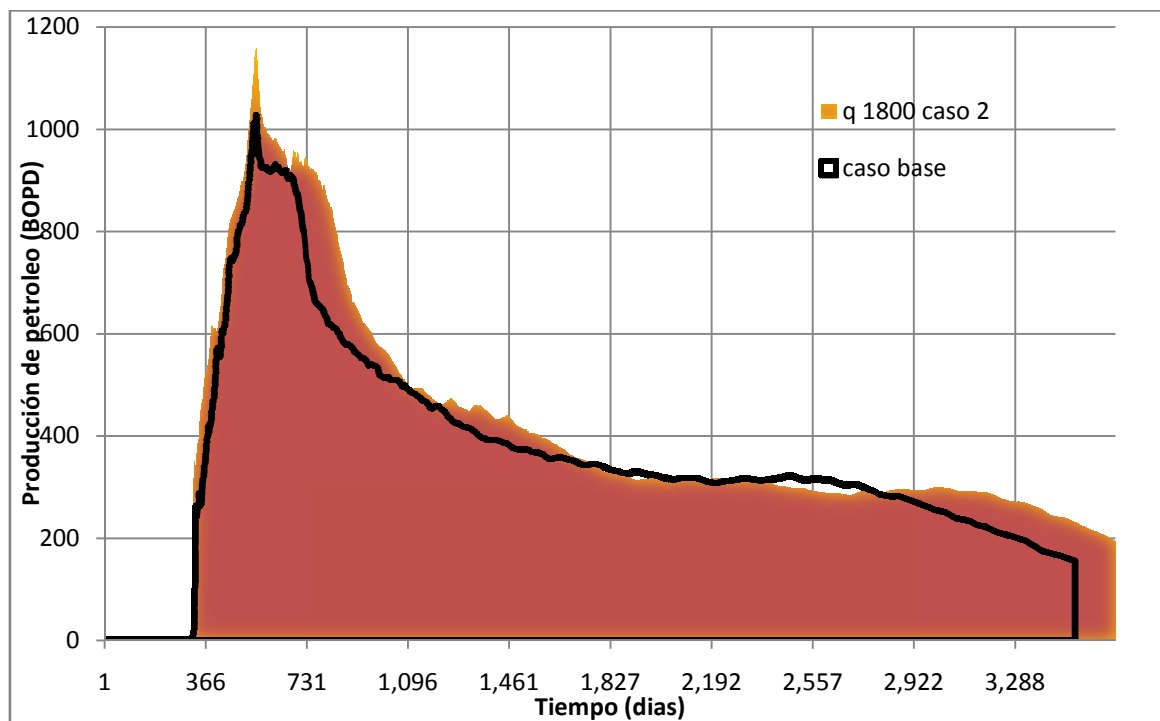


Ahora se calculará cuanto se gana en cada trabajo llevado a cabo y en cuanto aumenta la producción del pozo.

4.1 ANALISIS DEL CASO 2

Estimulación matricial desde el comienzo de la simulación, aumentando la permeabilidad a 1600 md en todos los bloques del intervalo productor.

Gráfico 14: Curvas de Declinación, comparando el caso base y el caso 2.



El cambio no es considerable, puesto que disminuye el tiempo de precalentamiento pero este no es realmente significativo, el aumento de la permeabilidad hace que aumente la producción haciendo una remoción del daño de la formación, si se asume que inicialmente no hay daño, y que después del trabajo de estimulación aumenta la producción.

La gráfica de petróleo acumulado muestra que aunque es muy poca el área bajo la curva y la diferencia entre las curvas del caso base y el que se presenta en este momento, la cantidad de petróleo que se recupera es muy poca, pues haciendo este trabajo el Factor de Recobro es de 84,15% y sin hacer ningún trabajo este era de 82% el aumento del factor de recobro aumento en un 2,15%.



Gráfico 15: Curvas de petróleo acumulado comparando el caso base y el caso 2.

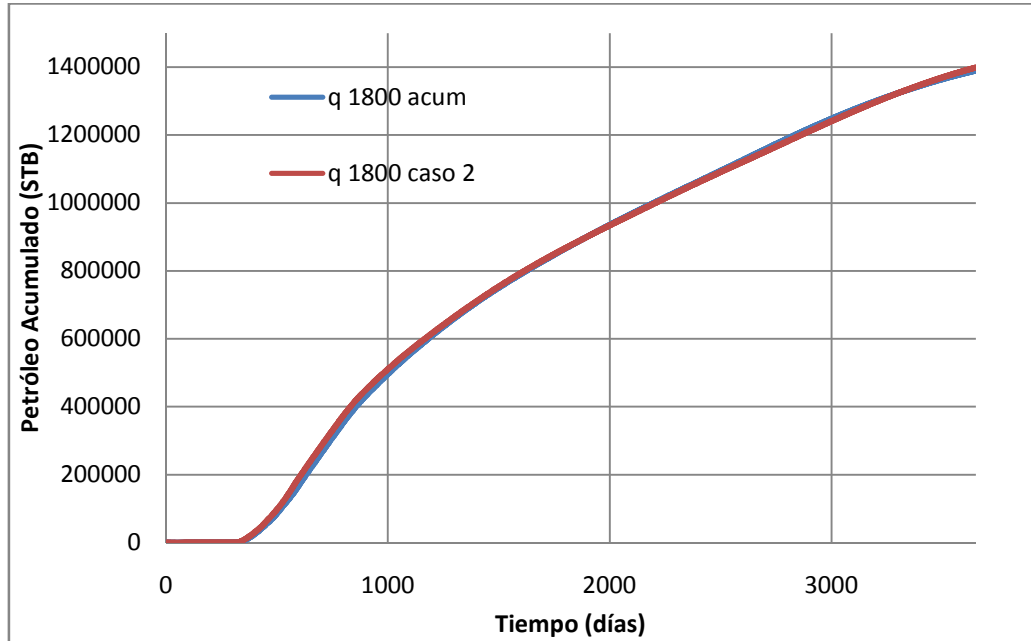
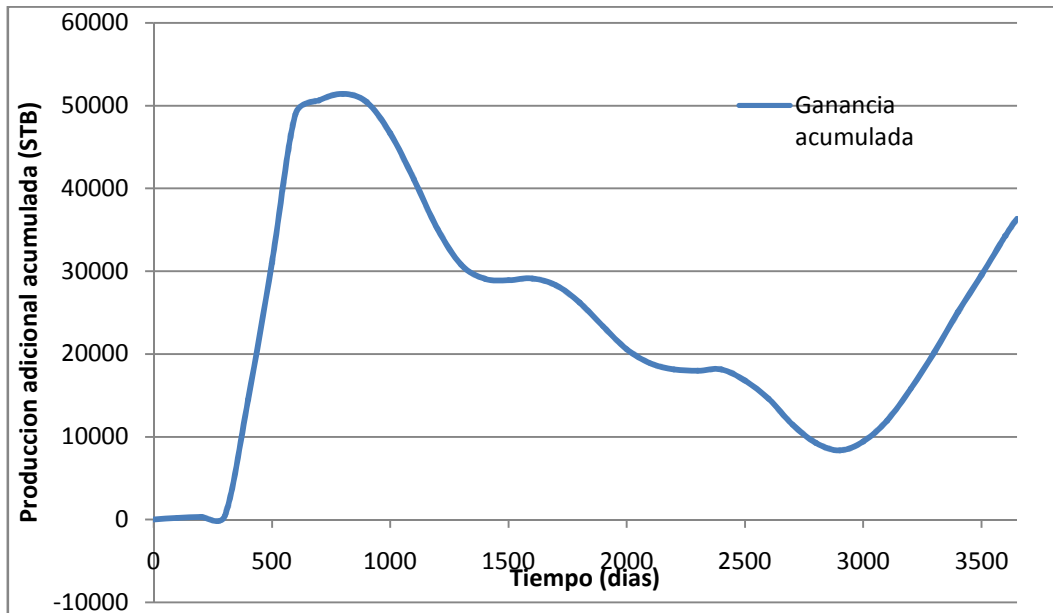


Gráfico 16: Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 2





4.2 ANALISIS DEL CASO 3

Estimulación matricial a los 760 días de iniciada la simulación aumentando la permeabilidad a 1600 md.

En este caso es más notable el aumento de la permeabilidad alrededor del pozo que cuando se hace la estimulación desde el comienzo del proyecto, eso se puede ver en el pico de la curva de declinación, sin embargo cae muy rápido su tendencia y luego sigue el mismo sentido que llevaba inicialmente.

Gráfico 17: Curva de Declinación de la producción comparando caso base y el caso 3.

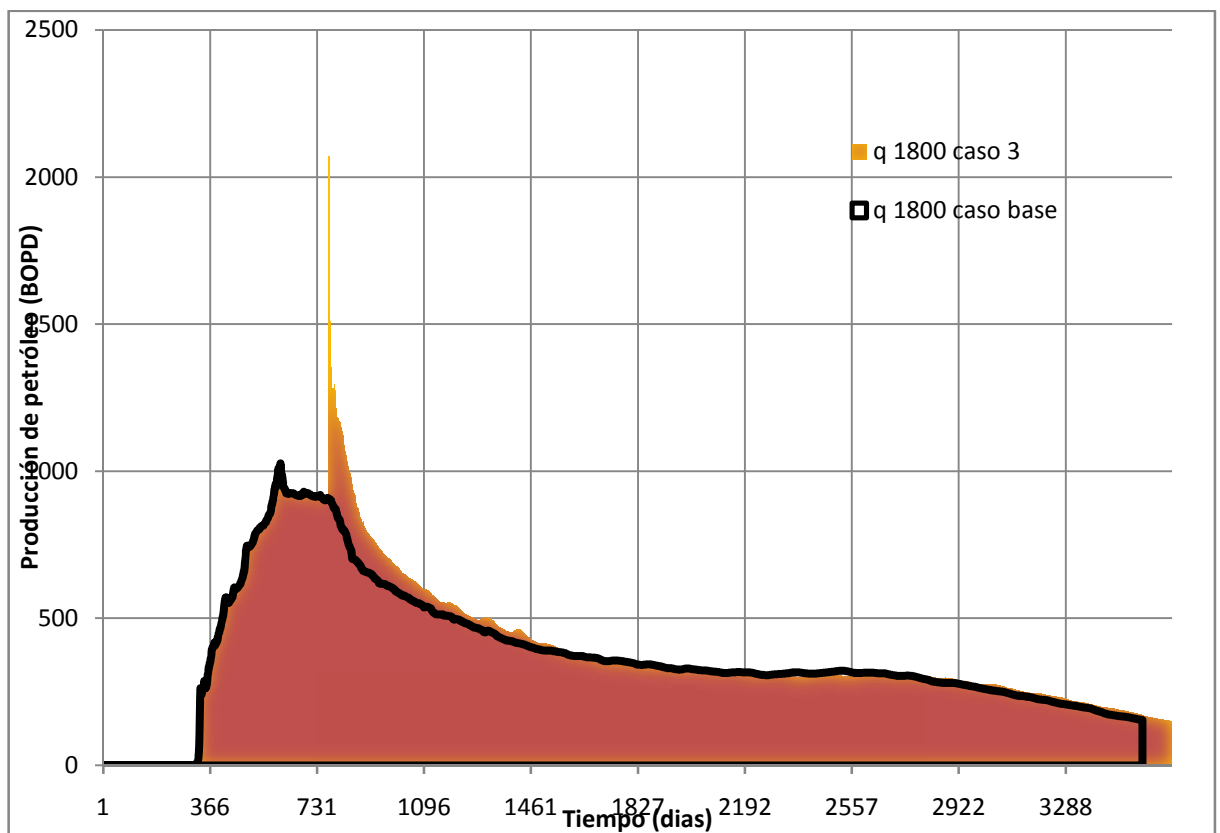




Gráfico 18: Curvas de Producción acumuladas comparando Caso Base y Caso 3.

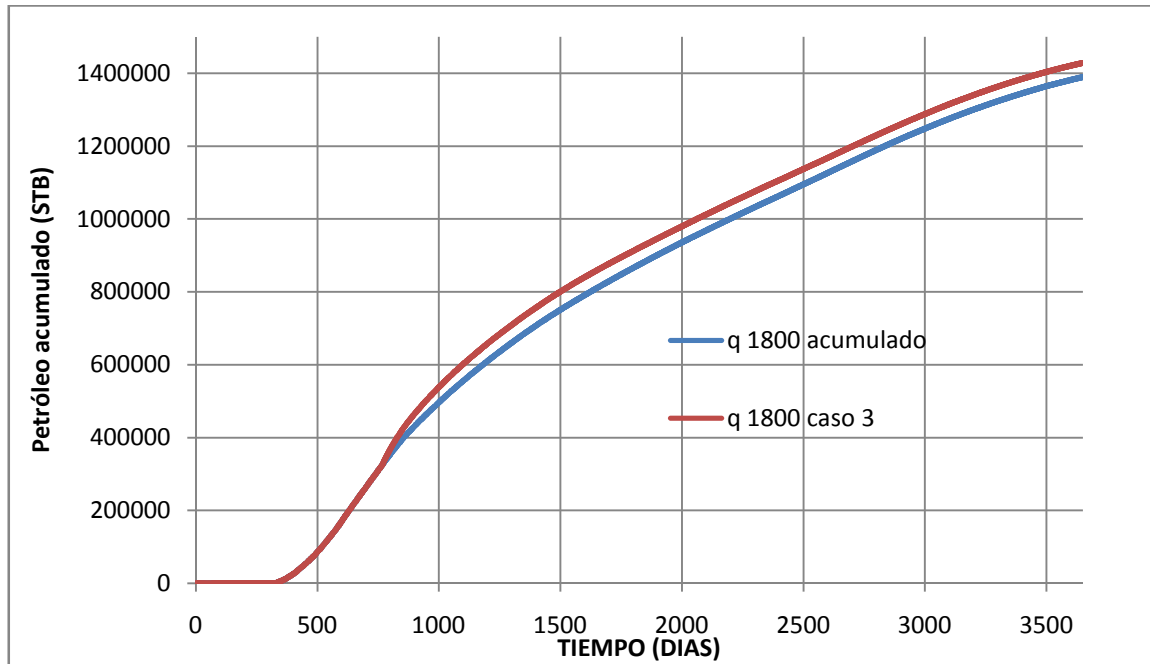
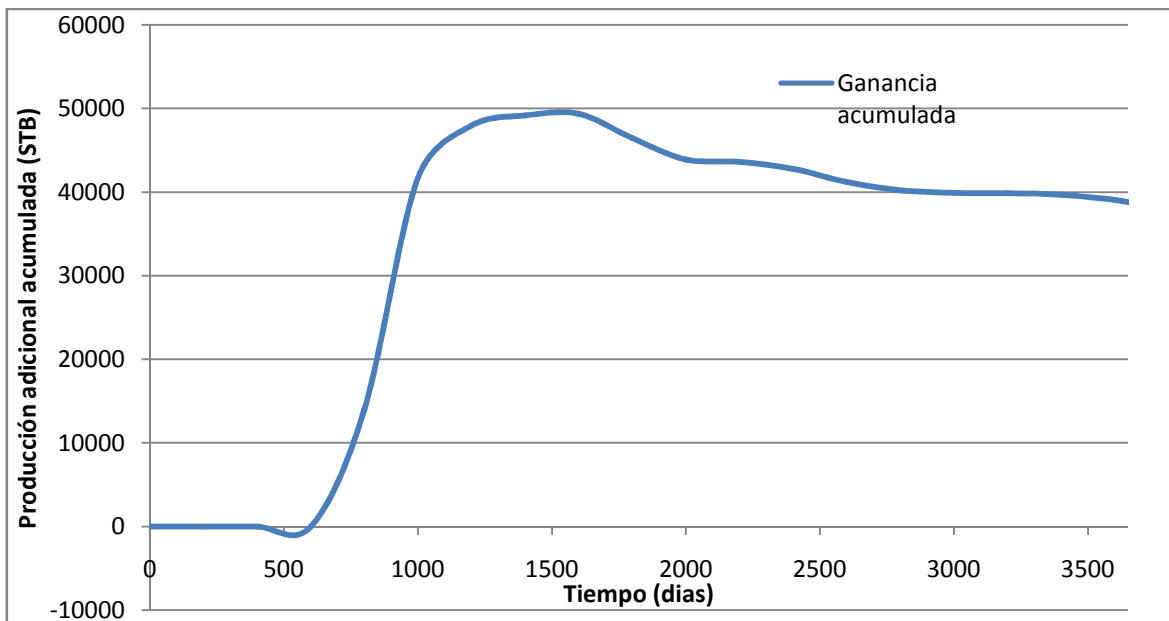


Gráfico 19: Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 3



La gráfica de producción acumulada aumenta poco a poco y el aumento del factor de recobro de este caso es 2,29% este aumento es un poco más representativo que el caso que se presentó anteriormente, lo cual quiere decir que si se aumenta la permeabilidad después del precalentamiento y cuando el pozo ya está



produciendo el pico que se genera hace que la producción sea mayor si se hace el trabajo desde el principio.

4.3 ANALISIS DEL CASO 4

Cambio de sistema de levantamiento desde el comienzo de la simulación disminuyendo la presión en el fondo del pozo de todo el intervalo productor a 300 psi.

El aumentar la caída de presión es uno de los métodos que mejor da resultado, observado según las gráficas, pues el área bajo la curva hasta alcanzar la otra muestra que cuando cae la presión, el caudal aumenta y durante toda la gráfica se mantiene por encima del caso base.

Gráfico 20: Curvas de declinación de la producción comparando caso base y el caso 4.

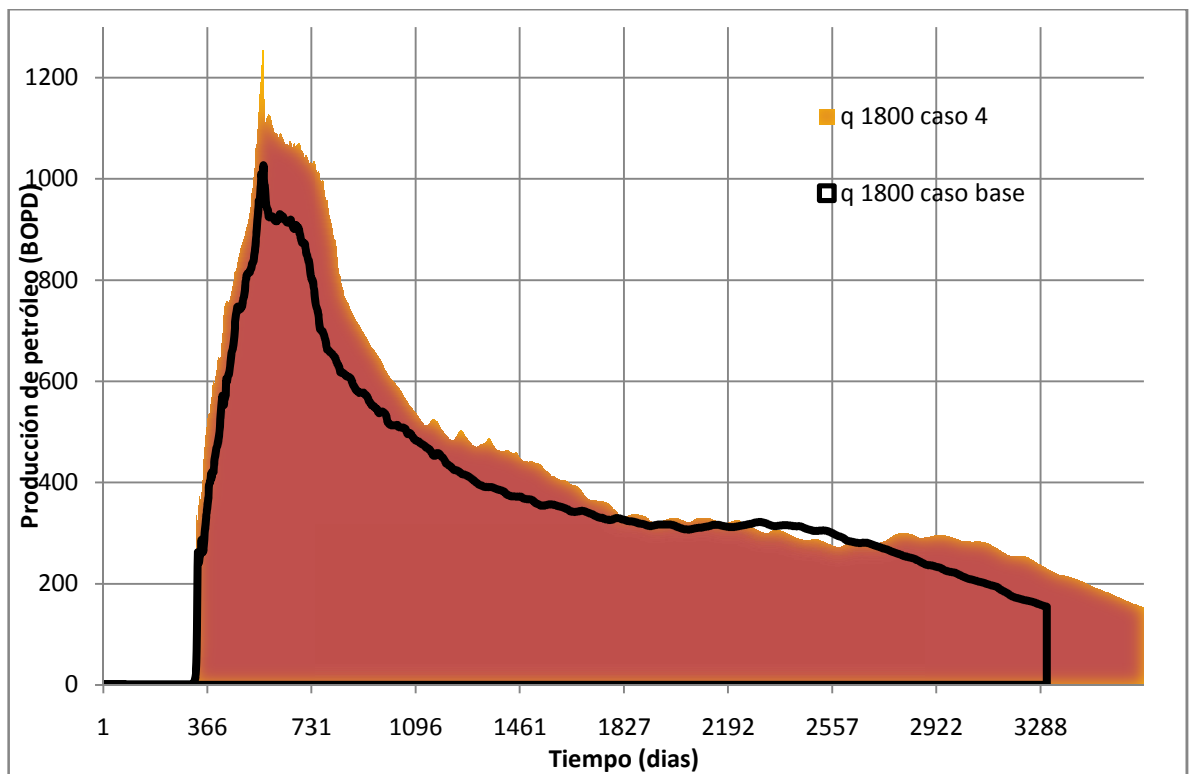




Gráfico 21: Curvas de Petróleo acumulado comparando caso base y caso 4.

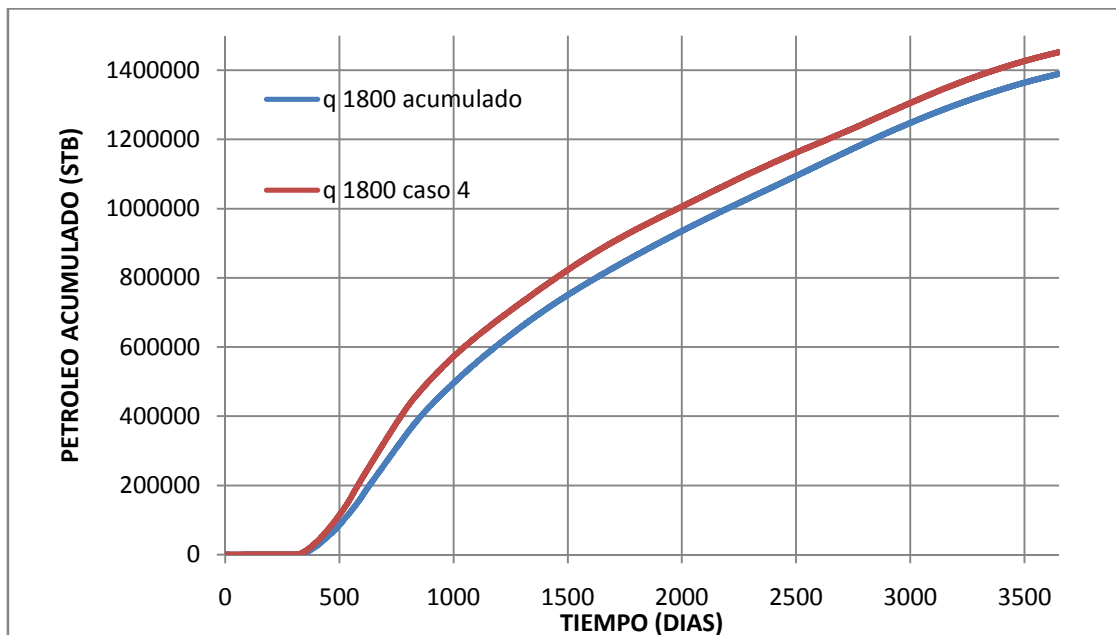
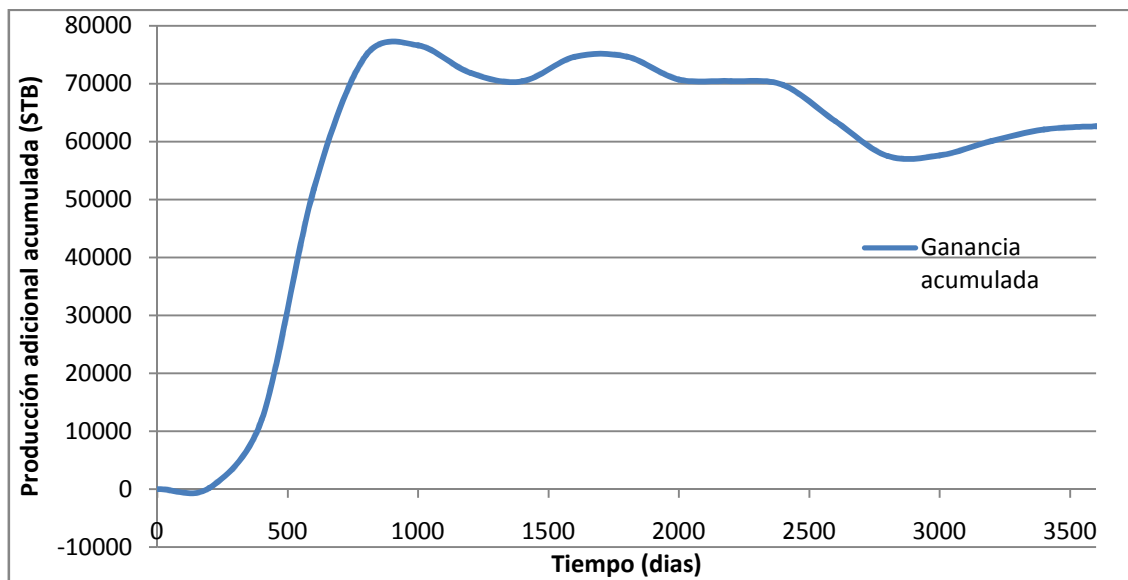


Gráfico 22: Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 4



En este caso el factor de recobro aumenta en un 3.69% del caso base, este incremento se muestra en el aumento de la producción acumulada.



4.4 ANALISIS DEL CASO 5

Cambio de sistema de levantamiento transcurridos 760 días de iniciada la simulación, disminuyendo la presión en fondo del pozo productor a 300 psi.

El mayor aumento presentado es luego que el pozo se encuentra calentado ya que el aumento en la presión aumenta el flujo y el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento aumentando la producción.

El aumento del factor de recobro para este caso es del 4.48%, de los casos es el mayor incremento, indicando que es el que mayor aporte da en la producción.

Gráfico 23: Curvas de declinación de la producción comparando caso base y el caso 5.

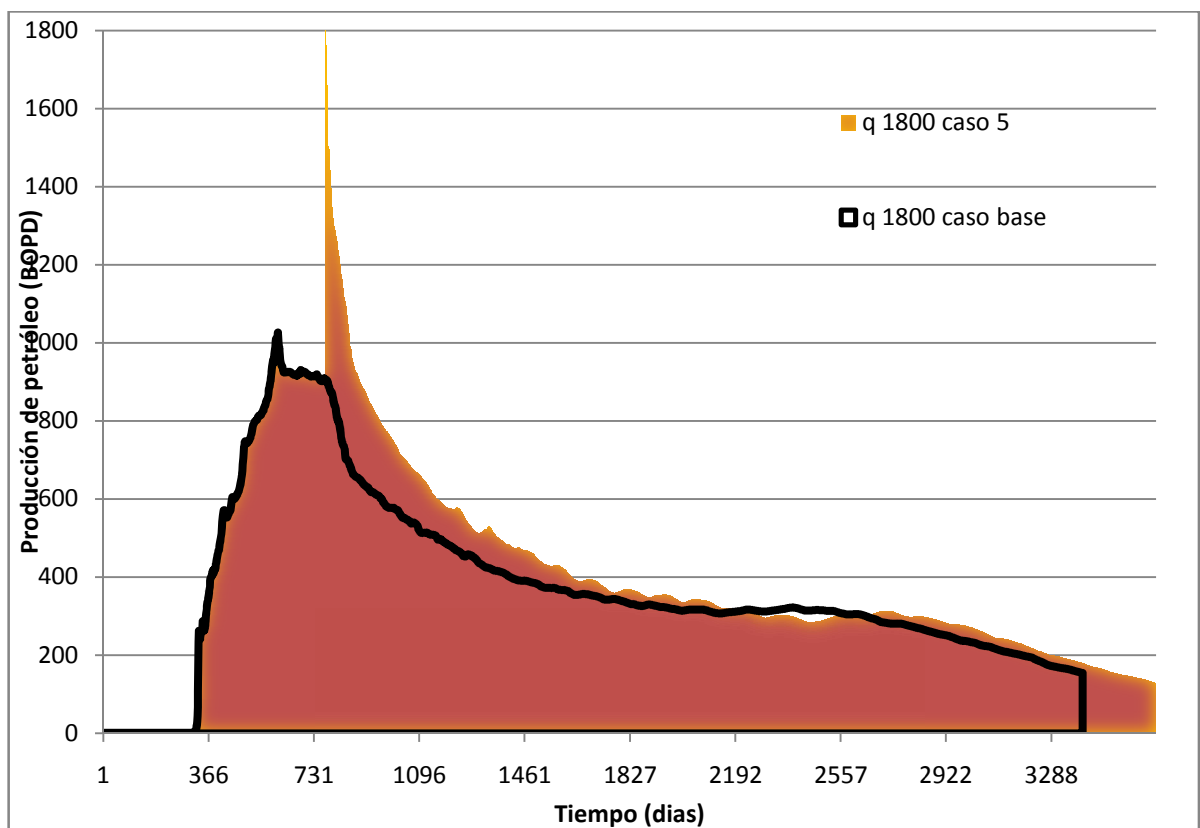




Gráfico 24: Curvas de Petróleo acumulado comparando caso base y el caso 5.

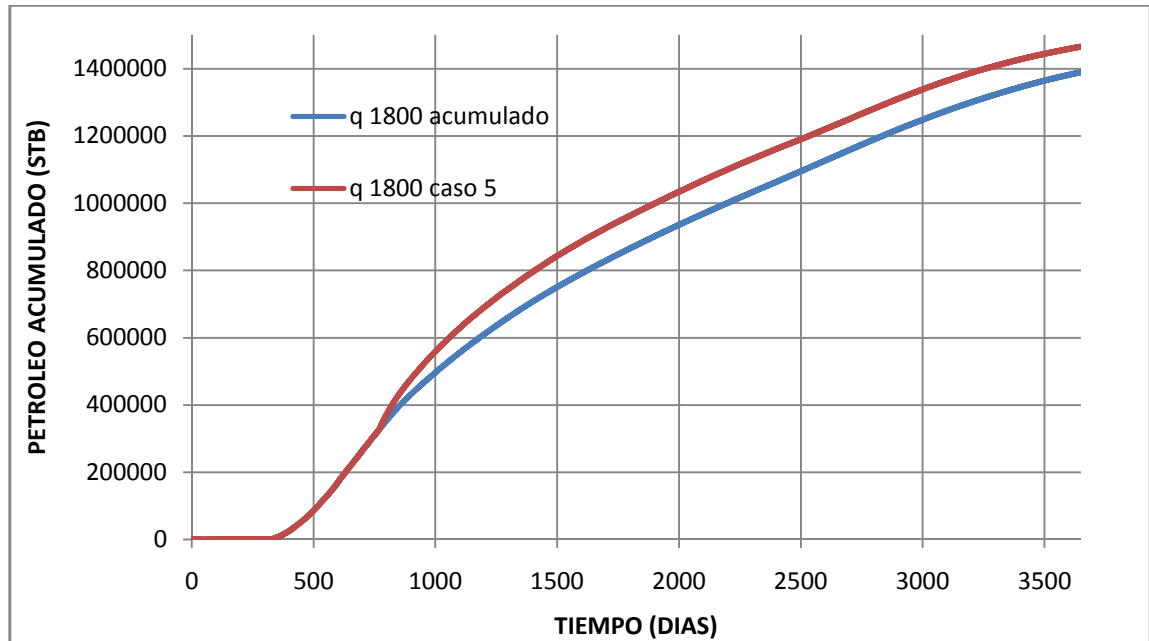
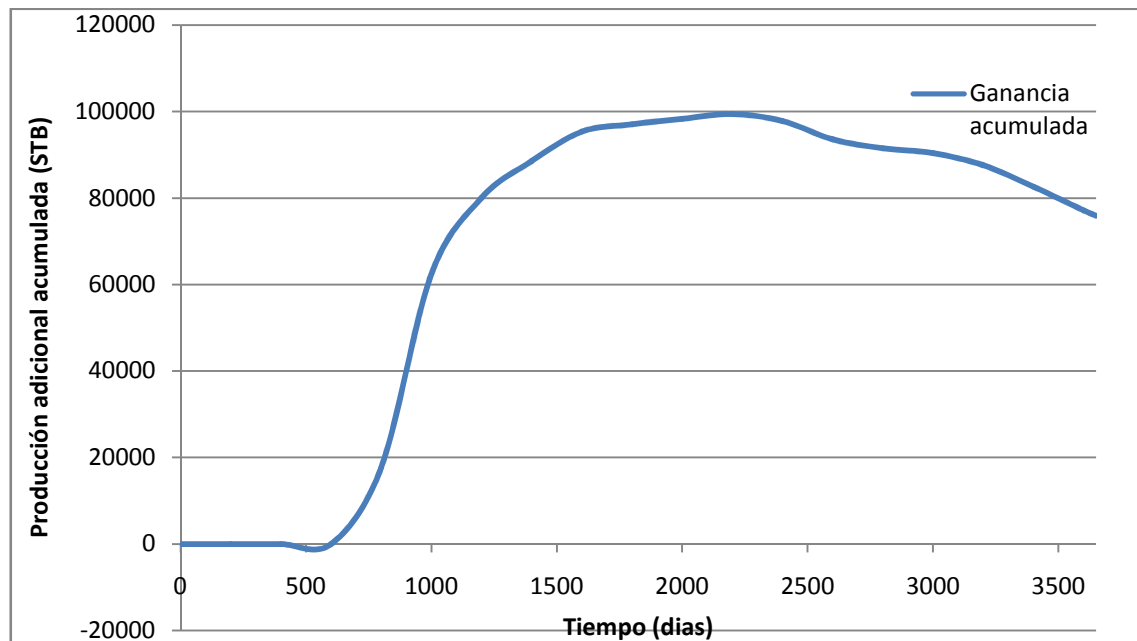


Gráfico 25: Curva de ganancia acumulada de petróleo para el caso 5

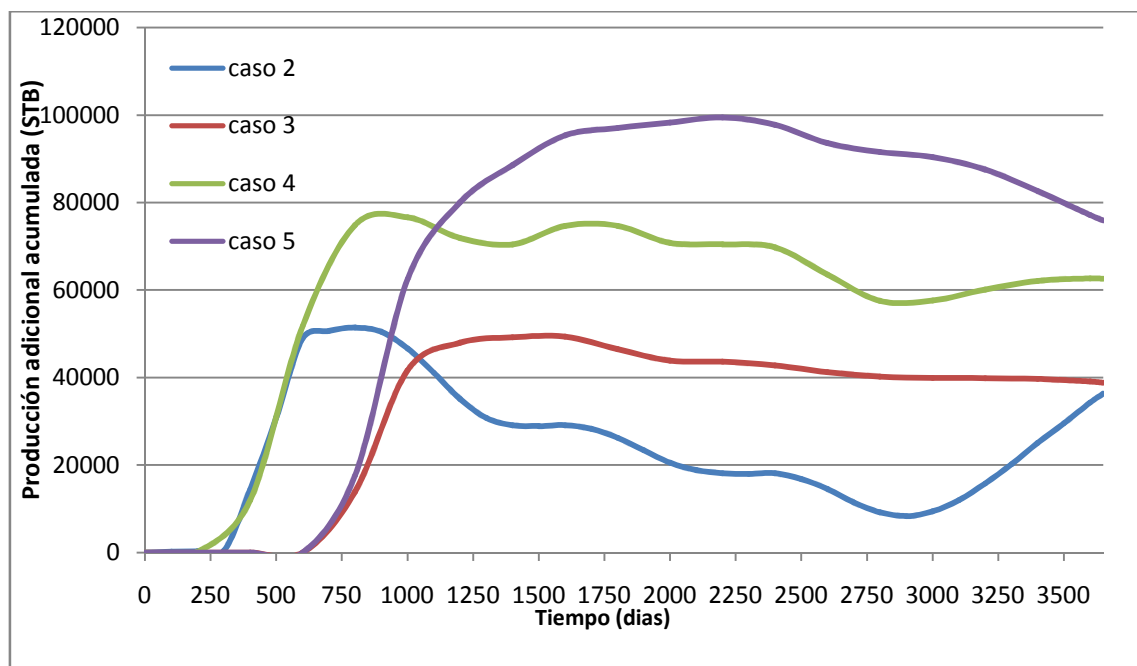


Según los resultados anteriores es mejor hacer algún tipo de tratamiento después de que haya pasado el tiempo de precalentamiento en el pozo, puesto que la producción se aumenta en este tiempo determinado, además a continuación se presenta que tan viable es hacer estos tipos de trabajos dentro del pozo, teniendo



en cuenta el límite económico y la vida del proyecto, ya que los fluidos dentro del yacimientos tienen mayor movilidad, ya que ha disminuido la viscosidad y estos cambios hacen que se aumente la producción acumulada; sin embargo esto solo es durante un lapso de tiempo, luego tiende a llevar el mismo comportamiento que llevaba antes de cualquier trabajo. (ver gráfica 26)

Gráfico 26: Curvas de ganancia acumulada de petróleo para todos los casos



Es por eso que se hace necesario generar un estudio económico para saber la rentabilidad y viabilidad de cualquier acondicionamiento que se le haga al pozo, es necesario tener en cuenta cuantos barriles se deben producir para suplir con todos los gastos con que acarrear estos trabajos.



5. EVALUACION ECONÓMICA

5.1 ESTUDIO ECONOMICO

El objetivo primordial de la evaluación económica, es la determinación de la alternativa de inversión más adecuada en función de la maximización de utilidades. El análisis económico tiene especial importancia en los proyectos de inyección de vapor, ya que la mayoría de estos, tienen una alta inversión y altos costos de operación que disminuyen la ganancia.

Para hacer el análisis económico se tienen 2 aspectos de gran importancia: la tasa de retorno y el valor presente neto, de esta manera se podrá tomar una decisión acertada que de acuerdo a la producción obtenida y los costos involucrados se generará mayores ingresos.

Para el comienzo del estudio económico del proyecto se tuvieron en cuenta los siguientes puntos de acuerdo a la simulación que arrojó los mejores resultados en cuanto a factor de recobro se refiere la cual fue para un caudal de inyección de 1800bls agua equivalente:

5.1.1 Costos del vapor a inyectar

Dado los resultados obtenidos en las simulaciones se determinó que el caudal óptimo de inyección es de 1800 bls de agua equivalente, y se trabaja con este mismo valor para los casos propuestos

Se toma que el precio de un barril equivalente de vapor a inyectar tiene un valor de 5 US\$.

5.1.2 Costos de pozos y adecuación de los mismos

Para este punto y debido a que los valores de costos perforación y adecuación de pozos oscilan dependiendo de las condiciones presentes, se asumirá que el costo total por pozo será de un millón cuatrocientos mil dólares dando un total de cuatro millones doscientos mil dólares para los tres pozos descritos en el modelo.

Se hace esta apreciación, puesto que el proyecto no está regido por ninguna ley internacional o nacional de acuerdo a precios manejados por empresas perforadoras, en lugar se toman precios razonables e intermedios de acuerdo a trabajos observados en yacimientos de este tipo.



5.1.3 costos de levantamiento de crudo

El precio que adquiere el levantamiento del crudo hace referencia a ciertos aspectos:

- Costo de operación: mano de obra, suministro de operación, entre otros.
- Costo de servicios a pozo: trabajos de *Workover*. etc.
- Servicio de mantenimiento: mantenimiento de las facilidades y de los pozos.
- Servicios contratados.
- Otros costos directos e indirectos.

El costo asumido para el levantamiento del crudo a superficie teniendo en cuenta estas condiciones es de 7 US\$/barril

5.1.4 Precio del petróleo

En los últimos años el precio del crudo ha oscilado bastante con picos de alza que favorecen el desarrollo de proyecto de EOR, ofreciendo factores de recobro bastante altos con buenas ganancias.

Para el estudio económico y dadas las condiciones actuales de los precios, además de que se está trabajando con un crudo pesado se decidió trabajar con un precio de barril de crudo de 35 US\$.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Este análisis se realiza con base a los 10 años de duración del proyecto, bajo las condiciones establecidas anteriormente, con lo cual se realizó un flujo de caja tomando como factores el total de ingresos, los costos de operación y costos técnicos del proyecto (costos de pozos y generación de vapor y de levantamiento de crudo); se hace de esta forma puesto que no se cuenta con parámetros o indicadores establecidos por alguna empresa. (ver tabla 13)



Tabla 13. Producción de aceite y el factor de recobro neto para cada uno de los escenarios descritos a lo largo de 10 años

CASOS	Npo (BlS)	FR neto
base	1389552.6	56.7385498
2	1425883	58.8825145
3	1428362.8	59.0288738
4	1419854.8	58.5267735
5	1465423.1	61.2159302

5.2.1 Flujo De Caja

Con base a los costos y gastos ya mencionados en los apartados anteriores, se construyó el flujo de caja de cada uno de los casos para así determinar la viabilidad económica de aplicar el sistema.

A continuación se hará una breve revisión de los flujos de caja de los casos simulados, con el fin de determinar cual obtiene mejores resultados económicamente hablando.

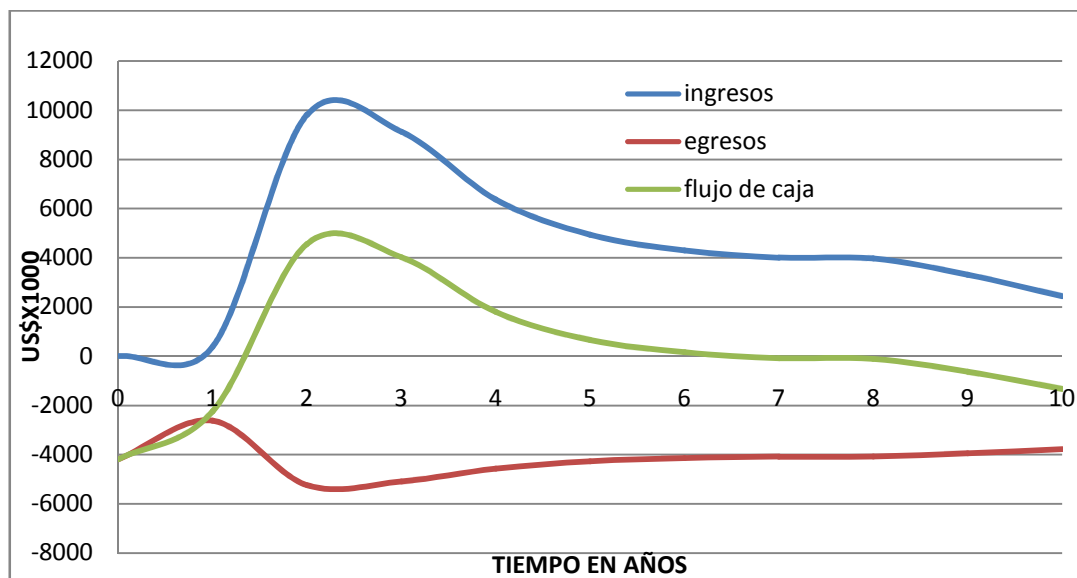
Para los casos planteados el valor de la operación ejecutada en cada uno de ellos es incluida en el flujo de caja correspondiente. El valor tomado para los casos de estimulación matricial es de 60000 US\$ y para los casos donde se aplica sistema de levantamiento artificial de 150000 US\$.

5.2.1.1 Caso Base

Este caso tomado como punto de partida para el desarrollo de otros trabajos en el proyecto (diferentes casos planteados), presenta un flujo de caja típico, donde se muestran los ingresos netos (ganancias provenientes del aporte de crudo), costos directos de operación y costos de capital o egresos y por ultimo un flujo de caja neto Btax (before tax) o antes de impuestos, puesto que se tiene regímenes de compañías o leyes.



Gráfica 27 Flujo de caja caso base



La Gráfica 27 muestra estos 3 parámetros dando a conocer que el flujo de caja del proyecto es positivo hasta un punto cercano a los 7 años, revelando que para este proyecto en particular y que la duración total de 10 años sería en cierta forma excesivo y tal vez antieconómico.

La tabla 14 muestra el flujo de caja en forma numérica, donde se observa que:

- Desde el punto de partida año 0 hasta el primer año de proyecto el flujo de caja es negativo, puesto que el crudo producido no ha sido suficiente para amortizar los gastos iniciales (de capital).
- A partir del 2 año se observa un flujo de caja positivo y superado con un amplio margen a los costos, manteniéndose con ganancias hasta aproximadamente el sexto año del proyecto.
- A partir del séptimo año el flujo de caja es negativo nuevamente, es decir que el crudo que se está produciendo no es suficiente para mantener los costos y generar ganancias, por ello tal vez se vuelve inviable o antieconómico.

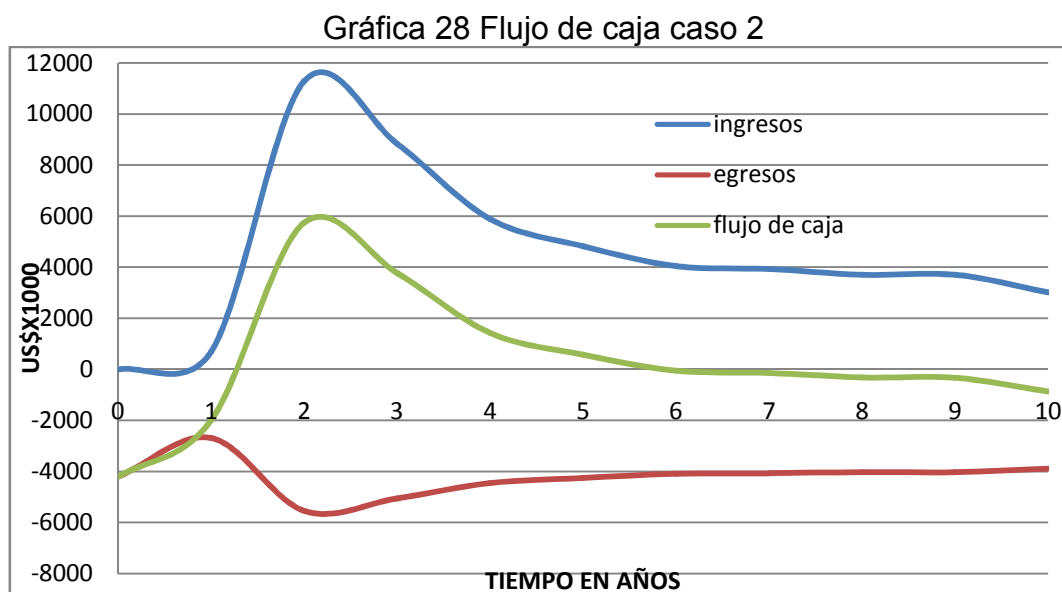


Tabla 14. Flujo de caja caso base

MODELO BASE 1800 BBLs				
AÑO	GANANCIA NETA us\$X1000	costos directos de operación US\$X1000	costos capital US\$X1000	BTAX flujo neto de caja US\$X1000
0	0		4200	-4200
1	379.9	2621.9	0	-2241.9
2	9805.6	5242.9	0	4562.8
3	9125.8	5096.4	0	4029.4
4	6370.8	4572.9	0	1797.9
5	4935.4	4273.7	0	661.7
6	4300.0	4143.4	0	156.7
7	4003.6	4084.6	0	-81.0
8	3967.6	4079.7	0	-112.1
9	3310.5	3946.2	0	-635.6
10	2434.9	3772.9	0	-1338.0

Los siguientes casos fueron creados con el fin de obtener mejores resultados, hablando de recobro de crudo, con lo que se obtuvo resultados satisfactorios para este propósito, pero siendo analizados económicamente sus flujos de caja fluctúan de acuerdo a la cantidad de crudo obtenido al plazo de tiempo determinado.

5.2.1.2 Caso 2: Estimulación a $t=0$





Tanto la Gráfica 28 como la tabla 15 muestran el flujo de caja para el caso 2 mostrando que la estimulación temprana obtiene mayores ganancias a corto plazo pero reduce la vida productiva del proyecto.

Tabla 15. Flujo de caja caso 2

CASO 2				
AÑO	GANANCIA NETA US\$x1000	costos directos de operación US\$x1000	Costos capital US\$X1000	BTAX flujo de caja neto US\$X1000
0	0	4200	4200	-4200
1	688.9	2680.4	0	-1991.5
2	11285.3	5542.1	0	5743.2
3	8829.7	5056.9	0	3772.7
4	5885.8	4456.2	0	1429.6
5	4823.2	4252.3	0	570.9
6	4039.1	4090.1	0	-51.0
7	3925.0	4070.0	0	-145.0
8	3706.0	4026.2	0	-320.2
9	3706.3	4032.2	0	-325.8
10	3016.6	3882.4	0	-865.8

5.2.1.3 Caso 3: Estimulación a $t=760$ Días

La tabla 16 muestra el flujo de caja para el caso 3, donde se muestra que la estimulación hecha en el momento de la declinación de la curva de producción genera un flujo de caja un poco más disperso en comparación con el caso anterior, por lo que alarga en cierta forma la vida del proyecto, generando valores positivos hasta el sexto año.



Gráfica 29 Flujo de caja caso 3

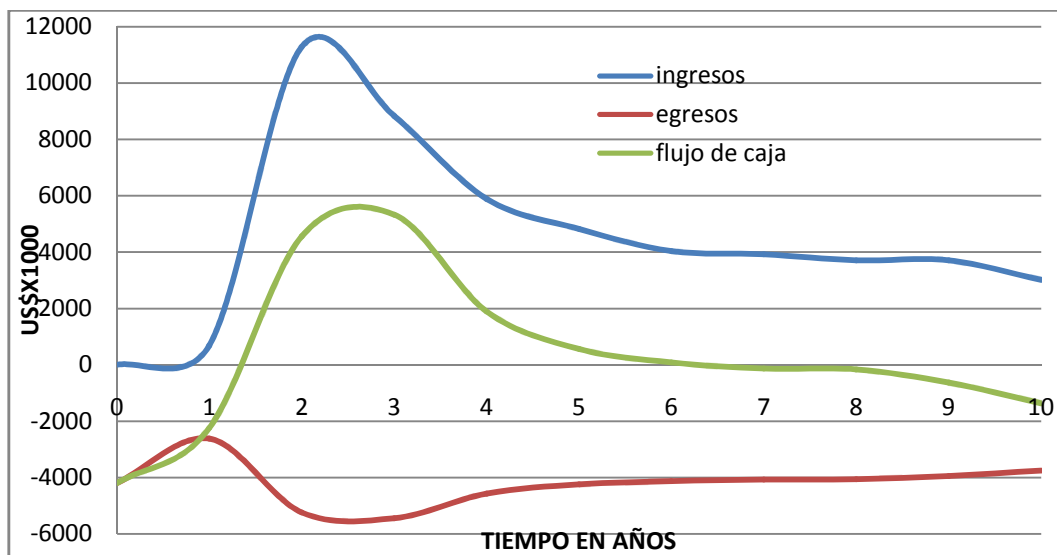


Tabla 16. Flujo de caja caso 3

CASO 3				
AÑO	GANANCI A NETA us\$X1000	costos directos de operación US\$X1000	costos capital US\$X1000	BTAX flujo neto de caja US\$X1000
0	0		4200	-4200
1	379.9	2621.9	0	-2241.9
2	9805.6	5242.9	0	4562.8
3	10774.4	5446.4	0	5328.1
4	6467.0	4571.9	0	1895.1
5	4805.8	4245.3	0	560.4
6	4211.6	4128.1	0	83.5
7	3936.9	4072.4	0	-135.5
8	3903.3	4065.7	0	-162.4
9	3317.3	3951.0	0	-633.7
10	2390.8	3760.6	0	-1369.8

5.2.1.4 Caso 4 Sistema De Levantamiento Artificial a t=0

El hecho de colocar un sistema de levantamiento artificial desde inicio del proyecto de inyección de vapor conlleva a que el mismo proyecto se pague en poco tiempo,



así mismo generará altas ganancias en los primeros años como se nota en la Gráfica 30 y tabla 17, pero debido a la declinación en la producción de crudo detendrá su vida útil al poco tiempo.

Gráfica 30 Flujo de caja caso 4

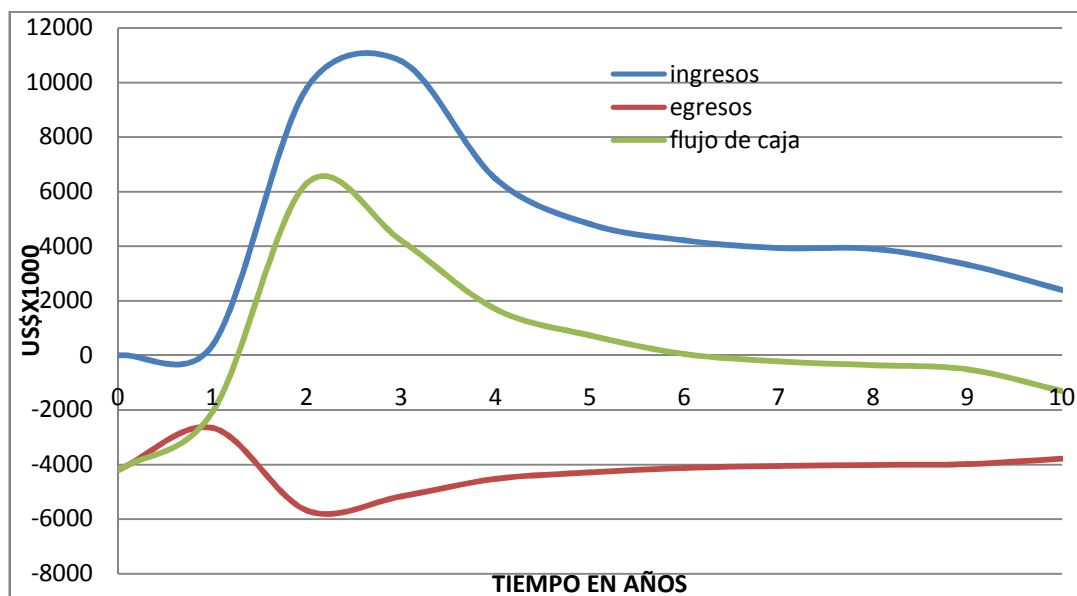


Tabla 17. Flujo de caja caso 4

CASO4				
AÑO	GANANCIA NETA us\$X1000	costos directos de operación US\$X1000	costos capital US\$X1000	BTAX flujo neto de caja US\$X1000
0	0		4200	-4200
1	603.3	2663.3	0	-2060.0
2	11997.6	5684.5	0	6313.1
3	9368.6	5161.8	0	4206.8
4	6217.1	4525.3	0	1691.8
5	5023.9	4289.8	0	734.1
6	4171.9	4119.4	0	52.6
7	3834.0	4051.8	0	-217.8
8	3659.5	4016.9	0	-357.4
9	3473.4	3979.7	0	-506.3
10	2474.5	3779.9	0	-1305.4



5.2.1.5 Caso 5 Sistema De Levantamiento Artificial a t=760 Días

Este caso en particular el cual genera el mayor factor de recobro en relación con los demás casos planteados incluyendo el caso base, muestra un comportamiento similar en cuanto a flujo de caja se refiere, obteniendo cantidades positivas a tiempos cercanos y arrojando valores poco favorables hacia el final del proyecto.

Gráfica 31 Flujo de caja caso 5

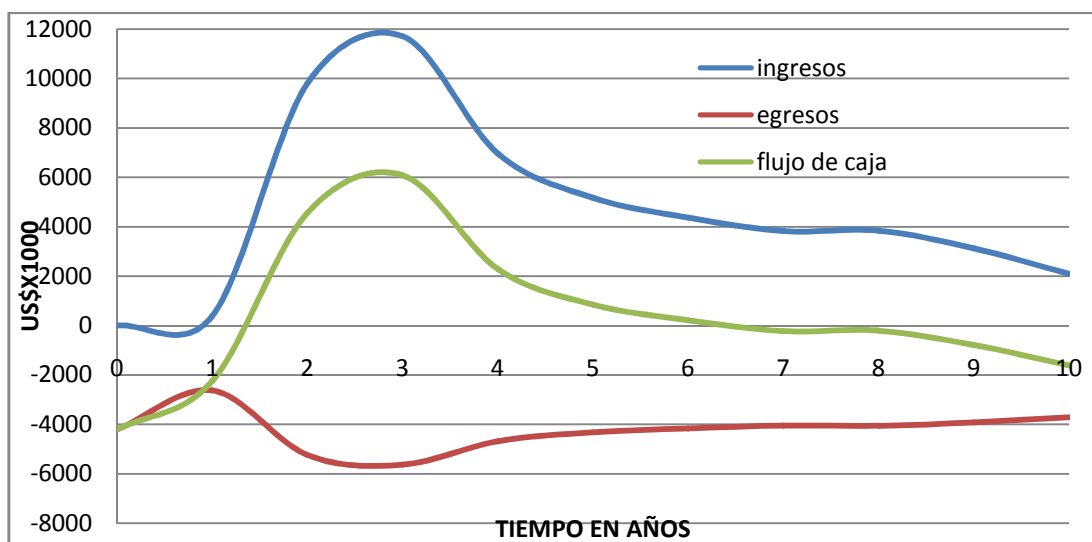


Tabla 18. Flujo de caja caso 5

CASO 5				
AÑO	GANANCIA NETA us\$X1000	costos directos de operación US\$X1000	costos capital US\$X1000	BTAX flujo neto de caja US\$X1000
0	0		4200	-4200
1	379.9	2621.9	0	-2241.9
2	9805.6	5242.9	0	4562.8
3	11713.0	5629.6	0	6083.4
4	6958.4	4674.7	0	2283.7
5	5167.4	4319.2	0	848.2
6	4371.3	4158.6	0	212.7
7	3823.3	4050.1	0	-226.8
8	3845.7	4053.7	0	-208.0
9	3131.8	3911.4	0	-779.6
10	2093.4	3703.7	0	-1610.3



En general y haciendo un seguimiento desde el caso base; todos los casos tienen un comportamiento similar en sus flujos de caja, pero este flujo de caja no es determinante para evaluar la viabilidad del proyecto y para ello se soporta en dos indicadores anteriormente mencionados (VPN y TIR).

5.2.2 INDICADORES ECONÓMICOS

A partir del flujo de caja del proyecto de inyección de vapor se determinan los indicadores económicos, para tener un mayor alcance sobre la viabilidad del mismo.

- Valor Presente Neto (VPN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).

Ambos indicadores se calcularon para dos periodos distintos; uno para el periodo completo de 10 años por el cual se planteo inicialmente el proyecto, y dos para un periodo de 8 años el cual se cree es una buena alternativa para obtener una mayor ganancia, teniendo en cuenta los flujos de caja antes mostrados.

Tabla 19. Indicadores económicos para 10 años de proyecto

ESCENARIOS	VPN US\$x1000	TIR
caso base	2599.869	22.18%
caso 2	3617.084	28.60%
caso 3	3686.549	28.30%
caso 4	4351.366	34.68%
caso 5	4724.229	33.46%

Tabla 20. Indicadores económicos para 8 años de proyecto

ESCENARIOS	VPN US\$x1000	TIR
caso base	4573.50	24.55%
caso 2	4808.76	29.64%
caso 3	5690.06	29.91%
caso 4	6163.07	35.74%
caso 5	7114.14	34.82%



Observando los datos mostrados en las tablas anteriores efectivamente se reitera la viabilidad de llevar el proyecto de inyección de vapor a un tiempo de 8 años y no 10 años como se había planteado inicialmente, arrojando mayores tasas de retorno y por supuesto un valor presente neto mayor.

Al hacer una comparación entre los análisis hechos con curvas de declinación y análisis económico se llega a un tiempo de prolongación del proyecto de aproximadamente 7 u 8 años para obtener los mejores resultados al implementar la técnica de inyección de vapor.

Los escenarios que mostraron las mayores expectativas fueron el 4 y el 5, donde se deja ver que muestran una ganancia bastante superior (alrededor de 5 puntos porcentuales) con respecto a los otros casos.

Se debe tener en cuenta que los costos usados para la ejecución de este análisis son datos medios (pues no exceden ni son menores a los utilizados actualmente) y que fluctúan con el tiempo, así mismo sucede con el precio del crudo. En general el proyecto de inyección de vapor arroja resultados satisfactorios y se decide que es económicamente rentable.



CONCLUSIONES

- Los resultados de las simulaciones presentan datos bastante curiosos. El hecho de inyectar caudales bastantes altos no garantiza necesariamente el factor de recobro apropiado que maximice las ganancias. Se obtuvo mediante el análisis del Csor (indicador económico usado en proyectos de inyección de vapor), que la simulación que mejor presentó resultados fue la de un caudal de inyección de 1800 bls.
- Si se inyecta gran cantidad de vapor se disminuye el tiempo de precalentamiento, pero la tendencia de la curva es declinar más rápido, aumentando el corte de agua debido a que se condensa gran cantidad de vapor inyectado creando canales dentro del yacimiento, sin embargo el factor de recobro es mejor debido a que los picos de las gráficas son altos y comparados con las otras inyecciones la producción es mayor, teniendo en cuenta que a mayor cantidad de barriles inyectados de agua equivalente mayor va a ser el costo de generación de vapor.
- El incremento de temperatura debido al suministro de calor generado por el vapor hace que la viscosidad disminuya aumentando la movilidad del crudo y por ende la producción.
- El modelo 3-D generado por el simulador muestra como el vapor inyectado, al hacer contacto con los fluidos del yacimiento se desplaza preferentemente hacia la parte superior de la capa explicándose esto como la diferencia de densidades, calentando esta zona, es por esto que al final del tiempo simulado el frente de calor no alcanza toda la zona del pozo productor.
- Los resultados obtenidos de las simulaciones nos indican que la inyección de vapor es un buen método para la recuperación terciaria de crudo, puesto que el software eclipse 300 es una excelente herramienta para predecir el comportamiento de los fluidos y las propiedades petrofísicas del yacimiento; sin embargo se debe tener en cuenta que este modelo fue en base a un modelo teórico.
- La simulación nos permitió proponer algunos tipos de acondicionamientos de pozo para mejorar la producción, haciendo el proyecto más corto de lo propuesto inicialmente pero obteniendo mayores ganancias, según el estudio económico el mejor caso presentado es el cambio de levantamiento artificial disminuyendo la presión en el fondo del pozo pero después de un periodo de precalentamiento.



- El tiempo de ejecución inicial del proyecto fue propuesto para 10 años pero con los resultados obtenidos por el análisis económico y de curvas de declinación se determina el tiempo apropiado en donde se maximiza las utilidades es hasta el séptimo año.
- Es de notar que las tasas internas de retorno de los casos donde se propone instalar un sistema de levantamiento son muy superiores con respecto a los casos iniciales, siendo esta la mejor opción para la ejecución de este proyecto.



RECOMENDACIONES

- Para una evaluación completa del proyecto de inyección de vapor, incorporar las pérdidas de calor en la tubería de superficie, en las facilidades y en los alrededores de los pozos productor e inyector para complementar el estudio.
- Plantear el desarrollo de un proyecto de inyección de vapor incluyendo un tipo de grid más compleja donde se permita representar fielmente el flujo radial de fluidos alrededor del pozo, por medio de la utilización de opciones tales como la discretización de 9 puntos.
- Se debe tener en cuenta que al aplicar este tipo de técnica se debe hacer un estudio donde se facilite la obtención del agua para la generación de vapor.
- 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.
- Estudiar los efectos de destilación de vapor y de remoción de asfáltenos del crudo en el modelo del proceso de inyección de vapor.



BIBLIOGRAFÍA

- ESCOBAR, F, Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Neiva-Huila, Universidad Surcolombiana, 2006.
- SEPULVEDA, J. 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, GERMAN. FLORES, NERI, Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects, Universidad Autónoma de México. Agosto 2006. Paper SPE 104046
- CURTIS, C. 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.
- Mecanismo 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