



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“METODOLOGÍA PARA LA
EVALUACIÓN TÉCNICO –
ECONÓMICA DE LA EXPLOTACIÓN
DE YACIMIENTOS DE ACEITE
PESADO USANDO SIMULACIÓN
TÉRMICA.”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

SAMUEL CAMACHO ROMERO

DIRECTOR DE TESIS: DR. EDGAR RANGEL GERMÁN





**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“METODOLOGÍA PARA LA
EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA
DE LA EXPLOTACIÓN DE
YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO
USANDO SIMULACIÓN TÉRMICA.”**

Sinodales:

PRESIDENTE: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

VOCAL: DR. EDGAR RENÉ RANGEL GERMÁN

SECRETARIO: M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA

PRIMER SUPLENTE: M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

SEGUNDO SUPLENTE: ING. ULISES NERI FLORES



Agradecimientos:

A mi madre (+): te agradezco, por haberme dado la vida, e inculcarme valores y aunque solo viste el inicio de este trabajo y no pudiste verlo terminado, te dedico este que será un de tantos logros en mi vida. Te amo jamás voy a olvidarte.

A mi padre: que me has sabido llevar por buen camino y que aunque en ocasiones, no tenemos las mismas ideas, gracias por todo el apoyo que me has dado y si termine este ciclo es gracias al apoyo que tú me brindaste. Te amo y jamás olvidare todo lo que he recibido de ti.

A mis hermanos: quienes en todo momento difícil, me apoyaron para poder terminar este ciclo, les doy las gracias y los llevo siempre en mi mente y en mi corazón.

A Gaby: que me has acompañado en los momentos más difíciles que la vida me ha presentado y que siempre me has tenido paciencia ya que no es fácil convivir con una pareja cuando se tienen tantas carencias, gracias mi amor te amo.

A los dos seres que más amo en este mundo mis hijos (Samuel C. C. y Heber C. C.): gracias por existir ya que ustedes han sido el motor que me mueve a ser mejor día a día. Por que por ustedes tengo que superarme más y crearles un patrimonio y un hogar estable, los amo y espero poder llevarlos por un buen camino.

A mi jefes (Ulises Neri, Walter T., Erika Imai y Gabriel Alvigini): por confiar en mí y brindarme su apoyo y confianza al contratarme y muy en especial gracias por brindarme su amistad y apoyo.

A mi compadre Roque Perea: por ser un ejemplo a seguir y brindarme tu amistad incondicional y apoyarme en todo momento, gracias.

A mi amigo Elvis Fragoso: por brindarme tu amistad incondicional y el apoyo recibido a lo largo de este ciclo.

A todos mis amigos: les doy las gracias por brindarme su amistad, que este es un sentimiento muy valioso que ya se esta perdiendo, gracias por brindármelo.

A todos los profesores de Facultad, que contribuyeron a forjarme y me brindaron sus conocimientos.

A mi alma mater Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, por permitirme, estudiar en tu seno y forjarme como un profesionista.

A el Dr. Edgar R. Rangel Germán: gracias por brindarme la oportunidad de trabajar a lado de una persona tan valiosa e importante como tu, por brindarme tu tiempo, tus conocimientos y por ser un modelo a seguir.

Índice.

Prefacio.....	4
I. Introducción.	6
1.1 Tipos de Aceites.....	7
1.2 Mercado	9
1.3 Reservas de Hidrocarburos	11
II. Recuperación secundaria y mejorada con métodos térmicos.....	16
2.1 Inyección de Fluidos Calientes	18
2.1.1 Inyección de Agua Caliente 2.3 Mecanismos de Producción.....	19
2.1.2 Inyección Continua de Vapor	20
2.1.3 Inyección Cíclica de Vapor (Huff and Puff)	20
2.1.4 Inyección alternada de vapor	21
2.1.5 Desplazamiento con Gas Caliente.....	21
2.2 Combustión in-situ.....	22
2.3 Proceso Electrotérmico.....	23
2.4 Energía Nuclear.....	25
III. Cable Eléctrico.....	27
3.1 Teoría de la recuperación a través de métodos eléctricos.....	27
3.2 Inyección de calor a través de un cable eléctrico.....	29
3.3 Transferencia de Calor.....	31
3.3.1 Calor.....	31
3.3.2 Temperatura.....	31
3.3.3 Capacidad calorífica.....	31
3.3.4 Conductividad Térmica.....	32
3.3.5 Difusividad térmica.....	33
3.3.6 Calor latente de vaporización.....	33

3.4 Mecanismos de Transferencia de Calor.....	33
3.4.1 Conducción de Calor.....	33
3.4.2 Convección de Calor.....	34
3.5 Simulación Térmica.....	36
IV Modelo del Sistema.....	38
4.1 Modelo del Yacimiento.....	39
4.2 Descripción del modelo numérico de la simulación del flujo....	40
4.3 Características geológicas.....	40
4.4 Malla.....	41
4.5 Sistema Roca – Fluidos.....	42
4.6 Pozos Productores.....	43
4.7 Calentamiento.....	44
V. Resultados de la simulación térmica del yacimiento.....	46
VI Evaluación Económica.....	55
6.1 Definiciones.....	55
6.2 Método de Valor Presente Neto.....	59
6.3 Método de la tasa Interna de Retorno.....	60
6.4 Análisis de Sensibilidad.....	61
6.5 Árboles de Decisión.....	62
6.6 Análisis de Riesgo.....	63
6.7 Simulación de Monte Carlo.....	64
6.8 Procedimiento de análisis.....	65
6.9 Costo de la Electricidad Consumida.....	65
6.10 Ejemplo de Calculo.....	67
6.11 Resultados de las evaluaciones económicas deterministas...71	
6.12 Resultados de la simulación de Monte Carlo.....	77

VII. Conclusiones y Recomendaciones.....	88
7.1 Conclusiones.....	88
7.2 Recomendaciones.....	90
Bibliografía.....	91

Prefacio.

Hidrocarburos.

Las primeras referencias que se tienen del petróleo, en la antigüedad, es la presencia de emanaciones espontáneas de gases espontáneamente inflamadas, desde el suelo. En otras ocasiones, el petróleo se manifestaba en corrientes de agua, siendo recogido y empleado en diversos usos como unguento para curar las heridas, enfermedades de la piel o dar masaje a los músculos reumáticos.

Fueron los egipcios los primeros en darle uso medicinal, ocupándolo también en embalsamientos y como aceite para las ruedas de sus carruajes.

En Babilonia fue utilizado como combustible y para unir mosaicos y piedras en sus construcciones. La existencia de asfalto en el Mar Muerto es mencionada por primera vez por Moisés en sus escritos; de igual modo, el historiador Plinio mencionó el manantial de Agrigento, que suministraba el aceite mineral de Sicilia para lámparas; Marco Polo, en la narración de sus viajes, describió el empleo del petróleo para el alumbrado, que era transportado en camellos hasta Bagdad.

En el año 100 A.C. los chinos se convirtieron en los primeros exploradores de petróleo. Buscaban en el lugar que les parecía adecuado y perforaban con taladros de bambú.

En México los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se cuenta la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos, haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes.

Sin embargo las primeras tentativas importantes de perforar, en busca de petróleo, no se realizaron sino hasta mediados del siglo XIX. En 1859 Edwin Drake tuvo el primer éxito al encontrar el oro negro en Pennsylvania, Estados Unidos, a una profundidad de 21 metros. Otros lo emularon, primero en Estados Unidos, después en Sudamérica, Rusia, el Lejano Oriente y el Oriente Medio. Se establecieron muchas compañías con el objeto de producir, transportar y comercializar esta nueva mercancía. Desde entonces, los hidrocarburos se han encontrado en todos los continentes, incluyendo la Antártica.

Hoy en día los hidrocarburos son la fuente principal de energía del mundo, por lo cual debemos optimizar su extracción. Por lo cual este trabajo se centra en la explotación de yacimientos de aceite pesado y propone una metodología de análisis estocástico, para reducir la incertidumbre en la explotación de los yacimientos, buscando maximizar la recuperación de aceite y que esta sea rentable.

I. Introducción.

Teniendo en cuenta que la mayor parte de las reservas en México y gran parte de las que se incorporarán son de aceite pesado es evidente que se tiene que poner gran énfasis en la recuperación de este tipo de hidrocarburos y en la aplicación de métodos térmicos como parte de su recuperación primaria y no sólo como recuperación secundaria, debido a que los yacimientos de aceite pesado presentan una viscosidad muy alta, por lo que normalmente no pueden producirse fácilmente por su propia energía. El principal objetivo de la recuperación asistida por cable eléctrico es disminuir la viscosidad, por lo que el presente trabajo propone la instalación de cable eléctrico desde el inicio de la producción del yacimiento. Se presenta un estudio técnico-económico, para analizar la rentabilidad del mismo. Por lo cual se realizaron diferentes consideraciones en el estudio, desde analizar diferentes diámetros de tubería de producción, diferentes gastos de inyección de calor, así como diferentes trayectorias de los pozos, con el objetivo de maximizar la recuperación de aceite y que esta sea la más rentable en base a sus indicadores económicos.

En los últimos años, la industria petrolera se ha desarrollado aceleradamente. Actualmente, en las etapas de prospección propiamente dicha, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Computadoras potentes asisten a los geólogos y geofísicos para interpretar sus descubrimientos. A pesar de ello, esta actividad está llena de incertidumbres de diversos tipos, más aun si se tiene en cuenta que, sólo algunas excepciones, sólo quedan por explorar aquellas áreas más remotas, puesto que los yacimientos "más accesibles" de ubicar ya han sido descubiertos y explotados.

En este trabajo se realiza, primeramente, una discusión de los modelos de simulación, incluyendo las propiedades de la roca y de los fluidos preparados para ser ampliamente representativos de la fuente de aceite pesado en estudio y candidata a la inyección de calor. Estos métodos son contrastados en términos de reducción de viscosidad de aceite, gasto de aceite y producción de aceite acumulada. Se hacen comparaciones con respecto al grado de calentamiento. Para complementar el presente trabajo se presentan las secciones de discusión de los resultados, evaluación económica y conclusiones, las cuales se presentan a lo largo del presente trabajo.

1.1 Tipos de aceites

Los yacimientos de aceite (crudo) están constituidos por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura particulares. Esta viscosidad es medida a la temperatura original del yacimiento y a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

Es práctica común hablar de clases de aceite crudo de acuerdo a su peso específico, y expresado en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute). Esta escala es llamada densidad API, o comúnmente conocida como grados API.

En el siguiente cuadro se muestra una clasificación del aceite crudo en términos de su densidad.

Aceite crudo	Densidad (gr./cm ³)	Densidad (grados API)
Extra pesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	1.01 – 0.92	10.1 – 22.3
Mediano	0.91 – 0.87	22.4 – 31.1
Ligero	0.86 – 0.83	31.2 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Tabla 2.1 Clasificación de Aceite de Acuerdo a su Densidad (Ref. www.energia.gob.mx)

A nivel mundial el petróleo crudo producido se clasifica de acuerdo a su densidad API, escala tradicionalmente utilizada en la industria petrolera mundial para expresar la densidad de los hidrocarburos líquidos, calculada de la siguiente manera:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{131.5 + \rho_r} \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde: ρ_r = la densidad relativa de la fórmula corresponde al cociente de la densidad del líquido y la densidad del agua en [gr/cm³], medidas ambas a una temperatura de 60 grados Fahrenheit. Igualmente, en la clasificación se considera el contenido de azufre del petróleo crudo. El crudo se considera habitualmente como una categoría de bajo azufre si contiene menos de 0.5% mol de azufre. En la industria petrolera los crudos con bajo contenido de azufre se denominan tradicionalmente como “dulces” y los de alto contenido de azufre como “amargos”.

En general existen dos tipos de crudo: ligero y pesado. Considerando la gravedad y la densidad, que a menor densidad es más ligero el crudo y, por el contrario, a mayor densidad es más pesado. De esta manera la gama de tipos de crudo se

amplía de forma significativa, utilizándose categorías que giran en torno a los dos tipos genéricos y su contenido de azufre: extra ligero, ligero dulce, ligero amargo y extra pesado, entre otros.

En el caso de México el petróleo producido se considera pesado o ligero según los siguientes criterios:

Pesado: Petróleo crudo con densidad API igual o inferior a 27°. La mayor parte de la producción de este tipo de petróleo proviene de yacimientos de la Sonda de Campeche. La mayor parte de las reservas probadas se localiza en la Región Marina Noreste con un volumen total de **6,493.4 mmb.** , lo que equivale al 92.63% del total de aceite pesado de las reservas en el país.

Ligero: Petróleo crudo con densidad API superior a 27°. Este tipo de crudo se produce tanto en la Sonda de Campeche como en otros yacimientos en explotación en el país. La mayor parte de las reservas probadas o 1P se encuentran en la región Sur con **2,100.3 mmb.**, lo que equivale al 61.72% del total de las reservas de aceite ligero en el país.

Superligero: Petróleo crudo con densidad API superior a 38°. La mayor parte de las reservas probadas o 1P se encuentran en la región Sur con un volumen de 448.5 mmb., lo que equivale al 70.59% del total de aceite superligero de las reservas en el país.

Istmo. Petróleo crudo ligero con densidad de 33.6° API y 1.3% de azufre en peso.

Maya. Petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y 3.3% de azufre en peso.

Olmeca. Petróleo crudo superligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre en peso.

Para propósitos comerciales y de asegurar un mejor valor económico de los hidrocarburos mexicanos, los aceites crudos vendidos nacional e internacionalmente son en general mezclas de aceites de diferentes densidades como se muestra en la siguiente tabla:

Tipo de aceite	Clasificación	Densidad (grados API)
Maya	Pesado	22
Istmo	Ligero	32
Olmeca	Superligero	39

Tabla 2.1 Clasificación de Mezclas de Aceites Mexicanos.

Tipo de Aceite.	Producción Total. (Barriles Diarios)	Precios. (USD/Barril)
Pesado	1,534,300	55.2
Ligero	809,700	58.2
Superligero	265,100	60

Tabla 2.2 Producción de aceite en México y los precios 2009 Ref. Anuario de la Secretaría de Energía.

1.2 Mercado

Brent: Es el petróleo de referencia en el mercado europeo, pero también lo es para el 65% de los distintos tipos de crudo mundial, que se referencian a él y cuyos precios se expresan como una prima o un descuento contra el Brent. Bajo el mismo nombre conviven varios tipos de instrumentos financieros, el más conocido son los futuros y opciones de crudo Brent. El Brent debe a su nombre a un yacimiento petrolífero del mar del Norte descubierto en 1972 por la compañía Shell, y que tras 1,300 millones de libras de inversión comenzó a producir crudo en diciembre de 1976. El petróleo Brent es de alta calidad debido a que es ligero (baja densidad) y dulce (bajo contenido en azufre). Su cotización como contrato de futuros comenzó en junio de 1988 en Londres, y hoy también se negocia, en Singapur y Nueva York. Cada contrato de Brent, denominado lote, está compuesto por mil barriles de crudo. Aunque al vencimiento del contrato puede exigirse la entrega física de los barriles, lo habitual es su pago en metálico. El Brent se negocia en dólares, no hay límites de fluctuación diaria, aunque el movimiento mínimo, al alza o a la baja, es de un centavo de dólar.

Dated Brent: Es el contrato de petróleo del mercado físico, donde se intercambian barriles reales de crudo, a diferencia de las transacciones financieras del International Petroleum Exchange, donde cotiza el contrato de futuros de Brent. Los cargamentos de Dated Brent son para carga inmediata, habitualmente a quince días vista (o lo menos tarde posible con respecto a esos quince días, teniendo en cuenta los días no hábiles para la contratación). Las transacciones de estos cargamentos no se realizan en un mercado formal, por lo que los precios son estimaciones que elaboran varias empresas (entre ellas Platts y Argus) tras preguntar las posiciones de oferta y compra a los intermediarios y petroleras que intercambian barriles. Sus características son 38.3° API y 0.37% de contenido en azufre. Debido a su reducida liquidez, es un mercado fácilmente manipulable.

West Texas Intermedio: Es el petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos, y cotiza en la New York Mercantile Exchange (Nymex), en Nueva York. Se trata de un crudo de muy alta calidad, ligeramente por encima de la del Brent; es ligero (39.6° API) y dulce (su contenido de azufre es de sólo 0.24%). Por ello, en condiciones normales suele cotizar entre dos y cuatro dólares por encima del Brent. Sus contratos de futuro cotizan en el Nymex desde hace 21 años y cuentan con el mayor nivel de liquidez y contratación de todos los crudos mundiales. Al vencimiento del contrato, se puede exigir la entrega física o la compensación en metálico. El punto de entrega se sitúa en Cushing, una pequeña localidad de Oklahoma (Estados Unidos), donde se encuentra un punto neurálgico de la red de oleoductos estadounidense. Aunque la producción real de este crudo alcanza sólo los 365,000 barriles (el 0.4% del bombeo mundial), diariamente se intercambian en la Nymex alrededor de 150 millones de barriles. Aunque el mercado electrónico suele marcar la tendencia de la apertura.

Dubai: Es el crudo de referencia para el petróleo pesado y con alto contenido de azufre en Asia, y sobre él se referencia, mediante una prima o descuento, otros crudos de la zona que no cotizan en el mercado. El Dubai es un tipo de petróleo de baja calidad; es relativamente pesado (31° API, frente a los más de 38° del Brent) y de alto contenido en azufre (2.04%, cinco veces más que el Brent). En los últimos años su importancia ha crecido a la par que las importaciones de crudo de las economías emergentes asiáticas, especialmente China. Aunque la producción de este crudo ha caído significativamente, su precio influye en el resto de los crudos pesados del Golfo Pérsico con destino a Asia. El precio de los principales crudos con destino a esa región de Arabia Saudita, Irán, Kuwait, Irak y Emiratos Árabes Unidos (todos ellos miembros de la OPEP) están vinculados al Dubai. El Dubai cotiza tanto en la Singapore International Monetary Exchange (Simex), el mercado de materias primas de Singapur, y en el Nymex. No obstante, también cotiza over-the-counter en mercados informales.

Arab Light: Durante décadas, el Arab Light, producido en el mítico yacimiento Ghawar, en Arabia Saudita, fue la referencia mundial para el precio del petróleo. Entre 1950 y 1981, el precio de todos los crudos se fijaba como una prima o descuento contra esa variedad saudita, cuyo principal punto de exportación es Ras Tanura, la mayor terminal de exportación de crudo del mundo. El Arab Light es un crudo medio (34° API, y un contenido en azufre de 1.78%), pero su producción es enorme: en la actualidad, más de cinco millones de barriles. Su yacimiento, Ghawar, es el mayor del mundo. El Arab Light perdió su razón de ser durante la

segunda crisis del petróleo, a partir de 1979 y, sobre todo, entre 1980 y 1981, cuando su precio oficial, que alcanzó en octubre de 1981 un máximo de 38.28 dólares, se situó muy por debajo de la cotización que el crudo alcanzó en los mercados informales entre las petroleras.

Canasta OPEP: La OPEP fija sus decisiones de política petrolera con la vista fija en la denominada canasta OPEP [OPEC basket], una media aritmética de siete variedades de crudo: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia); Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita); Dubai (Emiratos Árabes Unidos), Tia Juana Light (Venezuela), e Istmo (México). Como la canasta OPEP está compuesta por una mayoría de crudos de calidad media-baja, suele cotizar con un fuerte descuento con respecto a los crudos de alta calidad. Frente al Brent, suele cotizar alrededor de dos barriles por debajo y frente al West Texas Intermediate, su descuento oscila entre cuatro y cinco dólares. La canasta OPEP comenzó a cotizar el 1 de enero de 1987 y su precio se publica con un día de retraso, debido a que la OPEP espera a tener los precios de todos los crudos y luego calcula la media. En su inicio, la OPEP fijó como objetivo mantener el crudo alrededor de los 18 dólares por barril; elevó esa meta en 1990 hasta los 21 dólares.

1.3 Reservas de hidrocarburos

En las siguiente tabla y grafico se presentan las reservas de petróleo a nivel mundial, en donde se puede observar que las reservas de aceite mundiales ascienden a 1,258 millones de barriles, las cuales se puede observar su distribución, en donde México tiene un 0.9435% del total de reservas mundiales.

Reservas de petróleo crudo (millones de barriles)	
Total Mundial	1,258.0
Arabia Saudita	264.1
Irán	137.6
Irak	115.0
Venezuela	99.4
Emiratos Árabes Unidos	97.8
Rusia	79.0
Estados Unidos	30.5
China	15.5
México	11.9
Noruega	7.5

Tabla de reservas de aceite a nivel mundial en millones de barriles. Ref. BP Statistical Review of World Energy 2009.

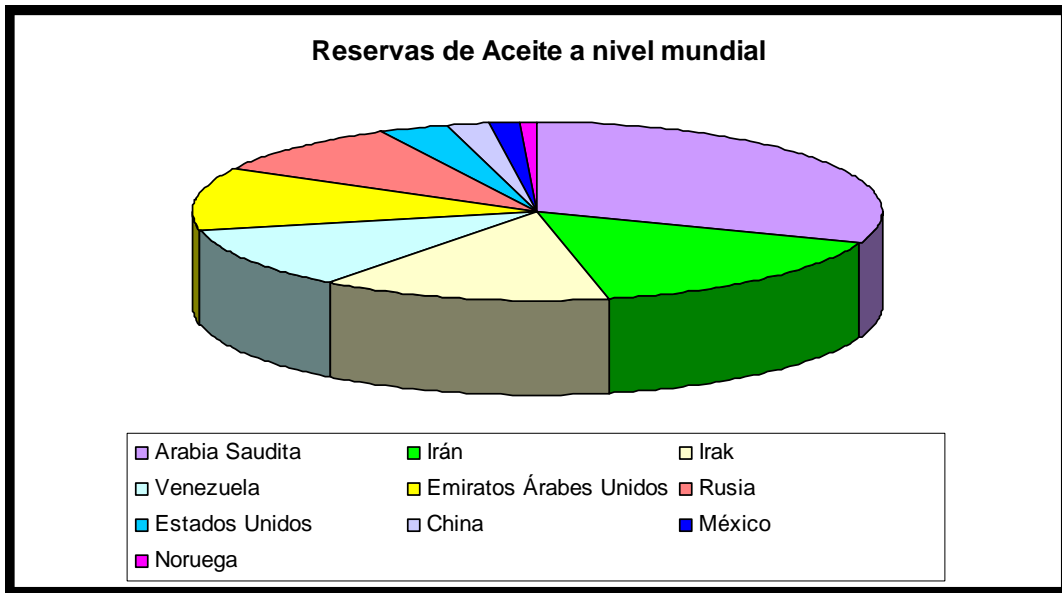


Grafico distribución de reservas de aceite a nivel mundial. Ref BP Statistical Review of World Energy 2009.

En las siguientes tabla y grafico se puede observar la producción de crudo a nivel mundial donde México ocupa un sexto lugar, con una producción promedio para el mes de agosto del 2009 de 2,840 (Mbls/día).

Producción mundial de petróleo crudo, principales países (miles de barriles diarios)	
Total Mundial	84,920
Rusia	10,230
Arabia Saudita	7,880
Estados Unidos	8,090
Irán	3,780
China	3,960
México	2,840
Emiratos Árabes Unidos	2,280
Venezuela	2,240
Irak	2,510
Noruega	1,950

Tabla Producción mundial de petróleo de los principales países (Mbls/día). Ref. Oil Market Report, Agencia Internacional de Energía.

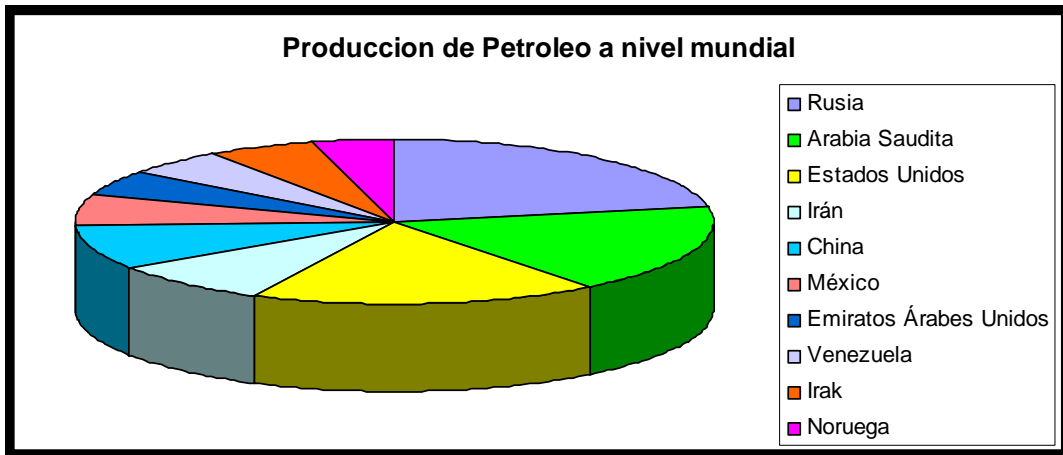
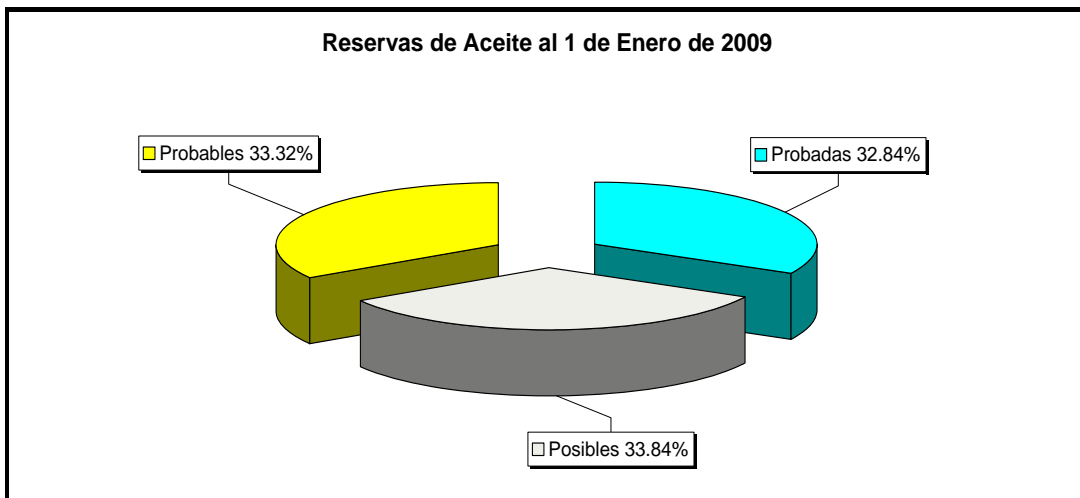


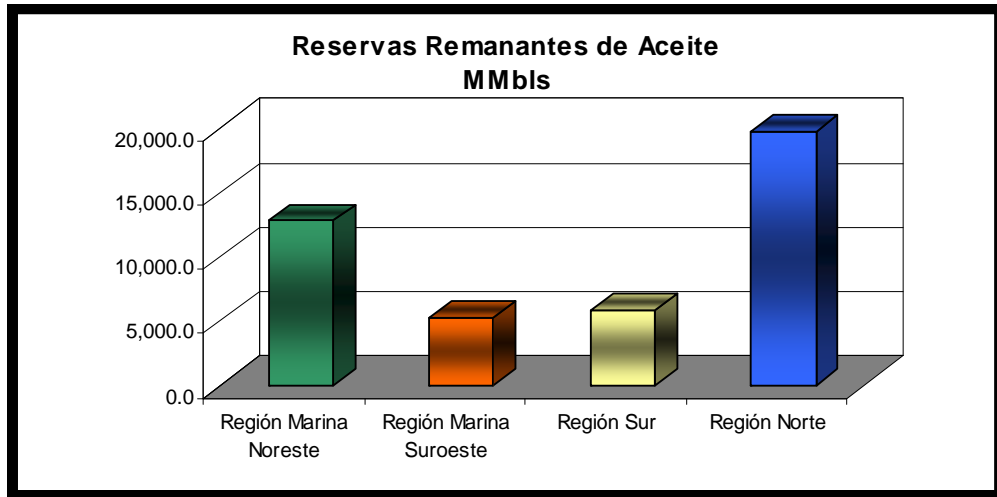
Grafico Producción mundial de petróleo de los principales países (Mbls/día). Ref. Oil Market Report, Agencia Internacional de Energía.

Al 1 de enero del 2009, las reservas remanentes totales, también conocidas como 3P, que corresponden a la adición de las reservas probadas, probables y posibles, ascienden a 43,563.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Con un 32.84 % de reservas probadas, 33.32% probables y las reservas posibles con un 33.84%.



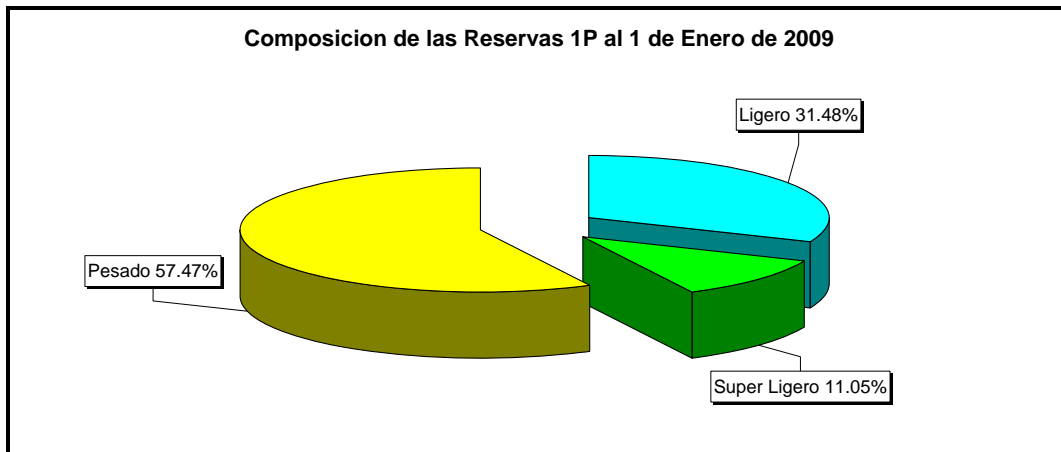
Grafica 2.2 Ref. PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de Hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2009*, México, 2009.

La distribución regional de las reservas totales esta distribuida de la siguiente forma: La Región Norte aporta el 45.28%, La Región Marina Noreste 29.35%, la Región Sur el 13.46% y la Región Marina Suroeste complementa con 11.91% del total.



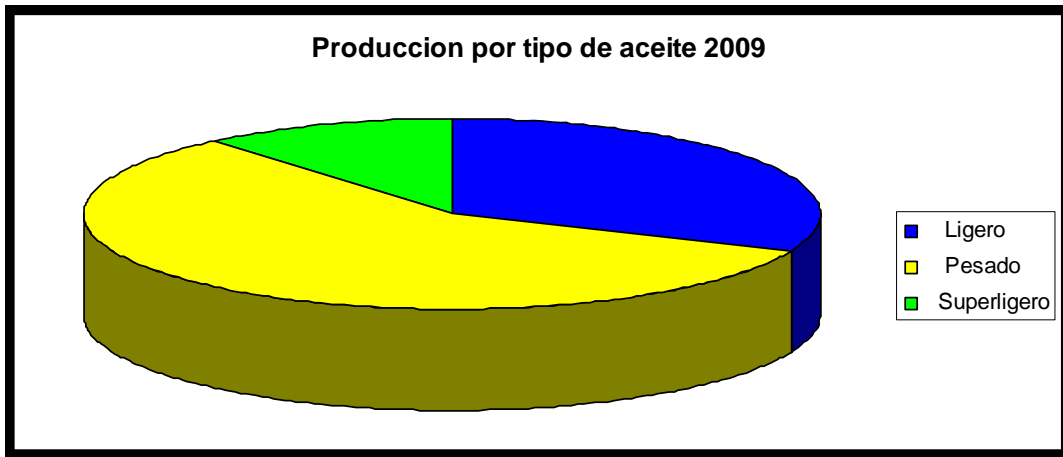
Gráfica 2.4 Ref. PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de Hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2009*, México, 2009.

Al 1 de enero del 2009 las reservas totales de aceite crudo alcanzan 14,308.0 millones de barriles, crudo pesado aporta un 55.5% del total nacional, mientras que el crudo ligero aporta el 35.5, por que el 9% restante corresponde la crudo superligero.



Gráfica 2.5 Ref. PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de Hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2009*, México, 2009.

Esta abundancia mayoritaria de aceite pesado se refleja, evidentemente, en la producción de crudo efectuada por PEP, empresa que durante septiembre del 2009 tuvo una producción promedio de 2,542 Mdbd, de donde la producción de aceite pesado corresponde a 1,461.1 Mdbd, siendo un 57.47%, un 31.48% de aceite ligero y un 11.05% de aceite superligero del total de la producción total nacional.



Gráfica 2.6 Ref. PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de Hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2009*, México, 2009.

Como se puede observar en la gráfica 2.6 la mayor parte de las reservas 1P de aceite con las que cuenta México son de tipo pesado y teniendo en cuenta que en el 2009 se incorporaron 363.8 mmb (1P) de aceite de donde el mayor porcentaje es de crudo pesado, por lo que surge la necesidad de poner mayor énfasis en métodos de recuperación para estos hidrocarburos de tipo pesado. Por lo anterior este trabajo describe algunos métodos para la extracción de los mismos y se realiza un estudio técnico-económico del método de calentamiento a través de un cable eléctrico, el cual se desarrollará a lo largo del presente trabajo, incluyendo el estudio técnico y un análisis de rentabilidad, para la implementación de este método de recuperación en un campos mexicanos.

II. Recuperación Secundaria y mejorada con métodos térmicos

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia del yacimiento y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar aire, gas natural o agua para represarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A estos métodos para explotar un yacimiento proporcionando energía adicional después del agotamiento natural de la propia, se le conoce como Recuperación Secundaria.

Actualmente se ha encontrado que conviene proporcionar energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento manteniendo la presión en valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fue a lo que se le llamó durante muchos años "Mantenimiento de Presión".

Los métodos de recuperación térmica buscan disminuir la viscosidad de los fluidos, disminuyendo así, la resistencia al flujo y, por ende, permiten que las fuerzas desplazantes presentes en el yacimiento aumenten la producción de crudo. En la estimulación térmica, la reducción de la resistencia al flujo se logra mediante el calentamiento del pozo y del área del yacimiento a su alrededor. La reducción de la viscosidad reduce la resistencia al flujo. Un segundo mecanismo presente es el de la limpieza del pozo, mediante el cual podría ocurrir lo siguiente: los sólidos orgánicos cercanos al pozo pueden ser derretidos o disueltos, las arcillas podrían ser estabilizadas, la permeabilidad absoluta podría aumentar por las altas temperaturas, o las partículas finas que pudieran reducir el flujo a través del empaque de grava pueden, ser desalojadas. Generalmente, la limpieza del pozo tiene un efecto relativamente bajo luego del primer ciclo de estimulación.

La estimulación térmica es el único tratamiento efectivo para yacimientos de crudo viscoso con pobre continuidad lateral. Como los efectos están confinados alrededor del pozo, la estimulación térmica mejora rápidamente las tasas de producción de petróleo. En el caso de la inyección continua, no se pueden esperar aumentos significativos y sostenidos de las tasas de producción sino hasta que un banco petrolífero o de calor (o ambos) lleguen a un pozo productor.

Recuperación Secundaria.

Es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se tendría con la energía propia del yacimiento, adicionando al yacimiento una energía adicional, cualquiera que sea el tipo de ésta.

Comúnmente, esta energía se adiciona al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica, la energía mecánica se suministra al yacimiento cuando se le inyectan a éste los fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento.

La energía en forma calorífica se le proporciona al yacimiento cuando se inyecta a éste vapor de agua, cuando se genera combustión en el seno de la roca, cuando se introducen herramientas (energía nuclear); existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo (que es en cual se centra el presente trabajo), que es en el aspecto en que afecta al yacimiento en su recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objetivo de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

En un sentido amplio y de acuerdo con la definición, bajo el criterio de proporcionar energía adicional al yacimiento, cualquier acción encaminada a realizar una explotación de los hidrocarburos bajo esa premisa (proporcionar energía al yacimiento) debe considerarse dentro del terreno de la recuperación secundaria; no importando el tiempo en que esto se realice ni los tipos o los medios para aplicarla.

Recuperación Mejorada.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores: A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

El aumento del precio del crudo hace económico inyectar fluidos diferentes al agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se han realizado numerosas investigaciones en este sentido. Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrolícos, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

2.1 Inyección de Fluidos Calientes.

Generalmente los fluidos inyectados son calentados en la superficie, aunque en ocasiones se utilizan calentadores de fondo en el propio pozo. La variedad de fluidos incluye algunos comunes como el agua (tanto líquida como en forma de vapor) y el aire; otros como el gas natural, el dióxido de carbono, los gases de escape producto de los procesos de combustión y hasta solventes. La selección de fluidos está controlada por el costo y el impacto que su inyección tendrá sobre el yacimiento, por su efecto sobre la producción de crudo obtenida y por la disponibilidad de dichos fluidos.

Como los desplazamientos térmicos comprenden la movilización de fluidos calientes de un pozo a otro, se requiere que el yacimiento posea continuidad a lo largo de distancias mayores que las del desplazamiento entre pozos.

Todos los procesos mediante los cuales se inyecta un fluido caliente al pozo, tienen pérdidas de calor desde el cabezal, hasta las formaciones suprayacentes y subyacentes al yacimiento. Estas pérdidas de calor pueden ser una fracción significativa del calor inyectado, cuando los pozos son profundos, cuando están térmicamente mal aislados, o cuando son bajas las tasas de inyección. En tales condiciones, la temperatura de un fluido inyectado que entra en la formación puede

ser mucho más baja que la temperatura en el cabezal, cuando el fluido inyectado es condensable, como en el caso del vapor de agua, las pérdidas de calor hacen que parte del vapor se condense.

Generalmente las tuberías en la superficie están revestidas con material aislante y los pozos inyectoros pueden ser terminados de tal manera que reduzcan las pérdidas de calor. Debido a los esfuerzos que por el calor se le imprime al revestidor de los pozos inyectoros, es costumbre usar pozos nuevos y cementar el revestidor hasta la superficie.

2.1.1 Inyección de Agua Caliente

La inyección de agua caliente involucra solamente el flujo de dos fases, agua y petróleo. Los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por agua caliente, como por agua fría.

La presencia de la fase gaseosa afecta el comportamiento del proceso de la inyección de agua caliente, como son:

- Los gases disueltos en los crudos, tienden a desprenderse de la solución a medida que aumenta la temperatura. Esto resulta en una aparente expansión inicial de la fase del petróleo donde se forman burbujas de gas, pero sólo hasta que estas burbujas se integran a una fase continua de gas.
- El segundo se refiere a la de la fase de gas residual atrapada, en los procesos de inyección de agua caliente, es considerado análogo al que se encuentra en la inyección convencional de agua.
- El tercero es que el petróleo desplazado tiende a llenar el espacio inicialmente ocupado por el gas, lo cual retarda la producción de petróleo.

2.1.2 Inyección Continua de Vapor

Comúnmente se utilizan calderas para producir vapor y cantidades variables de agua caliente. El agua caliente comúnmente se inyecta en el yacimiento conjuntamente con el vapor, aunque a veces el volumen de agua inyectada es reducido mediante la separación de las fases de vapor y líquido corriente arriba, antes del cabezal del pozo. Generalmente, el agua caliente separada es recirculada a través del sistema de alimentación de agua de la caldera (si el agua está lo suficientemente limpia) o es usada para precalentar el agua con la que se abastece la caldera. Como el calentamiento promueve la deposición de los sólidos disueltos, en las operaciones de inyección de vapor, es especialmente importante tratar adecuadamente el agua que alimenta la caldera. El agua dulce, inyectada o condensada, puede crear problemas en los yacimientos que contengan arcillas expandibles.

Los desplazamientos con vapor también:

- Causan ebullición y despojo de los componentes ligeros del crudo mediante el vapor.
- Promueven la formación de un banco de petróleo de baja viscosidad cerca del frente de condensación.
- Generan muy bajas saturaciones de petróleo residual.
- Mejoran la relación de movilidad efectiva del proceso de desplazamiento.

2.1.3 Inyección Cíclica de Vapor (Huff and Puff)

La inyección cíclica de vapor es una de las técnicas más importantes de estimulación y da como resultado un incremento en la producción de aceites viscosos (pesados), al reducir su viscosidad y eliminar algunos bitúmenes o parafinas que se depositan en el fondo de los pozos, logrando con ello una disminución en el tiempo de explotación del yacimiento y un aumento en la recuperación.

La estimulación de vapor consiste en el suministro de energía térmica a un yacimiento a través de pozos seleccionados adecuadamente, tanto para la inyección de vapor como para la producción de los fluidos calientes; constituye un proceso cíclico caracterizado por tres etapas:

La primera etapa corresponde a la inyección de vapor a la formación productora, durante un tiempo que puede variar desde una a varias semanas dependiendo de las características del yacimiento. Durante esta etapa ocurren pérdidas (transferencia) de calor a través de todo el sistema de inyección, así como hacia los estratos adyacentes a la formación saturada de aceite viscoso.

La segunda etapa es el tiempo de cierre durante el cual se permite que el vapor inyectado se condense dentro del yacimiento y ceda su calor latente al aceite viscoso, la roca productora y a los estratos adyacentes a ella.

En la última etapa del ciclo, el pozo es abierto a producción hasta alcanzar el gasto inicial que tenía antes de la estimulación o uno mayor, cuando se genera una mejora permanente en la permeabilidad, como consecuencia de la limpieza en las regiones vecinas de la vecindad del pozo, la duración de la etapa de producción puede coincidir con el tiempo en el cual el yacimiento se enfría a su temperatura inicial, al final de lo cual, dados los resultados obtenidos, puede iniciarse otra vez el ciclo y así el proceso puede continuar ciclo tras ciclo hasta llegar al límite económico de explotación.

2.1.4 Inyección alternada de vapor

La inyección alternada de vapor es usada porque la respuesta de producción se obtiene antes y la cantidad de petróleo extraído por la cantidad de vapor inyectado es frecuentemente mayor que la obtenida mediante otros desplazamientos térmicos. Además se pueden utilizar calderas relativamente pequeñas que también pueden ser llevadas de pozo en pozo. Los pozos pueden ser estimulados con vapor varias veces, siendo requisitos primordiales las fuerzas naturales expelentes, como el gas en solución o el drenaje por gravedad.

2.1.5 Desplazamiento con Gas Caliente

La baja viscosidad de los gases incondensables resulta en pobres relaciones de movilidad, como consecuencia en pobres relaciones de movilidad y por lo tanto, en pobres eficiencias de desplazamiento.

Las fracciones ligeras también pueden ser importantes en los desplazamientos con gas caliente. En tal caso la condensación de los componentes separados resulta del

enfriamiento de la corriente de gas (acción análoga a la precipitación meteorológica) en lugar de cómo en el caso del vapor, la condensación de la fase transportadora. Debido a la baja densidad de los gases, se requieren altas tasas (a condiciones estándares de referencia) volumétricas de inyección para proveer tasas de inyección comparables con las obtenidas con la inyección de agua o vapor.

2.2 Combustión in-situ.

En la combustión in situ, se inyecta oxígeno al yacimiento. El crudo en el yacimiento se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor. La inyección de aire es la manera más común para introducir oxígeno en el yacimiento. Como el aire inyectado está generalmente frío (excepto por el calor que le imparte la compresión), es necesario diseñar las tuberías en la superficie basándolas en las normas que componen la práctica prudente de las operaciones.

El entubamiento cerca de la zona productora, de hecho cualquier parte del pozo inyector que pueda estar en contacto con el oxígeno libre y crudo, debe ser diseñada para resistir altos esfuerzos térmicos. Generalmente, los pozos inyectores exigen consideraciones especiales en el diseño. Solamente en aquellas secciones que son específicamente vulnerables. Por otro lado, se puede esperar que los pozos productores sean acosados en varios grados de severidad por la corrosión, la erosión y la alta temperatura desde el intervalo de producción hasta el cabezal, siendo las condiciones más severas en el intervalo de producción. Por lo tanto el tipo de equipo estándar para el pozo debe ser modificado de acuerdo con las circunstancias. El grado de modificación dependerá del crudo y del agua en el yacimiento, de friabilidad de la arena, del acero utilizado para el revestidor y la tubería de producción, del método de terminación del pozo, de las cantidades de calor, oxígeno libre y del tipo de proceso de combustión in situ o medidas de control utilizadas.

La combustión que se desarrolla en el yacimiento puede ser completa o incompleta. En lo que se refiere al sistema utilizado, existen dos tipos de combustión, directa e inversa.

- Combustión Directa: va de un pozo hacia otro.
- Combustión Inversa: la combustión va del centro de la roca hacia los pozos (a contraflujo).

El método de combustión in situ se aplica generalmente a yacimientos que ya han producido; esto por facilidad de la inyección del aire, sobre todo en el sistema inverso.

Una vez iniciada la combustión y que los efectos de temperatura y presión llegan a los pozos productores, se requiere equipo de bombeo, que generalmente es mecánico, y debe estar trabajando constantemente.

Una de las ventajas de este método con respecto a la inyección de vapor es que aquí no se forman emulsiones en las primeras etapas productivas; en cambio en la inyección de vapor se pueden formar emulsiones desde el primer ciclo en ocasiones de tipo inverso (agua en el aceite); y aunque en la batería de separación se aplican desemulsificadores cantidades de agua de entre el 2% y 5% pueden permanecer en emulsión en el crudo. Cuando llega a las refinerías este crudo causa problemas por que hay un desequilibrio térmico en las torres fraccionarias.

2.3 Proceso Electrotérmico.

Usa el flujo continuo de corriente alterna de una sola fase para calentar la formación alrededor del pozo. La viscosidad del crudo pesado es reducida para mejorar el flujo. La corriente fluye a través de la tubería de producción de acero hacia un electrodo especial formado por el apilamiento de esferas de acero en una ranura achurada hecha en la formación del pozo descubierto. La tubería de producción es aislada eléctricamente mediante una tubería concéntrica de fibra de vidrio. La corriente se dispersa por la tierra más allá de la zona de calentamiento y regresa a la superficie para completar el circuito. El calor resulta de la resistencia de los fluidos semiconductores en el yacimiento en el área donde la intensidad de la corriente es mayor.

La disipación de energía eléctrica en un yacimiento causa que éste se caliente. La energía eléctrica puede disiparse a través de una resistencia o a través de la absorción. Se considera que el calentamiento eléctrico es primordialmente un tratamiento de estimulación.

Los fluidos que fluyen hacia el pozo transportan calor sensible, de manera que la zona efectivamente calentada cerca del pozo es algo más pequeña que la que pudiera estimarse solamente basándose en la potencia disipada, contrario a las suposiciones realizadas es necesario mantener en claro:

- Que la conductividad eléctrica de las lutitas y las arenas con algún contenido de agua es apreciablemente más alta que las rocas que están altamente saturadas de petróleo.
- Las corrientes eléctricas no serán radiales.
- Las resistividades eléctricas de las formaciones son afectadas por las temperaturas y las saturaciones.

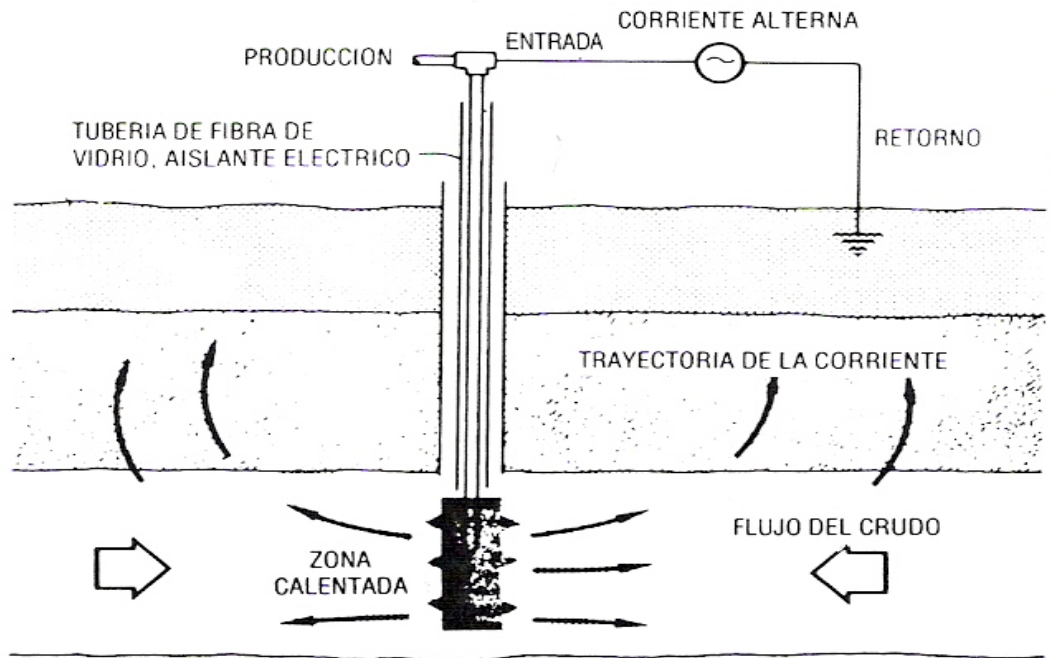


FIG. 4.1 Proceso electrotérmico de calentamiento

El calentamiento mediante la disipación de energía eléctrica, directamente en el yacimiento, tiene algunas ventajas:

- El calentamiento se genera instantáneamente a través de los elementos del yacimiento. la energía sea propagada por fluidos calientes o conducida a través del yacimiento de forma inmediata, a pesar de que podría tomar algún tiempo para que la temperatura del yacimiento aumente significativamente a distancia media entre pozos.

- La generación de calor no depende de la inyección de fluidos, es esencialmente independiente de la permeabilidad del yacimiento y las limitaciones de la presión de inyección.

En consecuencia, el método pudiera ser ventajoso en los casos donde, por causa de baja inyectabilidad, los tiempos de calentamiento por inyección de fluidos sean demasiado largos. Esto puede resultar en pérdidas de calor muy altas, reduciendo el calor remanente en el yacimiento al final del periodo de inyección.

2.4 Energía Nuclear.

En el campo de la energía nuclear para la extracción térmica, se han propuesto algunas aplicaciones:

- La mini-explosión nuclear contenida es detonada bajo la superficie en o ligeramente por debajo de una gruesa columna del yacimiento elegido, el cual podría ser de lutitas petrolíferas o arenas bituminosas. En donde, el propósito primordial de la detonación es fracturar y fragmentar el yacimiento, haciéndolo así permeable y adaptable para la extracción in situ. Algún incremento de la temperatura también acompañaría la detonación, pero éste tendría un efecto pequeño excepto, posiblemente, en arenas bituminosas. Se ha propuesto la detonación de cargas repetidas en el mismo volumen fragmentado para incrementar la temperatura a niveles más satisfactorios.

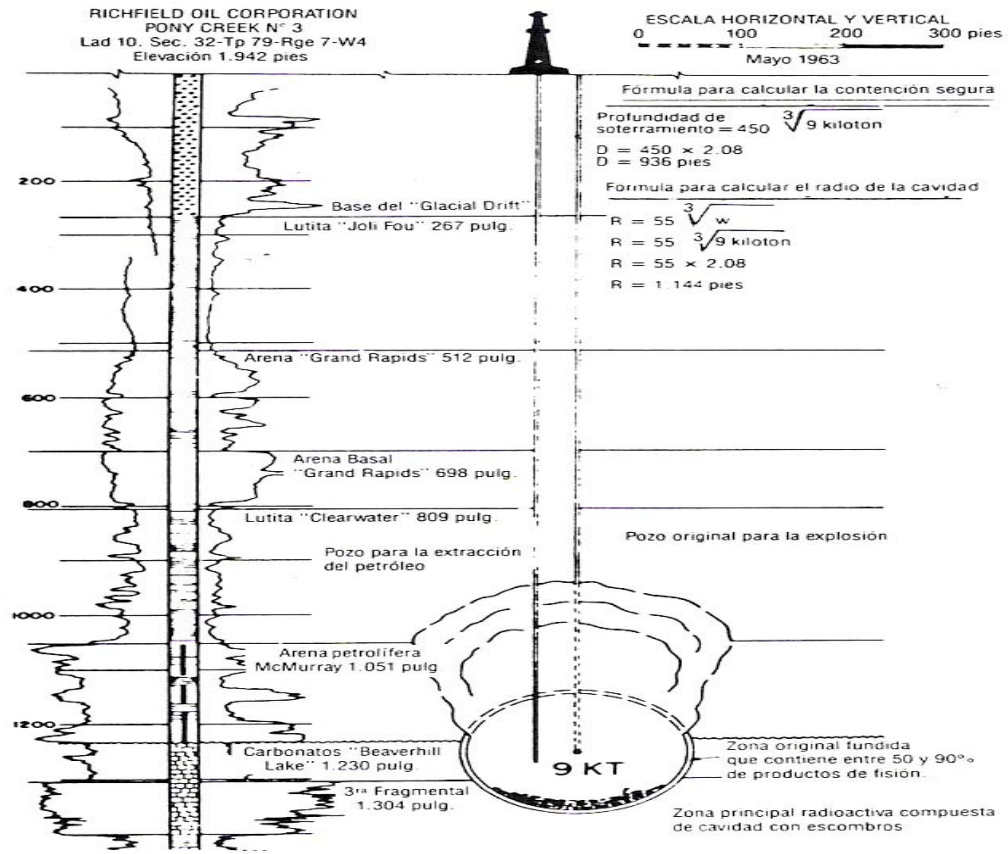


FIG. 2.8 Esquema del proceso de la aplicación de la energía nuclear ref.

Otros usos propuestos para la energía nuclear incluyen:

- La reducción de la viscosidad del petróleo mediante el uso del calor liberado a través de desechos radioactivos almacenados en formaciones adyacentes.

La construcción de un generador de vapor subterráneo movido por energía nuclear para inyectar vapor directamente a los yacimientos.

III. Cable Eléctrico

Generalmente, la producción y el calentamiento se realizan a la vez, pero a veces se hacen en forma alternada. El yacimiento es calentado por conducción térmica en contracorriente a la transferencia de calor que ocurre del yacimiento hacia fuera mediante los fluidos producidos.

Normalmente, el pozo es calentado utilizando un calentador de fondo accionado por gas, o un calentador eléctrico sostenido por un cable para transformar la energía eléctrica en calor, o mediante la circulación de fluidos calentados en la superficie. También se ha propuesto transmitir una corriente eléctrica, microondas, etc., a través del yacimiento.

Los métodos de calentamiento eléctrico también tienen las siguientes desventajas: La energía eléctrica es costosa comparada con las fuentes de calentamiento convencionales utilizadas en proyectos térmicos; por lo que estos métodos son económicamente rentables solamente cuando el incremento en la eficiencia térmica (energía) es lo suficientemente grande como para compensar el alto costo de la energía eléctrica, por lo que en este trabajo se realizara un análisis de rentabilidad para aplicar este tipo de tecnología para dos tipos de pozos uno marino y uno terrestre.

3.1 Teoría de la recuperación a través de métodos eléctricos.

Existen diversas posibilidades en el uso de electricidad para calentar formaciones de aceite pesado. Estos métodos se pueden clasificar de acuerdo al mecanismo de disipación térmica predominante en el proceso. La frecuencia en la línea juega un papel decisivo en como la electricidad se convierte en calor.

El calentamiento dieléctrico prevalece en el rango de altas frecuencias, desde las frecuencias de radio hasta las microondas, los dipolos formados por las moléculas tienden a alinearse con el campo eléctrico, la alternancia de este campo induce un movimiento de rotación sobre los dipolos con una velocidad proporcional a la frecuencia de alternancia. El movimiento molecular puede ser suficientemente intenso para producir un calor considerable. Una aplicación común de este proceso

se tiene en los hornos de microondas: otra posibilidad es el calentamiento inducido, en donde el flujo de la electricidad de corriente alterna es a través de una serie de conductores que inducen un campo magnético en el medio que los rodea. Este trabajo es confinado al proceso de calentamiento resistivo, en el cual el principal mecanismo corriente directa o corriente alterna de baja frecuencia (arriba de 300 Hz.) es usada.

El calentamiento eléctrico de formaciones de yacimientos se utilizó para mejorar la producción de aceite desde 1969, cuando se reportó que de forma exitosa un experimento realizado en Texas. La producción de 4 pozos se incremento de 1 bls/día a 20 bls/día para el experimento, el cual incluyo fracturamiento. Este método rápidamente llamó la atención de un gran número de investigadores e ingenieros, lo que trajo que otras pruebas de campo se reportaran a los pocos años siguientes. El primer trabajo para el calentamiento resistivo se realizó en 1977 por El-Feky. Él reportó el desarrollo y prueba de un modelo numérico basado en formulaciones implícitas de presión y explícitas de saturación en una malla rectangular 2D. Información experimental se tomó de un modelo de laboratorio que consistía de una inyección de agua que consideraba 5 pozos.

El concepto de calentamiento eléctrico se acopló al de la inyección de agua resultando un proceso llamado método de calentamiento selectivo de yacimientos.

Hasta 1986 los pocos simuladores de yacimientos existentes para el proceso mejorado de la inyección de electricidad, se basaban en tratamientos explícitos para determinar la saturación, el voltaje, la temperatura y la presión. González (ref. artículo SPE 19685) presentó un modelo implícito completo 3D, multicomponente, en 1986 que fue capaz de considerar vaporización de agua.

En 1988 Wattenbarger y McDougal usaron un simulador 2D para investigar los parámetros que afectan la respuesta de producción al calentamiento eléctrico resistivo. Ellos consideraron el régimen estacionario para obtener un método simple para estimar un gasto de producción.

En 1987 pruebas piloto fueron realizadas conjuntamente con Petrobras y desarrollas por ORS en el campo de Río Panon, y Río Grande del norte de Brasil. Un pozo se conectó eléctricamente y sus parámetros se monitorearon de forma precisa. La información mostró un incremento repentino de la temperatura en la

zona de interés, acompañada por un incremento sobresaliente en el gasto de la producción de aceite.

El propósito del trabajo fue desarrollar un modelo numérico para el método de calentamiento eléctrico e investigar la respuesta obtenida al utilizar diferentes arreglos en los electrodos; la validación del modelo incluye su aplicación en el caso del Río Panon.

3.2 Inyección de calor a través de un cable eléctrico.

En este trabajo se presentan los resultados de un estudio de simulación numérica de yacimientos enfocada a un proceso alternativo de recuperación térmica para campos en los cuales la inyección de vapor no puede ser aplicada. Calentar el yacimiento con cables comercialmente disponibles puede superar muchas de las dificultades encontradas cuando se aplican métodos convencionales de inyección de vapor a yacimientos no convencionales. Un proceso de calentamiento eléctrico estimula la recuperación del aceite, primeramente mediante la reducción de la viscosidad del aceite alrededor del pozo y en segunda instancia, por la expansión térmica de los fluidos del yacimiento.

El calentamiento eléctrico por medio de cables podría, además, ser útil durante el período de precalentamiento que precede a la mayor parte de los procedimientos de inyección de vapor y solventes en especial en arenas aceitosas viscosas o bitumen (Edmundo y Gittins, 1993). En es de caso el precalentamiento proporciona inyectabilidad por medio de la formación de aceite móvil que puede ser desplazado por el fluido de inyección.

Para ilustrar la mejora en la inyectabilidad o productividad de un pozo revisemos los cálculos del índice de productividad del pozo (IP) para un solo pozo produciendo o inyectando con un dominio finito en cuanto a los límites de presión y con una sola fase, esta descrito por:

$$IP = \frac{2\pi k}{\mu \ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(5.1)$$

Donde k es la permeabilidad, μ es la viscosidad, r_o radio de drene y r_w es el radio del pozo.

En el caso donde la viscosidad del aceite es reducida por medio de calentamiento eléctrico del pozo, la expresión para el índice de pozo es diferente y dada mediante la conjunción de dos regiones (Fig. 1: de Dake, 1978). Una región, entre r_w y r_a , es afectada por el cambio de temperatura y asumimos que este cambio es constante. La otra región, entre r_a y r_o , no es afectada y sus propiedades permanecen constantes. El mejoramiento alrededor del pozo es dado por la relación entre ambos índices de pozo.

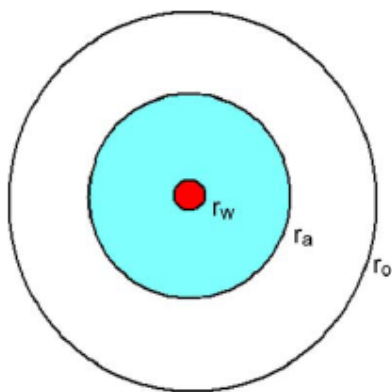


Figura 1 Radios.

$$\frac{PI'}{PI} = \frac{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right)}{(1-\mu_r)\ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)} \dots\dots\dots(5.2)$$

Donde μ_r es la relación entre el cambio de viscosidad y la viscosidad original, $\mu_r = \mu' / \mu$. Así, el mejoramiento en la productividad del pozo se relaciona directamente a la reducción de la viscosidad del aceite.

3.3 Transferencia de Calor.

Antes de describir los mecanismos de transferencia de calor es importante definir el significado físico de las propiedades, cantidades y conceptos térmicos que serán utilizados.

3.3.1 Calor

Es una forma de energía. El calor contenido por un material, también conocido como su entalpía, es la cantidad de energía térmica contenida en una masa dada de ese material, por encima de una temperatura y una presión de referencia. La *entalpía*, por unidad de masa del material (h), también conocida como la entalpía específica, es igual a su energía interna por unidad de masa (e) más un término que toma en cuenta el flujo de energía, el cual es proporcional a la razón de la presión p a la densidad ρ :

$$h = e + \frac{p}{\rho J} - \left[e_r + \frac{p_r}{J\rho_r} \right] \dots\dots\dots (2.10)$$

donde J es el equivalente mecánico de calor y el subíndice r identifica cantidades evaluadas a las condiciones de referencia. Ya que todas las formas de energía están referidas a un estado arbitrario, la condición de referencia generalmente se omite en una expresión para energía.

3.3.2 Temperatura

Es una manifestación de la energía cinética promedio de las moléculas de un material, debido a la agitación térmica. La temperatura no es una forma de energía sino más bien una medida del contenido de energía térmica de un material. La temperatura de un material se mide, por lo general, poniéndolo en contacto con otro sistema (tal como un termómetro) cuyo grado de agitación térmica puede relacionarse a un cambio físico medible (tal como la expansión del mercurio), después que los dos sistemas alcanzan equilibrio térmico.

3.3.3 Capacidad calorífica

Capacidad Calorífica a presión constante (C), también conocida como calor específico a presión constante, es la cantidad de calor (es decir el cambio de entalpía) requerida para aumentar la temperatura de una unidad de masa de material en un grado:

$$C = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p \dots\dots\dots(2.11)$$

La capacidad calorífica a volumen constante se define como:

$$C_v = \left(\frac{\partial e}{\partial T} \right)_v \dots\dots\dots(2.12)$$

Dado que la capacidad calorífica de una fase no es una función fuerte de la temperatura (excepto cerca de la temperatura crítica), es a menudo conveniente expresar la entalpía específica y la energía interna como:

$$h = C(T - T_r) \dots\dots\dots(2.13)$$

y

$$e = C_v(T - T_r) \dots\dots\dots(2.14)$$

donde se aprecia que las capacidades representan valores promedio en el intervalo de temperatura de interés. Algunas veces es más conveniente expresar la capacidad calorífica de una sustancia por unidad de volumen, en vez de unidad de masa. El calor específico así definido se llama capacidad calorífica volumétrica M , el cual es igual al producto ρC , donde ρ es la densidad del material.

3.3.4 Conductividad Térmica.

Conductividad térmica(λ): es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida por unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluidos o partículas. A aquellos materiales que presentan conductividades térmicas altas se les llama conductores, aquellos con bajas conductividades térmicas, aisladores. En general la conductividad térmica de cualquier material varía con la presión y la temperatura.

$$u_{\lambda x} = -\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) \dots\dots\dots(2.15)$$

3.3.5 Difusividad térmica

Difusividad térmica (α): se define como la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica:

$$\alpha = \frac{\lambda}{\rho C} \dots\dots\dots(2.16)$$

las difusividades térmicas pueden determinarse a partir de los valores de densidades, capacidades caloríficas y conductividades térmicas, de valores específicos.

3.3.6 Calor latente de vaporización

Calor latente de vaporización (L_v): es la cantidad de calor necesario para cambiar una unidad másica de líquido a su vapor, sin cambio de temperatura, y es numéricamente igual al calor latente de condensación. Por cada componente de un fluido, existe una cierta cantidad de calor asociado con su cambio de fase, siendo su magnitud independiente de la dirección del cambio de fase. Para mezclas el calor latente de vaporización depende de la temperatura, de la presión y de la composición. Para monoccomponentes sólo depende de la temperatura o bien de la presión.

3.4 Mecanismos de Transferencia de Calor.

Existen tres mecanismos para transferir el calor: conducción, convección y radiación. Cada uno de ellos puede describirse tanto en términos físicos como matemáticos. Para este trabajo sólo estudiaremos los mecanismos de conducción y convección, que son los de interés para el desarrollo del mismo.

3.4.1 Conducción de Calor.

Conducción de Calor: es el proceso por medio del cual se transfiere calor por colisión molecular, desde una región de alta temperatura a otra de más baja temperatura, a través de materiales no fluyentes. La ley física que describe la transferencia de calor por conducción, conocida como la primera Ley de Fourier, usualmente se expresa así:

$$u_{\lambda x} = -\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) \dots\dots\dots(2.17)$$

donde $u_{\lambda x}$ es la tasa de transferencia de calor por conducción en la dirección positiva de la x por unidad de área de sección transversal normal a la dirección x (también conocida como el flujo de calor conductivo en la dirección x), λ es la conductividad térmica del material, y $\partial T/\partial x$ es el gradiente de temperatura en la dirección x . El signo menos muestra que la transferencia tiene lugar en dirección de una temperatura decreciente. Expresiones similares se aplican al flujo de calor conductivo en la direcciones y y z .

3.4.2 Convección de Calor.

Convección de Calor: es el nombre comúnmente usado para describir el proceso por medio del cual se transfiere energía por un fluido en movimiento. Considérese un fluido caliente, fluyendo a una tasa volumétrica u , con dirección de flujo no especificada. El flujo de calor convectivo asociado, cuya dirección es siempre paralela a la del flujo del fluido, usualmente se escribe así:

$$u_T = u_p C(T - T_r) \dots\dots\dots (2.18)$$

donde T_r es la temperatura de referencia. Esta expresión es una aproximación para el flujo de energía convectiva dada por:

$$u_T = u_p \left(h + \frac{gz}{Jg_c} \right) + \frac{|u|^2}{2\Phi^2 Jg_c} \dots\dots\dots (2.19)$$

donde la expresión entre paréntesis representa la energía total del sistema por unidad de masa. El calor transferido por convección tiene componentes en las direcciones x, y, z del flujo del fluido.

La tasa de de avance del frente de calor convectivo (v_T) que resulta del flujo de un líquido caliente que se mueve a una velocidad promedio v a través de una roca más fría de una porosidad dada Φ , se expresa por la ecuación:

$$v_T = \frac{\Phi v M_f}{M_R} \dots\dots\dots (2.20)$$

aquí, M_R es la capacidad calorífica volumétrica del yacimiento lleno de fluido y M_f es la capacidad calorífica volumétrica del fluido. No se especifica la dirección del flujo y la dirección de la velocidad del frente de calor convectivo siempre es paralela a la dirección del flujo del fluido, como se puede apreciar los valores de Φ , M_R y M_f , la relación de la velocidad v_T/v normalmente tendría un valor alrededor de 1/3 para procesos en el yacimiento. Así, aun donde no existan pérdidas de calor, la inyección de agua caliente equivalente a 1 volumen de poros tendría el efecto de que únicamente se elevaría la temperatura de inyección 1/3 aproximadamente del yacimiento inundado.

En la figura se muestra que en la ausencia de conducción no puede existir transferencia de calor más allá de la zona calentada convectivamente y que la totalidad de la zona calentada está a la temperatura de inyección. Ya que existiría un gradiente infinito de temperatura en la superficie delantera de la zona calentada, la inclusión de la transferencia de calor por conducción suavizaría el perfil de temperatura, como indica esquemáticamente la línea discontinua.

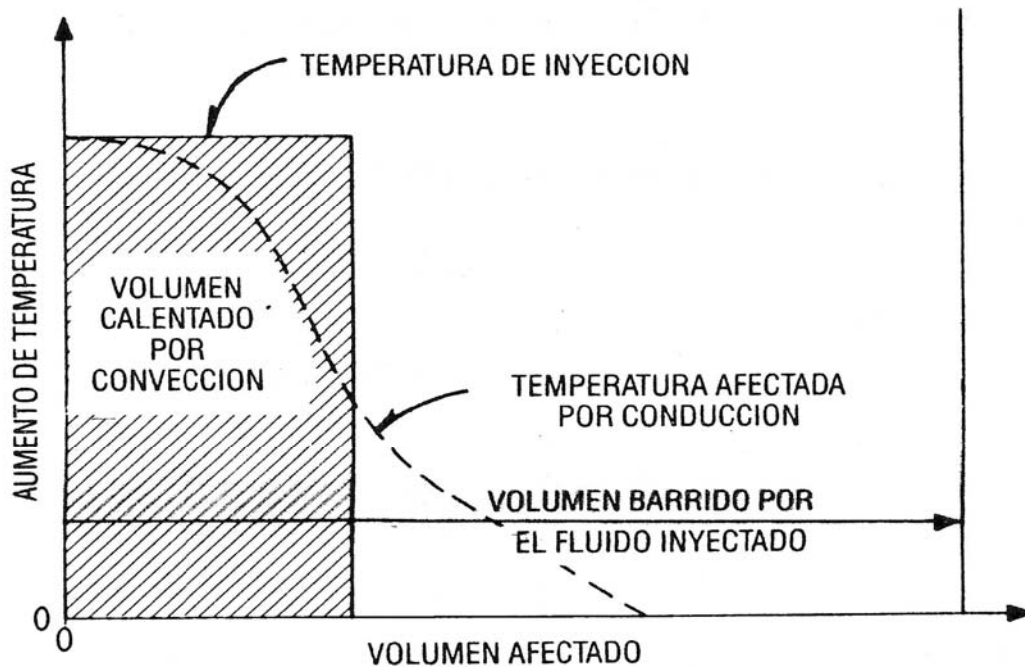


Fig. 3.2 Perfiles de Temperatura Resultantes de la Conducción y la Convección.

3.5 Simulación Térmica.

Los métodos de recuperación térmica se utilizan típicamente en la explotación de yacimientos de aceite pesado, donde la viscosidad del fluido es alta a la temperatura del yacimiento, reduciéndose por tanto la movilidad del aceite. En consecuencia es deseable reducir su viscosidad incrementando la temperatura.

De acuerdo a lo anterior el simulador que sea empleado para modelar el comportamiento del yacimiento debe de incluir los cambios de temperatura que ocurran en el medio poroso, como consecuencia de considerar escenarios de explotación.

La simulación térmica introducida a mediados de los años 70's originalmente fue empleada para describir los procesos de inyección de vapor y para realizar predicciones acerca del comportamiento de la inyección (Cotas y Cols, 1974 y Chen et al, 1989). A diferencia de los modelos analíticos, la simulación térmica toma en cuenta todos los mecanismos importantes y la física del proceso, incluyendo las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares, las cuales afectan el transporte de energía y masa en el yacimiento. Así este método puede ser usado para modelar un sistema dominado ya sea por desplazamiento gravitacional o viscoso. Sin embargo, es conveniente mencionar que la exactitud de la simulación térmica es función de la confiabilidad que exista en el modelo del yacimiento a utilizar y en la determinación de las propiedades del sistema roca-fluidos, así como de la habilidad para usar la información adecuada.

En el pasado el uso de la simulación térmica había estado limitado a proyectos de investigación o bien a compañías de servicio que contaban con computadoras de alto rendimiento y con personal especializado en simulación numérica. Consecuentemente, esta tecnología no había estado disponible a los profesionales involucrados directamente a los problemas. Hasta principios de los noventa las decisiones acerca de un proyecto de recuperación térmica se tomaban en base a modelos analíticos o por analogía con otros casos.

Fue justamente en la última década del siglo XX cuando las compañías operadoras comprendieron la necesidad de que el personal operativo contara con una alternativa de modelado más rigurosa para la toma de decisiones. Si bien los modelos de numéricos pueden considerar una descripción del yacimiento detallada y resultar muy complejos, además de consumir tiempo de cómputo considerable

para su ejecución y de requerir entrenamiento para su uso, los modelos analíticos o semi-analíticos aun siendo rápidos y de uso sencillo, tienen el riesgo de ser utilizados cuando no deben ser aplicados.

De acuerdo a lo anterior, la tendencia es utilizar modelos denominados semi-conceptuales, los cuales capturan solamente los rasgos primarios tanto de la estructura geológica como del yacimiento mismo, y que tienen la mayor influencia sobre el proceso de recuperación térmica a modelar. Esta propuesta facilita el uso de los datos de entrada para el modelo y reduce la necesidad del entrenamiento al mínimo. Además las técnicas geoestadísticas y los métodos de interpolación contribuyen a la caracterización de las propiedades del yacimiento a escala fina, incluyendo las heterogeneidades areales y verticales, al detalle que sea necesario.

IV. Modelo del Sistema

En cuestión de calentamiento eléctrico poco se ha hecho en el mundo, En este trabajo se realiza con base el modelo sintético presentado por Rangel-Germán y cols, 2004, adaptado a las propiedades petrofísicas y de los fluidos de campos mexicanos.

El calentamiento a los pozos será generado a través de un cable eléctrico que permite aplicar un gasto de calor constante por distancia del pozo. Esta tecnología ha sido aplicada en otros trabajos de forma exitosa (Rangel - Germán y cols, 2004.).

El modelo base es representativo de aceites pesados relativamente viscosos con una cantidad moderada de gas en solución a condiciones de yacimiento (100-200 pie³/bls) la descripción consiste en datos publicados referentes a los yacimiento Ugnu y West Sak (Werner, 1985; Panda y cols, 1989; Sharma y cols, 1989; Gondouin y Fox 1991; Hallam, 1991; Foerster, 1997). El aceite es modelado composicionalmente como un aceite vivo y las simulaciones se llevan a cabo en una sección transversal vertical bidimensional. Todas las simulaciones numéricas de flujo fueron realizadas usando el simulador comercial. ECLIPSE 300 (Schumberger, 2005).

El modelo es tridimensional con sección vertical cartesiana. Una sección vertical captura fenómenos físicos críticos tales como la gravedad, la conducción térmica y los mecanismos de producción. La capa en estudio tiene un espesor de 100 metros y una área de aproximadamente 48 km². En ese modelo se asume que los pozos serán desarrollados en patrones múltiples, todos los límites son sin flujo, y 525 pies de espaciamiento entre pozos.

4.1 Modelo del Yacimiento.

Existen procedimientos para resolver ecuaciones diferenciales que describe el transporte de calor y de masa, que son intermediarios entre el uso de modelos sencillos y los simuladores numéricos de yacimientos disponibles en la industria.

Un simulador numérico de yacimientos es un simulador de procesos altamente flexible, para un propósito en general y orientado por el usuario. Requiere de datos del yacimiento y los fluidos contenidos en el mismo, A continuación se presenta una tabla de los datos típicos requeridos por un simulador térmico:

Grupo	Propiedades	Requisitos
Yacimiento	Valores principales de la permeabilidad anisotrópica absoluta (K_a) y conductividad térmica asignada a las direcciones x, y y z (BTU/ft-Día-°F). Porosidad (Φ) y capacidad calorífica del yacimiento. Permeabilidad relativa (K_r) para cada fase. Presión capilar (P_c). Geometría del yacimiento.	Tres valores de conductividad para cada bloque. Dos valores para cada bloque. Una relación para cada fase en cada bloque; cada relación es una función de la saturaciones y la temperatura. Dos relaciones en función de las saturaciones; se permiten valores pares. Especificar el sistema de coordenadas que va a ser usado y la ubicación de los pozos y los linderos.
Capas suprayacentes y subyacentes	Conductividad térmica (BTU/ft-Día-°F) y capacidad calorífica M_R (BTU/ft ³ -°F).	Por lo menos una de cada propiedad tanto para la roca suprayacente como para la roca base.
Valores iniciales	Saturación (S), presión (P), temperatura (T) y composición (Z).	Un valor para cada variable en cada bloque.
Fluidos	Densidad y viscosidad (μ) en cada fase: compresibilidad de la matriz del yacimiento. Propiedades de los componentes y valores de permeabilidad (k). Calor latente de vaporización (L_v) y presión de saturación (P_s). Entalpía y energía interna de cada fase.	Una relación para cada fase: cada relación es una función de la temperatura, de la presión y posiblemente de la compresión. Relaciones en función de la presión y la temperatura. Calor latente de vaporización y la relación de presión y temperatura a condiciones de saturación para cada componente sujeto a un cambio de fase. Relación correspondiente a cada cantidad para cada fase en función de la temperatura, de la presión y posiblemente de la composición.
Condiciones de los pozo y sus límites	Gastos de producción (Q), presiones (P) y temperaturas (T).	Valores máximos y mínimos, restricciones y sanciones.

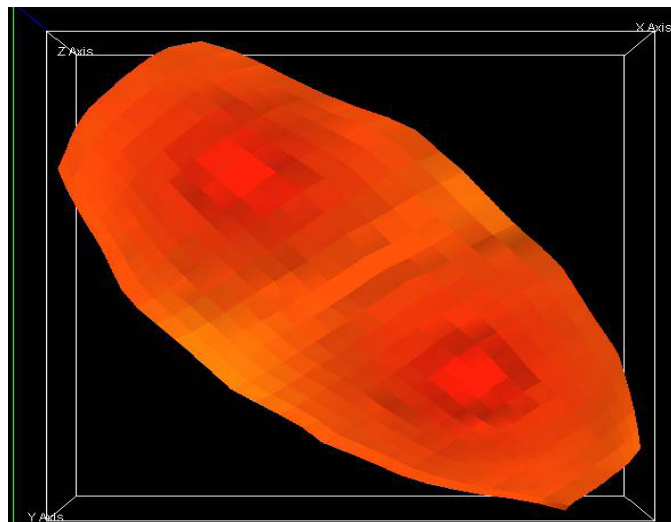
Tabla 4.1.1 Datos típicos de entrada, requeridos por los simuladores de procesos térmicos para yacimientos.

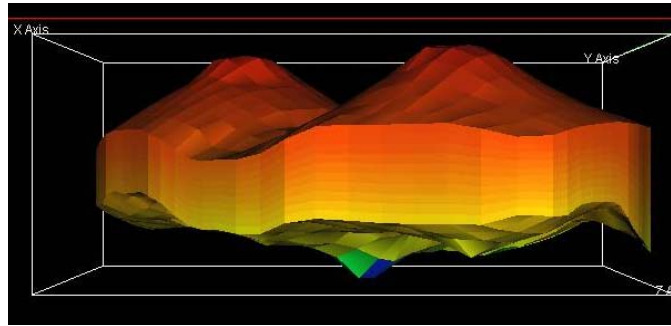
4.2 Descripción del modelo numérico de la simulación del flujo

El modelo del presente trabajo fue diseñado para el estudio de la simulación del flujo que incluye las características de los aceites pesados mexicanos con un cierto contenido del gas en la solución a condiciones de yacimiento. Es un modelo composicional de aceite y todas las simulaciones numéricas del flujo fueron realizadas usando el simulador comercial ECLIPSE 300 (Schlumberger, 2005). Las características del aceite son similares a las de algunos aceites pesados de los campos costa fuera en México.

4.3 Características geológicas.

El modelo geológico diseñado para este estudio considera una estructura tridimensional con un área de aproximadamente 48 km² y de un espesor variable que alcanza hasta 100 m, con la deformación dando por resultado dos áreas altas (profundidad baja) conectadas por una zona más baja (profunda) (Fig. 1). Nueve capas con porosidad ligeramente dispersas para considerar la captura de la heterogeneidad del yacimiento. Los valores de la porosidad para estas capas fueron: .07, .07, .07, .07, .05, .05, .05, .07, y .05. Para agregar heterogeneidad adicional, se utilizó un factor de espesor neto de 0.7. La permeabilidad del yacimiento fue de 4000 md para las direcciones horizontales, y 1000 md para la dirección vertical. Estos valores para la porosidad y la permeabilidad son comunes para estos tipos de depósitos en México. Otras características de la roca y del depósito se describen en la tabla 1.





Figuras 4.1 Modelo Geológico. Área y una vista vertical.

Variable	Dato
Relación gas - aceite, RGA @ Pb (m ³ /m ³)	9.1
Factor de volumen del aceite, Bo @ Pb	1.126
°API	8.2
Densidad, (Kg/m ³)	1012.346
Viscosidad, μ (cp)	1571 a 83 °C
Gasto de Prueba de Producción, Qo (bpd)	2300
Presión Inicial, Pi (psia)	4400
Profundidad de Referencia, D (ft)	4900
Temperatura Inicial, T (°C)	85
Conductividad térmica de la roca, (BTU/ft-Día-°F)	24
Capacidad calorífica de la roca, M _R (BTU/ft ³ -°F)	35

Tabla 4.1.2 Propiedades de la roca y los fluidos.

4.4 Malla

Diversas mallas fueron estudiadas para optimizar el tiempo en la simulación mientras que se capturaba el comportamiento físico del sistema. Una malla de 25 x 15 x 10 bloques fue utilizada con la deformación correspondiente de cada bloque de la malla para simular la estructura geológica del yacimiento. La Fig. 2 muestra la malla usada para este estudio.

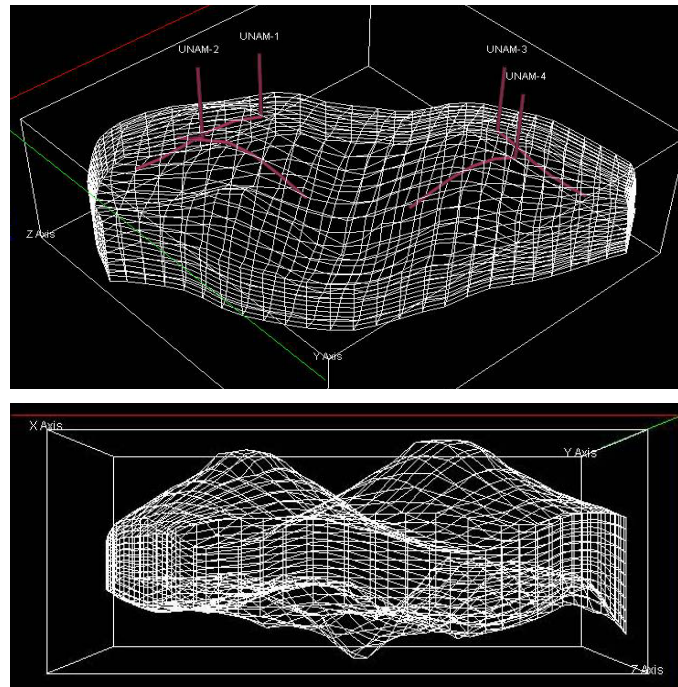


Figura 4.2. Malla. 3-D y una vista vertical.

4.5 Sistema Roca - Fluidos

El modelo incluye un PVT de un aceite pesado con un peso molecular de 270 lb/lbmol, de metano ($PM = 16$ lb/lbmol), y de agua ($PM = 18.02$ lb/lbmol). Para la función de la viscosidad del aceite, se usaron tres curvas de viscosidad vs. Temperatura las cuales fueron incluidas en el estudio para analizar el efecto de esta variable. La fig. 4.3 muestra las curvas. Todas muestran una relación fuerte con respecto a temperatura. Un sistema característico de curvas relativas de la permeabilidad también fue utilizado. La saturación inicial del aceite en el yacimiento es $So_i = 0.8$ que varía a un valor de $So_r = 0.15$, según una función capilar fija de la presión.

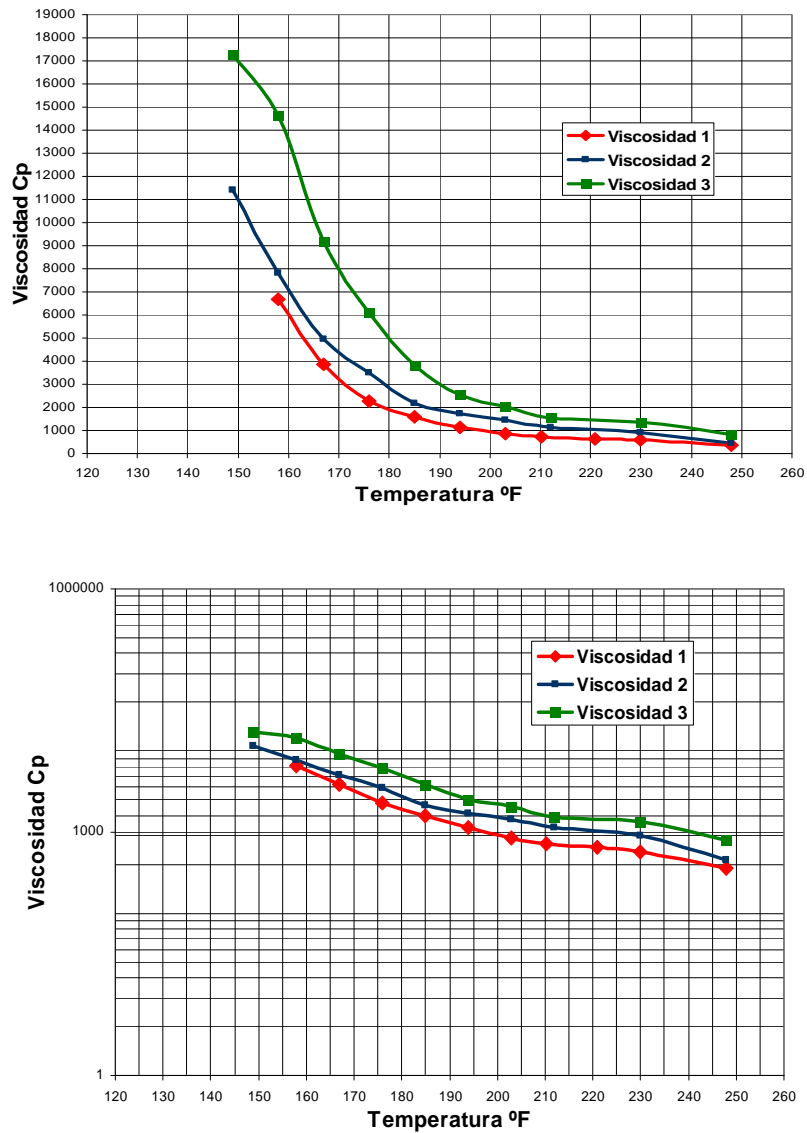


Figura 4.3 Función Viscosidad vs temperatura.

4.6 Pozos productores.

Diversos números de pozos, sus localizaciones, la trayectoria y las terminaciones fueron estudiados. Un estudio de la preselección, el cual consistió en utilizar la 3 curvas diferentes de viscosidad vs temperatura, la variación del diámetro de la tubería de producción (TP) y la variación del calentamiento, resultando los siguientes escenarios de tubería de producción fueron considerados.

Viscosidad	Temperatura [°F]	Diámetro de la TP [pg]	Diámetro de la TP [pg]	Diámetro de la TP [pg]
Viscosidad 1	S/C	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 1	200	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 1	300	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 1	500	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 2	S/C	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 2	200	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 2	300	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 2	500	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 3	S/C	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 3	200	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 3	300	3.5	4.5	4.8
Viscosidad 3	500	3.5	4.5	4.8

Tabla 4.6.1 Opciones de Desarrollo.

Esta parte del estudio fue realizada para definir la mejor combinación de pozos desde los puntos de vista de la optimización de la recuperación y de la economía de la producción. En cuestión de la optimización de la producción la mejor opción resulto ser con la viscosidad 1 y con un diámetro de 4.5". Por lo cual se realizaron las siguientes simulaciones para esta opción:

Viscosidad	Temperatura [°F]	Numero de pozos	Numero de objetivos por pozo	Numero de objetivos por pozo
Viscosidad 1	S/C	4	1	4
Viscosidad 1	200	4	1	4
Viscosidad 1	300	4	1	4
Viscosidad 1	500	4	1	4

Tabla 4.6.2 Opciones de desarrollo de la mejor opción.

Fue encontrado que cuatro pozos altamente desviados, con la terminación múlti-objetivo (4 objetivos por pozo) representan el mejor arreglo para obtener la mayor producción. Los pozos fueron fijados al producir a presión constante (1200 psia). De estas opciones analizaremos cual es la mejor desde el punto de vista económico, analizando las variables que se describen en el siguiente capítulo.

4.7 Calentamiento.

En esta sección se presentan los diferentes casos para el calentamiento. Uno de los objetivos principales de este trabajo es estudiar la mejora en la recuperación del aceite al aplicar el calentamiento a través del cable eléctrico a los pozos productores. Por lo que se plantearon diversos casos, los cuales son estudiados y presentados aquí:

- El caso 0: se trata de 4 pozos altamente desviados, con un solo objetivo y ningún tipo de calentamiento.
- caso 1: 4 pozos altamente desviados, con objetivos múltiples, 3 objetivos por pozo y sin ningún tipo calentamiento.
- Caso 2: 4 pozos altamente desviados, con objetivos múltiples, 3 objetivos por pozo, todos los pozos calentados con un gasto de inyección de 5×10^7 BTU/día y una temperatura límite de 200 °F.
- Caso 3: 4 pozos altamente desviados, con objetivos múltiples, 3 objetivos por pozo, todos calentados con un gasto de inyección de 5×10^7 BTU/día y una temperatura límite de 300 °F.
- Caso 4: 4 pozos altamente desviados, con objetivos múltiples, cada pozo con 3 objetivos distintos, todos calentados con un gasto de inyección de 5×10^7 BTU/día y una temperatura límite de 500 °F.

V. Resultados de la simulación térmica del yacimiento.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los diferentes casos de estudio, en base a sus pronósticos de producción de aceite y gas, para cada uno de ellos y posteriormente se hace el comparativo entre los mismos, con el objetivo de determinar cuál de las opciones es la que más produce así como cual es la que permite recuperar el mayor volumen total de hidrocarburos, al final del horizonte de evaluación.

Cabe resaltar que para llegar a seleccionar los casos que aquí se presentan, previamente se realizó un análisis de diferentes alternativas las cuales se discutieron en el capítulo anterior, por lo cual los casos que en este capítulo se presentan serán los que sean tomados en cuenta para la evaluación económica.

Los casos considerados, se presentan sus características en la siguiente tabla:

Caso	Numero de pozos	Numero de objetivos por pozo	Calentamiento ° F
Caso 0	4	1	Sin
Caso 1	4	3	Sin
Caso 2	4	3	200
Caso 3	4	3	300
Caso 4	4	3	500

Tabla 5.1 Casos de simulación térmica del yacimiento

De los casos de la tabla 5.1 se presentan los resultados de sus simulaciones numéricas del yacimiento, los cuales se presentan a continuación:

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos a través de la simulación numérica del yacimiento para el caso 0.

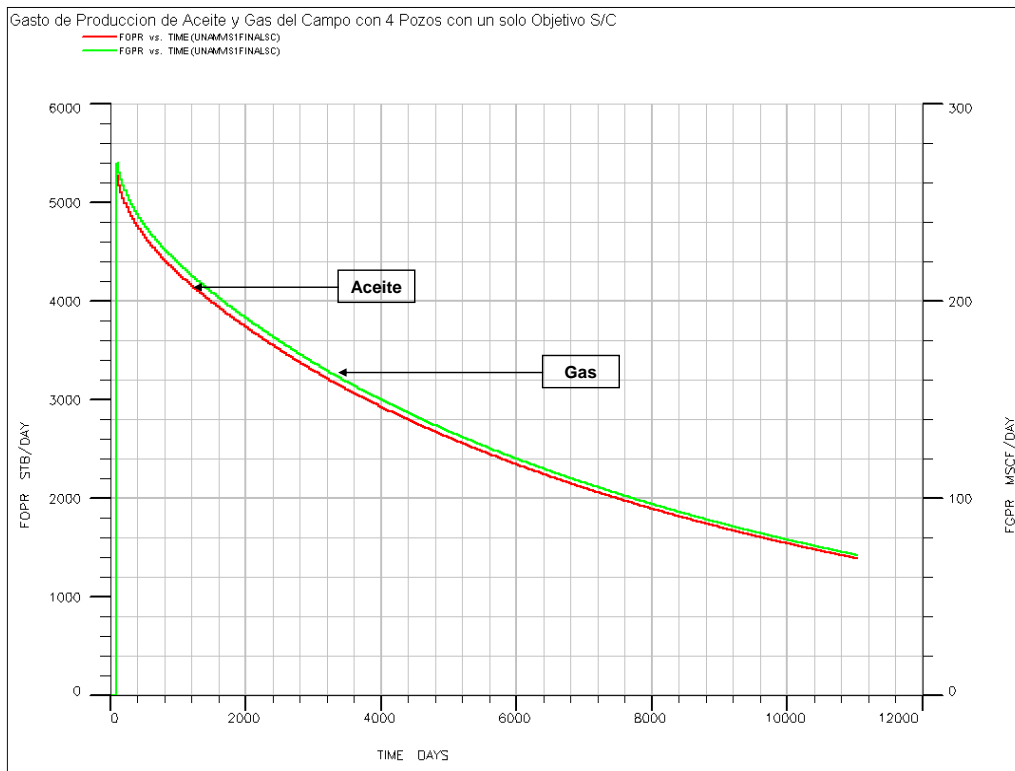


Figura 5.1. Gasto de Aceite y Gas por Campo para el Caso 0.

En la figura 5.1 se observa el comportamiento del pronóstico de producción de aceite y gas para el caso 0. Como se puede observar en la figura, el pronóstico alcanza una producción máxima de 5,264 bls/día de aceite y para el gas el máximo es de 269.70 MSCF, presentando una declinación de tipo exponencial, por lo que para el final de la simulación el gasto de aceite termina en 1,384.73 bls/día y para el gas de 70.94 MSCF. La simulación se realizó para un periodo de tiempo de 30 años, con el objetivo de realizar la evaluación y poder observar mejor los efectos de la declinación del yacimiento. Recordemos que el caso 0 considera 4 pozos altamente desviados con un objetivo y sin calentamiento eléctrico.

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos a través de la simulación numérica del yacimiento para el caso 1.

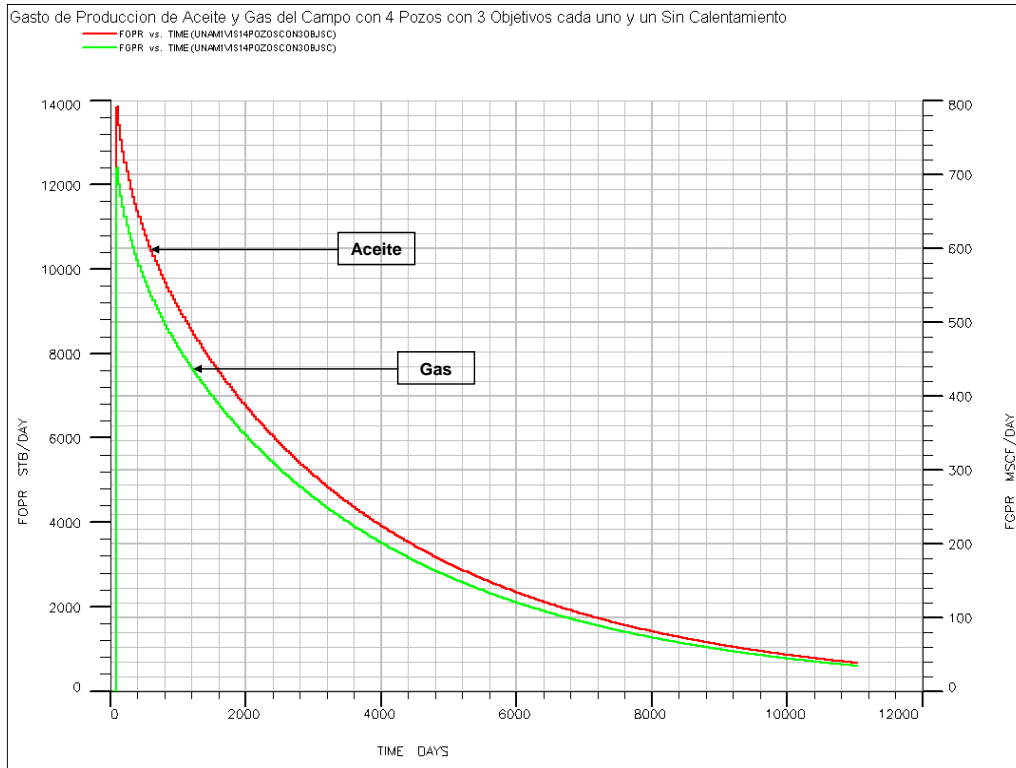


Figura 5.2 Gasto de Aceite y Gas por Campo para el Caso 1.

En la figura 5.2 se observa el comportamiento del pronóstico de producción para el caso 1, del gasto de aceite y gas por campo, como se puede observar en la figura, el pronóstico de aceite alcanza un pico máximo de 13,838.195 bls/día y para el gas el pico máximo es de 709 MSCF, presentando una declinación de tipo exponencial, por lo que para el final de la simulación el gasto de aceite termina en 664.4917 bls/día y para el gas de 34.04 MSCF. Cabe resaltar que en el caso 1 se consideran cuatro pozos altamente desviado, con tres objetivos cada pozo y sin calentamiento.

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos a través de la simulación numérica del yacimiento para el caso 2.

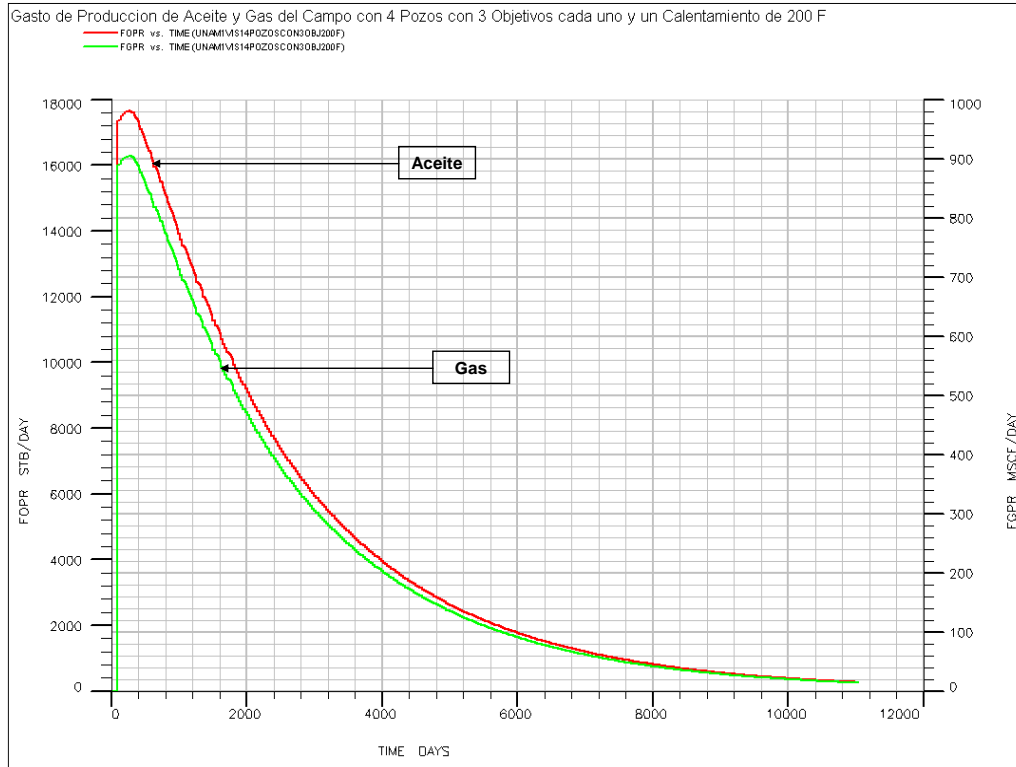


Figura 5.3 Gasto de Aceite y Gas por Campo para el Caso 2.

En la figura 5.3 se observa el comportamiento del pronóstico de producción para el caso 2, de los productos aceite y gas, como se puede observar en la figura, el pronóstico alcanza un pico máximo de 17,352.338 bls/día y para el gas el pico máximo es de 889.05 MSCF, presentando una declinación de tipo exponencial, por lo que para el final de la simulación el gasto de aceite termina en 265.41 bls/día y para el gas de 13.59 MSCF. Recordemos que para el caso 2 se consideran 4 pozos altamente desviado, con tres objetivos cada uno de ellos y calentamiento con una inducción constante de 200 °F.

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos a través de la simulación numérica del yacimiento para el caso 3.

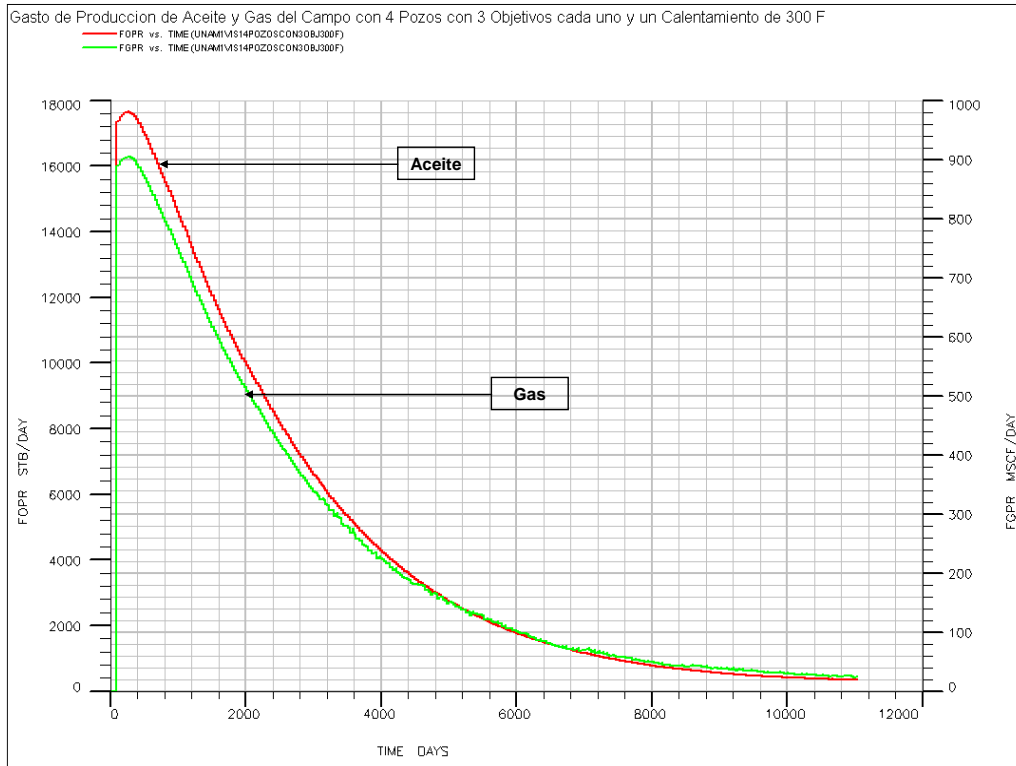


Figura 5.4 Gasto de Aceite y Gas por Campo para el Caso 3.

En la figura 6.4 se observa el comportamiento del pronóstico de producción para el caso 3, de los productos aceite y gas, como se puede observar en la figura, el pronóstico alcanza un pico máximo de 17,352.33 bls/día y para el gas el pico máximo es de 889.050 MSCF, presentando una declinación de tipo exponencial, por lo que para el final de la simulación el gasto de aceite termina en 335.17 bls/día y para el gas de 24.39 MSCF. Cabe resaltar que para el caso 3 se consideran 4 pozos altamente desviado, con tres objetivos cada uno de ellos y calentamiento con una inducción constante de 300 °F.

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos a través de la simulación numérica del yacimiento para el caso 4.

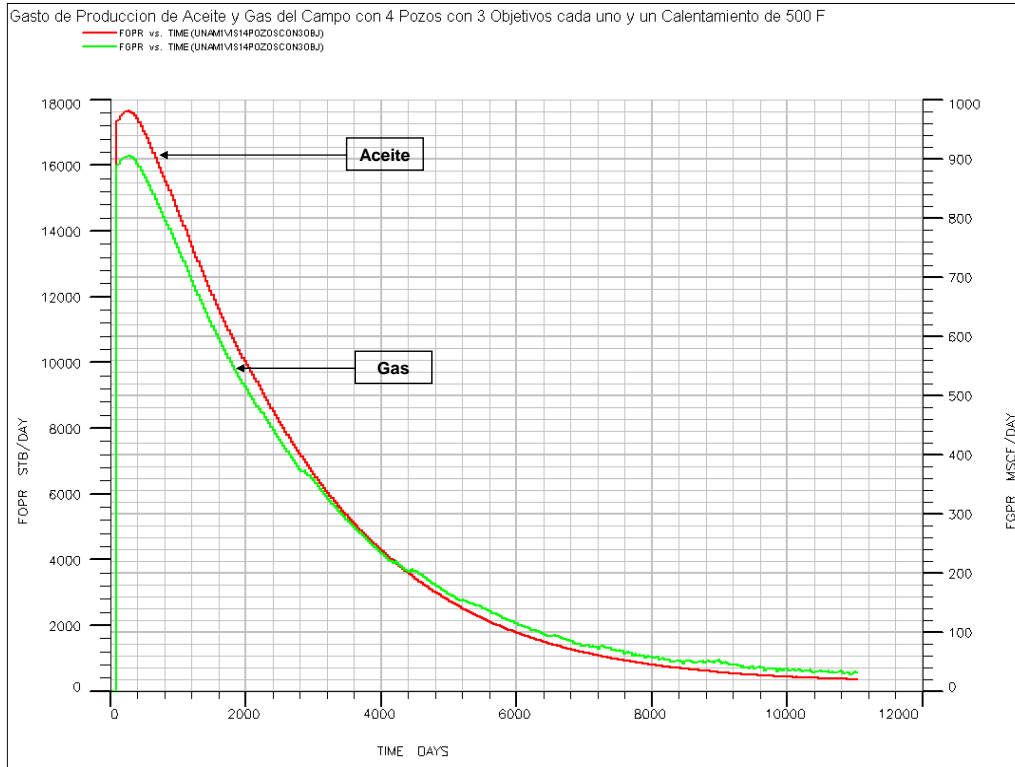


Figura 6.5 Gasto de Aceite y Gas por Campo para el Caso 4.

En la figura 5.5 se observa el comportamiento del pronóstico de producción para el caso 4, de los productos aceite y gas, como se puede observar en la figura, el pronóstico alcanza un pico máximo de 17,352.338 bls/día y para el gas el pico máximo es de 889.05 MSCF, presentando una declinación de tipo exponencial, por lo que para el final de la simulación el gasto de aceite termina en 353.07 bls/día y para el gas de 30.94 MSCF. Cabe resalta que para el caso 4 se consideran 4 pozos altamente desviado, con tres objetivos cada uno de ellos y calentamiento con una inducción constante de 500 °F, que es el límite de operación del cable eléctrico, bajo condiciones optimas de operación según el fabricante.

En la siguiente grafica se muestra los resultados obtenidos de la simulación numérica del yacimiento, para la recuperación de aceite de cada uno de los casos planteados.

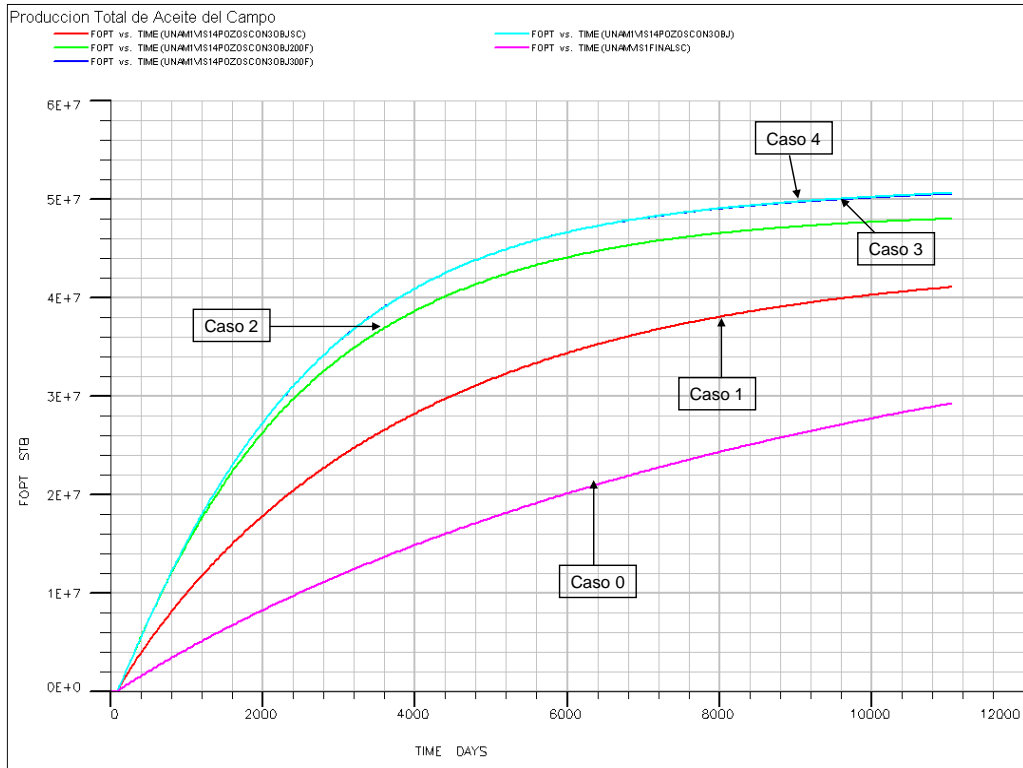


Figura 5.6 Producción Total de Aceite por Campo de los Diferentes Escenarios.

En la figura 5.6 se observa el comportamiento del pronóstico total de aceite del campo, para cada uno de los casos especificados, por lo cual se observa en la figura que entre el caso 4 y el 3 existe una mínima diferencia, así también observamos que la peor opción es el caso 0, con la menor recuperación, los valores son los siguientes:

Opción	Producción (bls)
Caso 0	29,212,422
Caso 1	41,021,296
Caso 2	47,961,272
Caso 3	50,496,768
Caso 4	50,587,808

Tabla 5.2 Producción de Aceite por Opción.

La simulación se realizó para un periodo de tiempo de 30 años, con el objetivo de cubrir un intervalo de tiempo considerable, para poder observar los efectos de la declinación del yacimiento.

En la siguiente grafica se muestra los resultados obtenidos de la simulación numérica del yacimiento, para la recuperación de gas de cada uno de los casos planteados.

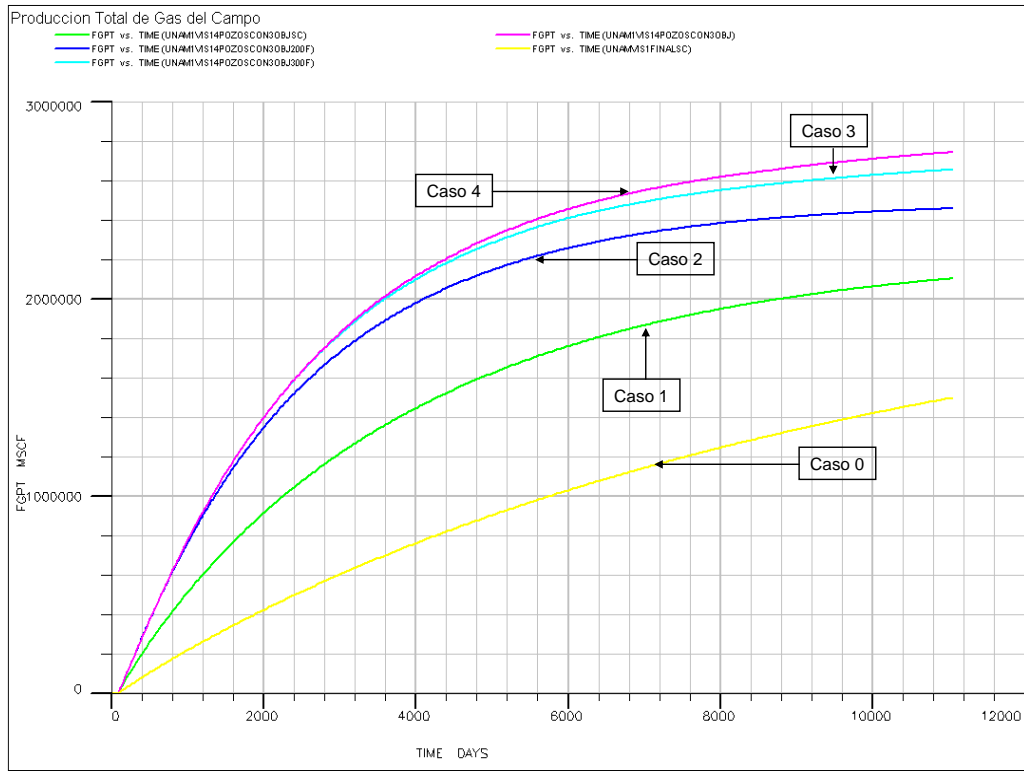


Figura 5.7 Producción Total de Gas por Campo de los Diferentes Escenarios.

En la figura 5.7 se puede observar la producción total de Gas del campo de cada una de las diferentes opciones en análisis, por lo cual observamos que la mejor opción es la del caso 4, presentando una mayor recuperación de gas que las demás opciones y una vez más el caso 0 es la peor opción presentando un recuperación mucho menor a la de las demás, los valores son los siguientes:

Opción	Producción (MSCF)
Caso 0	1,496,708.9
Caso 1	2,101,741
Caso 2	2,457,313
Caso 3	2,654,031.5
Caso 4	2,742,447.5

Tabla 5.3 Producción de Gas por Opción.

Por lo que se aprecia un diferencia entre cada uno de los escenarios en cuestión de la recuperación total de gas, de el campo, siendo la mejor opción el caso 4, esto en base a que es el que mayor recuperación de gas presenta. La simulación se realizó para un periodo de tiempo de 30 años, con el objetivo de cubrir un intervalo de tiempo considerable, para poder observar los efectos de la declinación del yacimiento.

En la siguiente grafica se muestra los resultados obtenidos de la simulación numérica del yacimiento, para el flujo fraccional de agua de cada uno de los casos planteados.

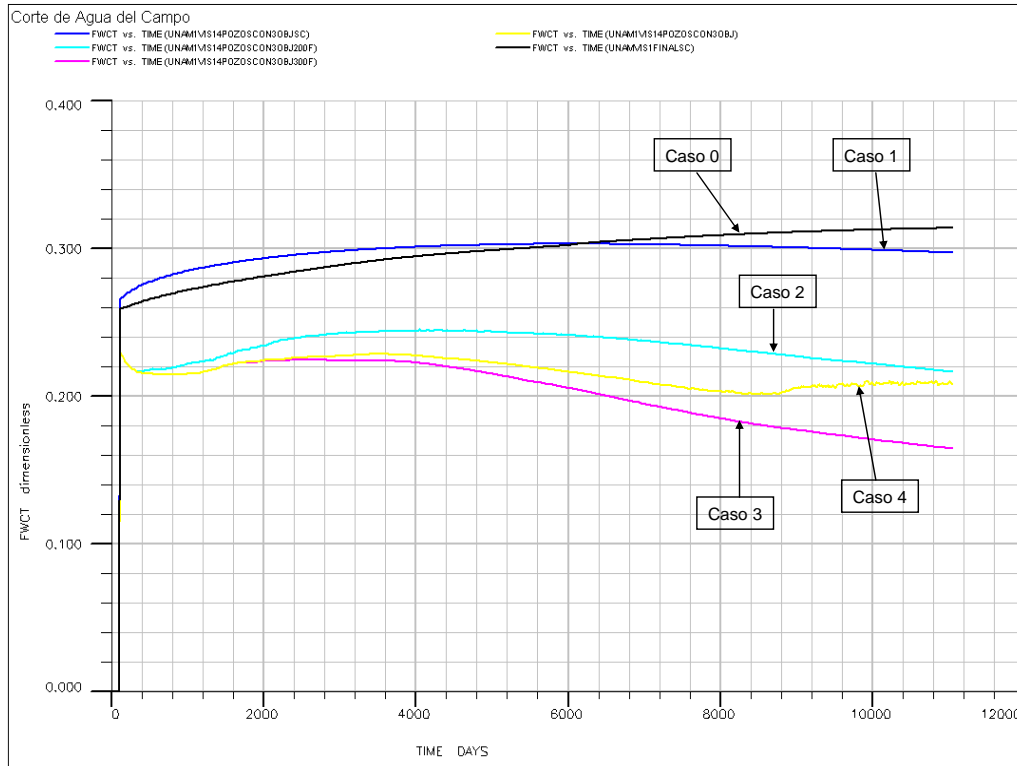


Figura 8. Flujo fraccional de Agua del Campo de los Diferentes Escenarios.

En la figura 8 se puede observar el corte de agua del campo para cada uno de los diferentes casos de calentamiento, presentando los siguientes resultados:

Opción	Producción (Fracción)
Caso 0	0.313
Caso 1	0.296
Caso 2	0.216
Caso 3	0.164
Caso 4	0.207

Tabla 5.4 Flujo fraccional de Agua por Opción.

VI. Evaluación Económica.

En este capítulo se presentan los resultados de las evaluaciones económicas para analizar la rentabilidad del método de inyección de calor a través de un cable eléctrico, analizando los diferentes escenarios presentados en el capítulo anterior, así como la rentabilidad de los más sobresalientes en cuestión de recuperación; esto con el objetivo de determinar cual es la mejor opción desde el punto de vista económico.

Los recursos financieros de una empresa siempre deben ser canalizados hacia las opciones más rentables y menos riesgosas; por ello, las personas que de alguna manera comparten responsabilidades de dirección y administración de un proyecto, están obligadas a manejar con destreza los cálculos de rentabilidad y riesgo de las inversiones.

6.1 Definiciones

Los indicadores que se discuten en este capítulo, una vez que hayan sido debidamente definidos, calculados y posteriormente interpretados, ofrecerán respuestas a muchas de las interrogantes que pudieran surgir respecto del atractivo de los proyectos antes de llevarlos a cabo. Los indicadores permiten ver, desde diversos enfoques, los beneficios y costos esperados para evaluar proyectos o jerarquizarlos y discriminarlos como parte del portafolio de inversión.

Los indicadores que en este capítulo se discutirán son los siguientes: 1) La magnitud del Valor Presente Neto (VPN al 12%), 2) la relación beneficio/costo, 3) la tasa interna de retorno (TIR), 4) periodo de recuperación, 5) índice de rendimiento (IR), 6) interés, 7) valor del dinero a través del tiempo. En indicadores como éstos los empresarios apoyan sus decisiones de inversión; y los bancos, por su parte, han fundamentado en ellos el otorgamiento o la negación de recursos a las empresas solicitantes de recursos.

1. Ganancia o Valor Presente Neto (VPN al 12%): Ganancia G, es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. Por su traducción en inglés también se le llama valor presente neto (VPN) del flujo de efectivo.

$$G \text{ ó VPN} = \sum_{i=0}^n \frac{FE}{(1+t)^i}$$

Donde:

- FE = Flujo de efectivo
- t = tasa de descuento
- n = número de años

El valor presente neto (VPN al 12% de descuento) es el importe neto (flujos de cajas positivos menos los negativos) que resulta de la suma de varios valores presentes (resultado de flujos de caja recibidos en fechas futuras diferentes), que pueden ser positivos o negativos.

2. Razón Beneficio/Costo: es el resultado del cociente del valor actual de los ingresos netos (I_t) entre la inversión inicial (C) :

$$R_{bc} = \frac{I_t}{C} \dots\dots\dots(6.1)$$

Donde:

$$I_t = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} + \dots\dots\dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(6.2)$$

de acuerdo con (5.1):

$$R_{bc} = \frac{G+C}{C} \dots\dots\dots(6.3)$$

3. Tasa Interna de Retorno (TIR): La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero.

Es la tasa de descuento en la que el valor actual neto de una inversión es igual a cero. También es la tasa máxima de interés que gana el capital el un período determinado. Esta tasa tiene que ser mayor a la tasa mínima de rendimiento exigida por el proyecto de inversión. Su fórmula es la siguiente:

$$TIR = \sum_{i=0}^n \frac{FE_i}{(1+t)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{FEC_i}{(1+t)^i} \dots\dots\dots(6.4)$$

donde:

FE = flujo de efectivo positivo (ingresos)

FEC = flujo de efectivo negativo (costos)

t = tasa de descuento = TIR

i = año

n = numero de años

También se define como la tasa usada para descontar los flujos de efectivo y el valor de salvamento que hace que el VPN sea cero. Existen varios métodos para determinar dicha tasa, como son el método gráfico, tanteo o interpolación.

4. Periodo de Recuperación: Para definir este concepto tenemos que suponer que los ingresos netos, a medida que ocurren, se van destinando al pago de la deuda hasta saldarla en su totalidad. El número de períodos requeridos para lograrlo es el tiempo que se necesita para cancelar la deuda y a ese tiempo se le llama tiempo de cancelación.
5. Índice de Rendimiento (IR): Es el valor actual de los flujos de efectivo divididos entre la IIN (Inversión Inicial Neta) a valor presente, y su fórmula es la siguiente:

$$IR = \frac{\sum_{i=0}^n FE(1+t)^{-i}}{IIN - \left(\frac{VS}{(1+t)^{-i}} \right)} \dots\dots\dots(6.5)$$

donde:

$IIN - \left(\frac{VS}{(1+t)^{-i}} \right)$ es la inversión inicial menos el valor de salvamento a

valor presente neto.

FE: flujos de efectivo.

t = tasa de interés a la que se debe descontar el proyecto de inversión.

IIN = inversión inicial neta.

VS = valor de salvamento.

i = numero de años.

6. Interés: Es la renta que se paga por uso del dinero, cuando se invierte por un cierto período de tiempo. El interés puede ser simple o compuesto. La diferencia es que en el interés compuesto los mismos intereses generan intereses, mientras que para el interés simple, los intereses son función sólo del principal.
7. Valor del dinero a través del tiempo: Puesto que el dinero puede ganar un cierto interés. Cuando se invierte por un período de tiempo, es importante reconocer que la cantidad que se reciba en el futuro valdrá menos de lo que vale en el presente, es esta razón del interés y el tiempo lo que conduce a este concepto.
8. Eficiencia de la Inversión: la cual se obtiene del cociente del VPN sobre el VPI.

$$EF_{INV} = \frac{VPN}{VPI}$$

Existen una serie de criterios generales para la aceptación o rechazo en el aspecto financiero de un proyecto de inversión los cuales se mencionan a continuación:

Para el caso del VPN (valor presente neto) se espera que el resultado sea mayor que cero. Cuando este resultado es de cero se recupera la inversión inicial neta y la tasa mínima de rendimiento, por lo que se concluye lo siguiente:

VPN \geq 0 se acepta

VPN $<$ 0 se rechaza

En el caso de la TIR, esta tasa debe ser mayor que el costo del capital, es decir, que lo que cuesta financiarse para realizar el proyecto de inversión, por lo que el criterio general es el siguiente:

TIR \geq tasa del costo de capital se acepta

TIR $<$ tasa del costo de capital se rechaza

El Costo-Beneficio deber por lo menos 100% con ese valor se recuperan la inversión inicial neta y la tasa mínima de rendimiento, que es el equivalente al valor presente neto de cero y un índice de rendimiento de uno, por lo que el criterio general es el siguiente:

Costo-Beneficio $>$ 100% se acepta el proyecto de inversión

Costo-Beneficio $<$ 100% se rechaza el proyecto de inversión

Una vez definidos los indicadores económicos, cabe mencionar que existen diversas técnicas para analizar la rentabilidad de los proyectos, para este caso en particular utilizaremos los método del valor presente, la tasa interna de retorno, análisis de riesgo y la simulación de Monte Carlo.

6.2 Método del Valor Presente Neto.

Es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces el proyecto debe de ser aceptado.

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{FE}{(1+t)^i} \dots\dots\dots(6.6)$$

donde :

VPN = Valor Presente Neto.

FE = Flujo de efectivo neto en el período i.

i = Numero de periodos de vida del proyecto.

t = tasa de recuperación mínima atractiva.

La fórmula anterior considera el valor del dinero a través del tiempo al seleccionar un valor adecuado de t. Cabe mencionar que algunos autores utilizan como valor de t el costo del capital (ponderado de las diferentes fuentes financieras que utiliza la empresa) en lugar de TREMA (tasa de recuperación mínima atractiva). Sin embargo existen algunas desventajas al usar t como el costo del capital. Algunas de estas desventajas son:

1. Difícil de evaluar y actualizar.
2. Puede conducir a malas decisiones puesto que al utilizar el costo del capital, proyectos con valores presentes positivos cercanos a cero serían aceptados. Sin embargo, es obvio que estos proyectos en general no son muy atractivos.

Por otra parte, el utilizar como valor de i la TREMA, tiene la ventaja de ser establecida muy fácilmente, además es muy fácil considerar en ella factores como el riesgo que representa un determinado proyecto, la disponibilidad de dinero de la empresa y la tasa de inflación prevaleciente en la economía nacional.

Además de la característica anterior, el método del valor presente tiene la ventaja de ser único, independientemente del comportamiento que sigan los flujos de efectivo que genera el proyecto de inversión. Esta característica del método del valor presente lo hace preferido para utilizarse en situaciones en que el comportamiento irregular de los flujos de efectivo, origina el fenómeno de tasas múltiples de rendimiento.

6.3 Método de la Tasa Interna de Retorno.

La tasa interna de retorno, como se llama frecuentemente, es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Está definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, el valor futuro, o el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos. La tasa interna de rendimiento de una propuesta de inversión, es aquella tasa de interés t que satisface cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$\sum_{i=0}^n \frac{FE}{(1+t)^i} = 0 \dots\dots\dots(6.7)$$

$$\sum_{i=0}^n FE (1+t)^{n-i} = 0 \dots\dots\dots(6.8)$$

$$\sum_{t=0}^n FE (P/F, t, i)(A/P, t, n) = 0 \dots\dots\dots(6.9)$$

donde:

FE = Flujo de efectivo neto del periodo t .

n = Vida de la propuesta de inversión.

En la mayoría de las situaciones prácticas es suficiente considerar el intervalo $-1 < i < \infty$ como ámbito de la tasa interna de rendimiento, ya que es muy poco probable que un proyecto de inversión se pierda más de la cantidad que se invirtió.

En términos económicos la tasa interna de rendimiento representa el porcentaje o la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión. El saldo no recuperado de una inversión en cualquier punto del tiempo de la vida del proyecto, puede ser visto como la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperar en ese tiempo.

una de las equivocaciones más comunes que se cometen con el significado de la TIR, es considerada como la tasa de interés que se gana sobre la inversión inicial requerida por la propuesta.

El significado fundamental de la TIR "Es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero".

6.4 Análisis de Sensibilidad.

Generalmente hay un elemento de incertidumbre asociada a las alternativas estudiadas. No sólo son problemáticos los estimados de las condiciones económicas futuras, sino que además los efectos económicos futuros de la mayoría de los proyectos solamente son conocidos con un grado de seguridad relativo. Es precisamente esta falta de certidumbre sobre el futuro lo que hace a la toma de decisiones económicas una de las tareas más difíciles que deben de realizar los individuos, las industrias y los gobiernos.

Es un hecho que en la toma de decisiones rara vez es suficiente con los resultados simples de un análisis. Generalmente lo que se busca es un rango completo de los posibles resultados que pueden ocurrir como una consecuencia de variaciones en las estimaciones iniciales de los parámetros del proyecto. Por consiguiente, un estudio económico completo debe incluir la sensibilidad de los criterios económicos a cambios en las estimaciones usadas.

La sensibilidad de una propuesta debe hacerse con respecto al parámetro mayor incertidumbre. Es muy conveniente determinar que tan sensible es la TIR o el VPN a cambios en las estimaciones del precio unitario de venta, es decir, para este tipo de situaciones es muy recomendable determinar el precio unitario de venta a partir del cual la propuesta sería económicamente atractiva.

También es posible que en la evaluación de una propuesta se tenga incertidumbre con respecto a los costos que van a incurrir, o con respecto a otras variables del proyecto. El análisis de sensibilidad también puede ser utilizado para determinar la vulnerabilidad del proyecto al cambio de alguna o algunas variables, como puede ser: el precio de los hidrocarburos, los costos de operación, el capital a invertir, producción, etc. Algunas herramientas para el análisis de sensibilidad son:

- Diagrama de Tornado: Se obtiene al aplicar un rango de posibles predicciones para una variable manteniendo constante las restantes variables.
- Diagrama de Araña: Se obtiene de la misma forma que un diagrama tornado, difiere en la manera de mostrar el impacto de cada variable.
 - Calcula el valor medido usando un rango de valores para cada variable
 - Grafica el valor medido vs. el porcentaje de cambio en el estimado base de cada variable
 - Pendientes más pronunciadas indican que el valor de medida es más sensible en cambios en esa variable
 - Pendientes negativas indican relaciones inversas

6.5 Árboles de Decisión.

El enfoque de árboles de decisión, es una técnica muy similar a programación dinámica; es un método conveniente para representar y analizar una serie de inversiones hechas a través del tiempo. La técnica de árboles de decisión consiste básicamente de los siguientes pasos:

1. Construir el árbol de decisión. Para la construcción del árbol es necesario considerar las diferentes alternativas o cursos de acción y los posibles eventos asociados a cada curso de acción. En la construcción de un árbol un cuadrado significa un punto de decisión, es decir, en este punto un curso de acción (el más adecuado) debe ser seleccionado. Un círculo representa los posibles eventos asociados a un curso de acción.
2. Determinar los flujos de efectivo de cada una de las ramas.
3. Evaluar las probabilidades de cada una de las ramas del árbol.
4. Determinar el valor presente, así como los indicadores necesarios para cada una de las ramas del árbol.
5. Resolver el árbol de decisión con el propósito de ver cuál alternativa debe ser seleccionada. La técnica de solución es muy simple y muy similar a la programación dinámica inversa. Con esta técnica se comienza en los extremos de las ramas del árbol de decisión y se marcha hacia atrás hasta alcanzar el nodo inicial de decisión. A través de este recorrido, se debe utilizar las siguientes reglas:
 - Si el nodo es un nodo de posibilidad, se obtiene el valor esperado de los eventos asociados a ese nodo.
 - Si el nodo es un nodo de decisión, entonces se selecciona la alternativa que maximiza o minimiza los resultados que están a la derecha de este nodo.

El uso del concepto de árboles de decisión como base para analizar y evaluar inversiones, hace más explícito e intuitivo el proceso de tomas de decisión. A través de esta técnica se puede tener una mejor idea del panorama completo del proyecto de inversión, es decir, se captan mejor los diferentes cursos de acción y sus posibles eventos asociados, así como la magnitud de las inversiones que cada curso de acción original.

6.6 Análisis de Riesgo.

La evaluación de la incertidumbre es a menudo una de las etapas de mayor importancia, cuando una propuesta de inversión es analizada, se recomienda, incluir en el análisis de alguna variable o medida que se considere el riesgo inherente de la propuesta evaluada. Al realizar el análisis de riesgo se puede decidir entre una inversión razonablemente segura con un rendimiento determinado ó una inversión más riesgosa con un rendimiento esperado mayor.

El riesgo en la evaluación de una propuesta de inversión, se puede definir como el proceso de obtención de la distribución de probabilidad de alguno o algunos de los criterios económicos o medidas de méritos ya conocidos. Generalmente las distribuciones de probabilidad que más comúnmente se obtienen en una evaluación, corresponden al valor presente neto, VPN/VPI y la tasa de rendimiento. Sin embargo, para determinar las distribuciones de probabilidad de estas bases de comparación, se requiere conocer las distribuciones de probabilidad de los elementos inciertos del proyecto como son: el volumen de los hidrocarburos a recuperar, los precios de los mismos, las inversiones y los costos de operación.

Los flujos de efectivo que ocurren en un periodo determinado son a menudo un función de un gran número de variables, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes: precio de venta de los hidrocarburos recuperados, tamaño del mercado, porción del mercado, razón del crecimiento del mercado, inversión requerida, tasas de inflación, tasa de impuestos, gastos de operación, gastos fijos y valores de rescate de los activos. Además, es posible que los valores de estas variables sean independientes o estén correlacionados. Consecuentemente, el desarrollo analítico de la distribución de probabilidad del criterio económico utilizado, generalmente no es fácil de lograrse en muchas situaciones del mundo real. Para estas situaciones el enfoque de simulación es recomendado.

6.7 Simulación Monte Carlo.

La simulación Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y modelos matemáticos para el análisis del comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos (por lo general, cuando se trata de sistemas cuyo estado va cambiando con el paso del tiempo, se recurre bien a la simulación de eventos discretos o bien a la simulación de sistemas continuos).

La clave de la simulación MC consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (de entrada del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificadas dichas variables de entrada (*inputs*) o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en (1) **generar** – con ayuda de una computadora **muestras aleatorias** (valores concretos) para dichos *inputs*, y (2) analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, dispondremos de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual nos será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo obviamente, nuestro análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea el número n de experimentos que llevemos a cabo.

La técnica de simulación de Monte Carlo es muy fácil de entender y aplicar en situaciones de riesgo e incertidumbre, por medio de la simulación es muy sencillo establecer o desarrollar un modelo que incorpore toda la información probabilística de las diferentes variables aleatorias que intervienen en el proyecto de inversión.

Todas las técnicas de evaluación económica y análisis de rentabilidad, antes mencionadas serán evaluadas en el sistema MERAK (Schlumberger) utilizado en la industria petrolera, para la toma de decisiones.

Peep de Merak (Programa de Evaluación Económica de Petróleo) es una aplicación internacional de evaluación económica, análisis de declinación y modelo fiscal que ayuda a analizar y calcular el valor de las propiedades del petróleo y gas, a través de modelos diseñados de acuerdo con las especificaciones del país.

Una vez obtenidos los pronósticos de producción (del simulador de yacimientos), definido el modelo económico que se va a utilizar, procederemos a cargar todos los datos dentro del sistema, para realizar el análisis de rentabilidad del proyecto en estudio, dicho análisis se ira describiendo a lo largo de este capítulo.

6.8 Procedimiento de análisis

El flujo de trabajo a seguir en esta parte de evaluación económica será el siguiente:

1. Generar los casos en PEEP, en los cuales se cargará la información de cada uno de los escenarios a evaluar la información es la siguiente:
 - Pronóstico de Producción (obtenido del estudio de simulación numérica presentado en el capítulo V).
 - Precio de los hidrocarburos.
 - Capital.
 - Costos de operación.
2. Generar un diagrama de tornado (representación gráfica de las variables del proyecto y las jerarquiza).
3. Realizar una simulación de Monte Carlo.
4. Determinar la frontera de eficiencia con cada una de las opciones evaluadas.
5. Análisis de los gráficos de probabilidad acumulada de las siguientes variables: Volumen total del aceite, Volumen total del gas, VPN a la tasa del 12% de descuento así como la VPN/VPI.

Cabe mencionar que todos los procesos del flujo de trabajo se han descrito en este capítulo.

En el capítulo anterior se analizaron varias opciones para maximizar la recuperación, mientras que en este se realiza la evaluación económica, para determinar cual es la mejor opción de desarrollar, para el proyecto.

6.9 Costo de la Electricidad Consumida.

Para calcular el costo de la electricidad consumida por el cable, primero se calcula la entrada de energía por día:

$$300 \frac{BTU}{hr - pie} * 24 \frac{hr}{dia} 7200 \frac{BTU}{dia - pie} * \frac{1kWh}{3412.1416BTU} = 2.11 \frac{kWh}{dia - pie} \dots\dots\dots (1)$$

Asumiendo un costo de 0.22 dls/Kw-hr, considerando que en ocasiones la producción de la energía eléctrica se complica cuando se trabaja costa afuera, así como también se aplica este costo elevado con el objeto de verificar que esta variable no le afecte al proyecto, considerando la tabla del costo de la electricidad promedio a nivel mundial en el caso de México el costo es de 0.126 dls/Kw-hr

(Fuente: Energy Prices and Taxes First Quarter 2008, Agencia Internacional de Energía).

$$2.11 \frac{kWh}{dia - pie} * 500 pies = 1055 \frac{kWh}{dia} * 0.22 \frac{dls}{kWh} = 232.1 \frac{dls}{dia} \dots\dots\dots (2)$$

Costo de la electricidad por mes:

$$232.1 \frac{dls}{dia} * 30 dias = 6963 \frac{dls}{mes} \dots\dots\dots (3)$$

Escenario	$\frac{kWh}{dia - pie}$	$\frac{dls}{dia}$	$\frac{dls}{mes}$
Sin Calentamiento	0	0	0
200 °F	1.40	154	4620
300 °F	2.11	232.1	6963
500 °F	3.51	386.1	11583

6.1 Tabla de costos por Electricidad para el cable.

	Volumen de Aceite MSTB	Volumen de Gas MMSCF	Precio del Aceite dls/bl	Precio del Gas \$/MMB TU	Costos de Operación	Costo del Calentamiento por pozo por mes dls.	Inversiones Mdls
Caso 0	29,635	1,518.3	30.70	5.64	36,850	0	279,000
Caso 1	42,175	2,131.9	30.70	5.64	47,870	0	329,000
Caso 2	48,740	2,339.3	30.70	5.64	50,130	4,620	335,000
Caso 3	52,036	2,649.1	30.70	5.64	58,700	6,963	337,000
Caso 4	52,036	2,832.9	30.70	5.64	70,350	11,583	338,000

6.2 Tabla de datos introducidos al software Económico.

Se consideró un precio de 30.70 dls/bl que para los costos actuales del petróleo a nivel mundial resulta bajo, sólo que se hace con el objetivo de demostrar que aún con este precio tan bajo el proyecto resulta rentable, por lo que con los precios actuales será aún más rentable.

Sólo para el caso 3 se describirá el flujo de trabajo completo ya que como se observa en la tabla 6.2 es la opción en la cual se recupera más aceite, para los otros casos sólo se describirá lo más importante. No obstante se realizó el mismo flujo para cada uno de los escenarios en análisis.

Para realizar un análisis económico típico de la industria petrolera se requieren al mínimo cuatro parámetros básicos los cuales aportaran la información mínima necesaria para el análisis económico. estos cuatro parámetros son: la producción de los productos a recuperar, los precios de dichos productos, los costos de operación asociados (variables y fijos) y las inversiones.

6.10 Ejemplo de Calculo

Caso 3.

En la siguiente tabla se observa como fue cargada la producción de aceite para el caso en análisis, dicha producción proviene del simulador de yacimientos.

Oil	Date	Oil Number of Wells	Oil Rate Bbl/d	Oil Volume MSTB (52,036.70)	Oil Density Degrees API
Gas1	2007 01	8.00	17,352.34	537.92	0.00
Gas2	2007 02	8.00	17,381.96	486.69	0.00
Cond	2007 03	8.00	17,515.58	542.98	0.00
Prop	2007 04	8.00	17,578.44	527.35	0.00
But	2007 05	8.00	17,613.11	546.01	0.00
Eth	2007 06	8.00	17,649.63	523.43	0.00
C. Gas	2007 07	8.00	17,635.41	546.70	0.00
C. Nit	2007 08	8.00	17,606.74	545.81	0.00
Wat	2007 09	8.00	17,573.23	527.20	0.00
W/Wat	2007 10	8.00	17,507.15	542.72	0.00
	2007 11	8.00	17,402.58	522.08	0.00
	2007 12	8.00	17,299.50	536.28	0.00
	2008 01	8.00	17,166.20	532.15	0.00
	2008 02	8.00	17,037.70	494.09	0.00
	2008 03	8.00	16,925.27	524.68	0.00
	2008 04	8.00	16,801.88	504.06	0.00
	2008 05	8.00	16,665.03	516.62	0.00
	2008 06	8.00	16,519.78	495.59	0.00
	2008 07	8.00	16,376.05	507.66	0.00
	2008 08	8.00	16,216.98	502.73	0.00
	2008 09	8.00	16,067.28	482.02	0.00
	2008 10	8.00	15,920.54	493.54	0.00
	2008 11	8.00	15,777.95	473.34	0.00
	2008 12	8.00	15,636.79	484.74	0.00
	2009 01	8.00	15,497.70	480.43	0.00

Tabla 6.3 Producción de Aceite

En la siguiente figura se muestra la producción de gas obtenida para el caso 3, la cual proviene del simulador de yacimientos.

Gas1	Date	Gas1 Number of Wells	Gas1 Rate mcf/d	Gas1 Volume MMSCF (2,649.11)	Gas1 Heat Energy E88TU	Gas1 Take %	Gas1 Shrinkage %	Gas1 Shrinkage Volume MMSCF	Gas1 Heat BTU/cf	Gas1 Specific Gravity
Gas2	2007 01	0.00	902.09	27.96	27.96	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
Cond	2007 02	0.00	900.37	25.21	25.21	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
Prop	2007 03	0.00	896.63	27.81	27.81	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
But	2007 04	0.00	891.63	26.75	26.75	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
Eth	2007 05	0.00	888.35	27.48	27.48	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
C. Gas	2007 06	0.00	879.52	26.39	26.39	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
C. Nit	2007 07	0.00	872.93	27.06	27.06	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
Wat	2007 08	0.00	867.17	26.88	26.88	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
W/Wat	2007 09	0.00	860.85	25.83	25.83	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2007 10	0.00	853.84	26.47	26.47	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2007 11	0.00	846.40	25.39	25.39	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2007 12	0.00	839.03	26.01	26.01	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 01	0.00	830.88	25.76	25.76	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 02	0.00	823.21	23.87	23.87	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 03	0.00	815.69	25.29	25.29	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 04	0.00	808.39	24.25	24.25	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 05	0.00	801.15	24.84	24.84	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 06	0.00	794.03	23.82	23.82	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 07	0.00	787.06	24.40	24.40	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 08	0.00	780.42	24.20	24.20	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 09	0.00	772.77	23.18	23.18	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 10	0.00	764.24	23.69	23.69	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 11	0.00	756.13	22.68	22.68	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2008 12	0.00	748.40	23.20	23.20	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00
	2009 01	0.00	740.69	22.86	22.86	100.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00

Tabla 6.4 Producción de Gas

En la figura 6.5 se observa el precio introducido al software de evaluación económica el cual fue de 30.70 dls/barril.

By Product	Date	Oil Price \$/Bbl (Real)	Oil Offset1 \$/Bbl (Real)	Oil Offset2 \$/Bbl (Real)	Oil Net Price \$/Bbl (Real)
Gas1	2007 01	30.70	0.00	0.00	30.70
Gas2	2007 02	30.70	0.00	0.00	30.70
Cond	2007 03	30.70	0.00	0.00	30.70
Prop	2007 04	30.70	0.00	0.00	30.70
But	2007 05	30.70	0.00	0.00	30.70
Eth	2007 06	30.70	0.00	0.00	30.70
C. Gas	2007 07	30.70	0.00	0.00	30.70
C. Nt	2007 08	30.70	0.00	0.00	30.70
	2007 09	30.70	0.00	0.00	30.70
	2007 10	30.70	0.00	0.00	30.70
	2007 11	30.70	0.00	0.00	30.70
	2007 12	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 01	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 02	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 03	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 04	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 05	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 06	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 07	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 08	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 09	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 10	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 11	30.70	0.00	0.00	30.70
	2008 12	30.70	0.00	0.00	30.70
	2009 01	30.70	0.00	0.00	30.70
	2009 02	30.70	0.00	0.00	30.70
	2009 03	30.70	0.00	0.00	30.70

Tabla 6.5 Precio del Aceite

En la figura 6.6 se observa que se introdujo un precio de 5.64 dls/MMBTU para el gas.

By Product	Date	Gas1 Price \$/MMBTU (Real)	Gas1 Offset1 \$/MMBTU (Real)	Gas1 Offset2 \$/MMBTU (Real)	Gas1 Net Price \$/MMBTU (Real)
Gas1	2007 01	5.64	0.00	0.00	5.64
Gas2	2007 02	5.64	0.00	0.00	5.64
Cond	2007 03	5.64	0.00	0.00	5.64
Prop	2007 04	5.64	0.00	0.00	5.64
But	2007 05	5.64	0.00	0.00	5.64
Eth	2007 06	5.64	0.00	0.00	5.64
C. Gas	2007 07	5.64	0.00	0.00	5.64
C. Nt	2007 08	5.64	0.00	0.00	5.64
	2007 09	5.64	0.00	0.00	5.64
	2007 10	5.64	0.00	0.00	5.64
	2007 11	5.64	0.00	0.00	5.64
	2007 12	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 01	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 02	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 03	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 04	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 05	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 06	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 07	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 08	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 09	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 10	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 11	5.64	0.00	0.00	5.64
	2008 12	5.64	0.00	0.00	5.64
	2009 01	5.64	0.00	0.00	5.64
	2009 02	5.64	0.00	0.00	5.64
	2009 03	5.64	0.00	0.00	5.64

Tabla 6.6 Precio del Gas

En la tabla 6.7 se observan los costos de operación asociados al caso en análisis, los cuales contienen los costos fijos y variables para este caso en estudio.

Capítulo VI Evaluación Económica

Opcost												
Scenario Base												
Date	BOE (cf/bbl)	Materiales por Prod. Pesor/BOE (Real)	Otras Compras inter por Prod. Pesor/BOE (Real)	Otros por Prod. Pesor/BOE (Real)	Servicios Generales por Prod. Pesor/BOE	Admin. del Corp. por Prod. Pesor/BOE (Real)	Telecom y Serv. Med. por Prod. Pesor/BOE	Mano de Obra por Prod. Pesor/BOE (Real)	Reserva Laboral por Prod. Pesor/BOE	Compra de Nitrogeno por Prod. Pesor/BOE	Compra de Gas por Prod. Pesor/BOE (Real)	Materiales por Pozo MPesor/An/Yr (Real)
	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...	Propeties...
2007(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.11	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2008(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.14	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2009(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.16	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2010(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.17	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2011(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.18	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2012(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.19	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2013(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.20	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2014(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.20	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2015(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.20	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2016(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.20	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2017(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2018(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2019(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2020(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2021(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2022(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2023(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2024(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2025(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2026(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2027(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2028(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2029(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2030(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2031(12)	2,572.50	0.00	0.91	0.04	1.87	0.00	0.08	2.21	0.00	0.00	0.00	2,775.13
2032(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 6.7 Costos de Operación.

En la siguiente Tabla 6.8 se observan las inversiones que se definieron en el software de evaluación económica, las cuales se introducen de acuerdo a diferentes conceptos y están en miles de dólares.

Capital												
Scenario Base												
Date	Pozos M\$(Real) (163,698.40)	Ductos y líneas M\$(Real) (0.00)	Plantas, equipos y estaciones M\$(Real)	Estructuras marinas M\$(Real) (0.00)	Estudios M\$(Real) (11,000.00)	Otros M\$(Real) (0.00)	Infraestructura de administración M\$(Real)	Servicio al personal M\$(Real) (0.00)	Servicios auxiliares M\$(Real) (43,999.80)	Procesos e instalaciones M\$(Real) (7,999.96)	Seguridad y ecología M\$(Real) (0.00)	Agrupado M\$(Real) (0.00)
2007(12)	163,698.40	0.00	79,999.70	0.00	5,500.00	0.00	0.00	0.00	24,999.92	9,999.96	0.00	0.00
2008(12)	0.00	0.00	79,999.70	0.00	5,500.00	0.00	0.00	0.00	24,999.92	7,999.99	0.00	0.00
2009(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2010(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2011(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2014(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2015(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2016(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2017(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2018(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2019(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2020(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2021(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2022(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2023(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2024(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2025(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2026(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2027(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2028(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2029(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2030(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2031(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2032(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2033(12)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 6.8 Inversiones.

En la primer columna marcada están todas la inversiones relacionadas con los pozos (perforación, terminación, etc.), en la segunda columna marcada esta las inversiones relacionadas con las sistemas plantas y equipos necesarios, tercer columna marcada las inversiones relacionadas con los estudios, la cuarta son los servicios auxiliares y por ultimo todo lo relacionado con procesos e instalaciones.

Una vez que se introdujeron los parámetros mínimos necesarios para la evaluación económica se procede a realizar los cálculos a través del software para cada uno de los casos en estudio y con ello obtener los resultados bajo las siguientes consideraciones:

- Como inicio de la evaluación económica se realizarán las evaluaciones económicas de los casos planteados, estas evaluaciones se realizarán de manera determinista para posteriormente realizarse de forma estocástica.
- Se decidió presentar el Peep summary report, ya que es un reporte que contiene, los indicadores económicos y la información necesaria para el análisis económico, este reporte es un reporte predefinido de la herramienta que se utilizó para realizar la evaluación económica.
- Para el análisis de sensibilidad a realizarse a cada uno de los casos se realizó mediante el apoyo de gráficos de tornado, donde se tomó la decisión de analizar el comportamiento de la variable de salida considerado a esta como el VPN a la tasa del 12% de descuento y las variables que se analizaron como variables de entrada son las siguientes: Producción de aceite, producción de gas, precio del aceite, precio del gas, inversiones y los costos de operación.
- El análisis de sensibilidad se tomara en cuenta para posteriormente realizar las simulaciones de Monte Carlo, de donde solo se introducirán aquellas variables que sumen el 80% de variabilidad (varianza), tomando en cuenta que si 2 variables suman el 80% o más se considerara usar 3 variables como mínimo para ser introducidas como distribuciones de probabilidad en la simulación de Monte Carlo.

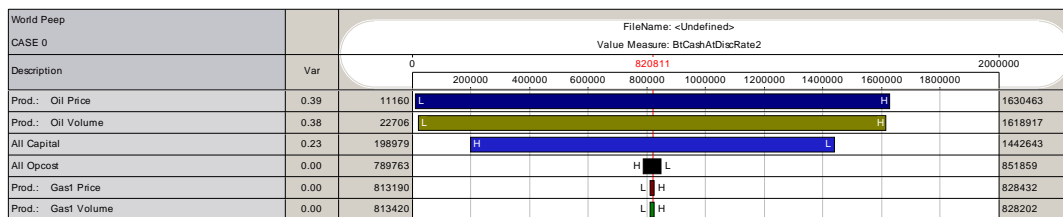
6.11 Resultados de las evaluaciones económicas deterministas.

Caso 0:

En la siguiente tabla se observan los resultados obtenidos para el análisis económico de este caso en particular, a través de un reporte predefinido del sistema que se emplea en el cual se aprecia 4 secciones la descripción del caso donde se da a conocer el modelo con el que se trabaja el tipo de moneda, en otra de las secciones se aprecia el valor presente neto para diferentes tasas, los indicadores TIR, VPN/VPI (PIR por sus siglas en ingles profit invesment ratio), NPV y por ultimo la recuperación de los hidrocarburos (Aceite y Gas).

Peep Summary Report			
CASE 0			
(Manual values)			
Case Description		Net Present Values	
Notes		Antes de Impuestos	
		Oper Inc	Cap. Inv
		(%)	Total
		MPesos	MPesos
		0.0	8,987,503
		10.0	4,343,551
		12.0	3,629,971
		14.0	3,580,513
		16.0	3,315,808
		18.0	3,083,543
		Arr:	8,987,503
			3,180,816
			3,119,889
			3,109,162
			494,798
			227,179
			4,639
			5,806,888
Parametros		default	
Modelo		Modelo PEP fiscal 2006	
Moneda		Dolares	
Moneda del Reporte		Pesos	
Fecha de Desuento		2007/01	
Economic Indicators		Product Recovery	
Antes de Impuestos		Total	
TIR	%	18.0	Aceite
Recuperación	Stnd. (no/s)	72.3	Gas Total
	Proj. (no/s)	72.3	Ventas de Gas
Undisc PIR	MPesos/MPesos	1.63	Condensados
12.0 Post. PR	MPesos/MPesos	0.26	
16.0 Post. PR	MPesos/MPesos	0.07	
NPV/Via@12.0	MPesos/MSTB	30.04	
NPV/Via@16.0	MPesos/MSTB	8.54	
Límite Económico		2031/12	
Fecha de Última Producción		2037/05	

6.9 Reporte de Resultados de la evaluación económica realizada en Peep del caso 0



6.10 Diagrama de Tornado del Caso 0 del VPN a la tasa del 12% de descuento.

De estos resultados podemos observar en la parte superior, los indicadores económicos calculados y se encuentra encerrado en color rojo el VPN a la tasa de descuento del 12%, ya que estaremos trabajando a lo largo de la evaluación con este VPN, además de los indicadores en este reporte se pueden observar los volúmenes de los productos recuperados, el tipo de moneda utilizado en los cálculos (dólares) y el tipo de moneda del reporte (pesos).

Del diagrama de tornado se puede observar que las variables que más impacto tienen sobre este caso son el precio del aceite con un 39% variabilidad, el volumen de aceite con un 38% variabilidad y las inversiones con un 23% variabilidad influencia sobre el caso donde la variabilidad es el rango de afectación sobre la variable de referencia que para esta evaluación es el VPN.

Cabe resaltar que debido a que la producción no es tan alta, para este caso en particular, las inversiones lo afectan.

Caso 1:

En la siguiente tabla se pueden observar los resultados obtenidos de la evaluación económica de este caso en particular, a través de un reporte predefinido del sistema que se emplea en el cual se aprecias 4 secciones la descripción del caso donde se da a conocer el modelo con el que se trabaja el tipo de moneda, en otra de las secciones se aprecia el valor presente neto para diferentes tasas, los indicadores TIR, RBC (PIR por sus siglas en ingles profit investment ratio), NPV y por ultimo la recuperación de los hidrocarburos (Aceite y Gas).

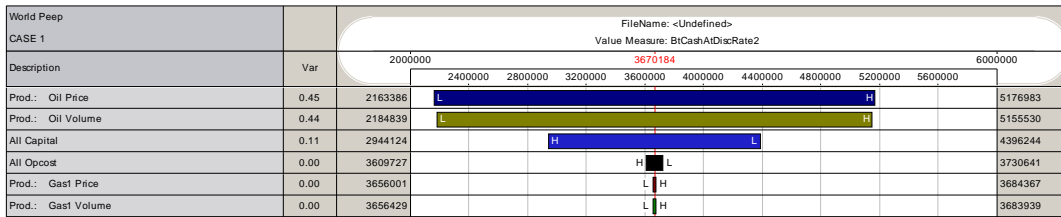
Peep Summary Report
CASE 1
(Nominal values)

Case Description		Net Present Values		
		Antes de Impuestos		
Rate		Oper. Inc. (%)	Cap. Inv. MPesos	Total MPesos
		0.0	13,345,902	3,750,610
		10.0	7,861,402	3,648,528
		12.0	7,300,483	3,630,299
		14.0	6,826,510	3,612,710
		16.0	6,426,663	3,595,727
		18.0	6,080,804	3,579,320
		Arr.	13,345,902	3,750,610
				9,595,322

Economic Indicators		Product Recovery	
	Antes de Impuestos		Total
Rate	%	Aceite	42,176 MSTB
Recovery	Sind. (no/s)	Gas Total	2,132 MMSCF
	Prod. (no/s)	Ventas de Gas	2,132 MMSCF
Ratio PIR	MPesos/MPesos	Condensados	0 MSTB
Ratio Profit. PIR	MPesos/MPesos		
Ratio NPV@12.0	MPesos/MSTB		
Ratio NPV@16.0	MPesos/MSTB		
Rate Económico	2001/12		
Year of Última Producción	2041/11		

6.11 Reporte de Resultados de la evaluación económica realizada en Peep del caso 1

Capítulo VI Evaluación Económica



6.12 Diagrama de Tornado del Caso 1 del VPN a la tasa del 12% de descuento.

Del diagrama de tornado se desprende que las variables que más impacto tienen sobre este caso en particular son el precio del aceite con un 45% de variabilidad, el volumen de aceite con un 44% de variabilidad y por último las inversiones con un 11% de variabilidad, una vez más debido a la baja producción las inversiones afectan a este caso en particular.

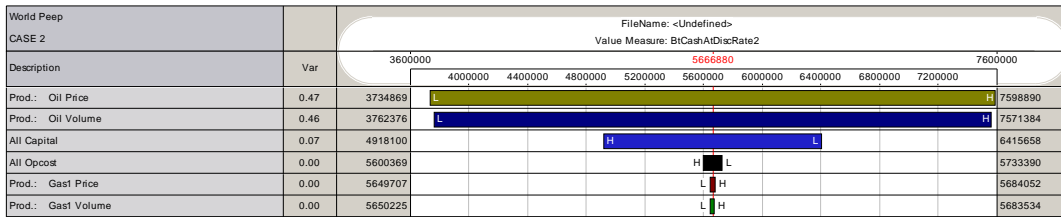
Caso 2:

En la siguiente figura se observan los resultados obtenidos de la evaluación económica del caso en estudio en particular, a través de un reporte predefinido del sistema que se emplea en el cual se aprecian 4 secciones la descripción del caso donde se da a conocer el modelo con el que se trabaja el tipo de moneda, en otra de las secciones se aprecia el valor presente neto para diferentes tasas, los indicadores TIR, VPN/VPI (PIR por sus siglas en inglés profit investment ratio), NPV y por último la recuperación de los hidrocarburos (Aceite y Gas).

Peep Summary Report			
CASE 2			
(Nominal values)			
Case Description		Net Present Values	
Notes:		Antes de Impuestos	
		Oper Inc	Cap. Inv
		(%)	MPesos
		0.0	3,819,012
		10.0	3,755,275
		12.0	3,743,894
		14.0	3,732,911
		16.0	3,722,308
		18.0	3,712,064
		Arr:	3,819,012
		Total	12,120,305
		MPesos	6,316,377
		MPesos	5,806,879
Parametros		default	14.0
Modelo		Modelo PEP fiscal 2006	16.0
Moneda		Dolares	18.0
Moneda del Reporte		Pesos	Arr:
Fecha de Descuento		2007/01	15,939,317
		3,819,012	12,120,305
Economic Indicators		Product Recovery	
		Antes de Impuestos	Total
TIR	%	95.3	Acote
Recuperación	Stnd. (mo's)	26.2	48,740 MSTB
	Proj. (mo's)	26.2	Gas Total
Undisc. PIR	MPesos/MPesos	3.17	2,339 MNSCF
12.0 Pct. PIR	MPesos/MPesos	1.51	Ventas de Gas
16.0 Pct. PIR	MPesos/MPesos	1.24	2,339 MNSCF
NPV/ol@12.0	MPesos/MSTB	119.55	Condensados
NPV/ol@16.0	MPesos/MSTB	97.63	0 MSTB
Limite Economico		2031/12	
Fecha de Última Producción		2041/11	

6.13 Reporte de Resultados de la evaluación económica realizada en Peep del caso 2

Capítulo VI Evaluación Económica



6.14 Diagrama de Tornado del Caso 2 del VPN a la tasa del 12% de descuento.

Para este caso en particular el diagrama de tornado nos indica que las variables que más impacto tienen para este caso son: el precio del aceite con un 47% de variabilidad, el volumen de aceite con un 46% de variabilidad y las inversiones con un 7% de variabilidad. Podemos observar la disminución del porcentaje de las inversiones, como resultado del incremento de la producción de aceite. Es por esta razón que para este caso las inversiones no afectan tanto.

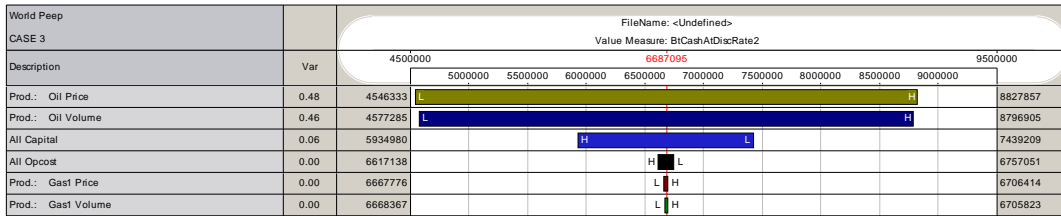
Caso 3:

En la siguiente figura se muestran los resultados obtenidos del análisis económico de este caso en particular, a través de un reporte predefinido del sistema que se emplea en el cual se aprecian 4 secciones la descripción del caso donde se da a conocer el modelo con el que se trabaja el tipo de moneda, en otra de las secciones se aprecia el valor presente neto para diferentes tasas, los indicadores TIR, VPN/VPI (PIR por sus siglas en inglés profit investment ratio), NPV y por último la recuperación de los hidrocarburos (Aceite y Gas).

Peep Summary Report			
CASE 3			
(Final rates)			
Case Description		Net Present Values	
Notes		Antes de Impuestos	
		Oper Inc	Cep. Inv
		(%)	Total
		MPesos	MPesos
		0.0	17,016,007
		10.0	11,124,234
		12.0	10,447,668
		14.0	9,863,397
		16.0	9,354,255
		18.0	8,906,969
		Arr.	17,016,007
			3,841,800
			13,174,207
Parameters		Product Recovery	
Modelo	Modelo PEP fiscal 2006	Aceite	52,007 MSTB
Moneda	Dolares	Gas Total	2,649 MNSCF
Moneda del Reporte	Pesos	Veritas de Gas	2,649 MNSCF
Fecha de Descuento	2007/01	Condensados	0 MSTB
Economic Indicators		Total	
TIR	Antes de Impuestos		
	%	185.8	
Recuperación	Stral. (mo's)	17.0	
	Proj. (mo's)	21.4	
Unidad PIR	MPesos/MPesos	3.43	
12.0 Pct. PIR	MPesos/MPesos	1.78	
16.0 Pct. PIR	MPesos/MPesos	1.50	
NPV/0@12.0	MPesos/MSTB	132.46	
NPV/0@16.0	MPesos/MSTB	111.27	
Límite Económico	2001/12		
Fecha de Última Producción	2041/11		

6.15 Reporte de Resultados de la evaluación económica realizada en Peep del caso 3

Capítulo VI Evaluación Económica



6.16 Diagrama de Tornado del Caso 3 del VPN a la tasa del 12% de descuento.

Del diagrama de tornado en el cual se observan los siguientes resultados: el precio del aceite con un 48% de variabilidad, el volumen de aceite con un 46% de variabilidad y por ultimo el capital o inversiones con un 6% de variabilidad. Reflejando con esto lo mismo que en el caso anterior la disminución de la afectación de las inversiones por el incremento del volumen de aceite recuperado.

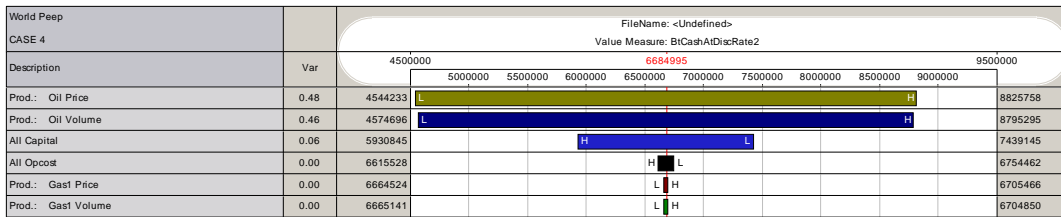
Caso 4:

En la siguiente figura se observan los resultados obtenidos de la evaluación económica del caso 4 en particular, a través de un reporte predefinido del sistema que se emplea en el cual se aprecian 4 secciones la descripción del caso donde se da a conocer el modelo con el que se trabaja el tipo de moneda, en otra de las secciones se aprecia el valor presente neto para diferentes tasas, los indicadores TIR, VPN/VPI (PIR por sus siglas en ingles profit investment ratio), NPV y por ultimo la recuperación de los hidrocarburos (Aceite y Gas).

Peep Summary Report		
CASE 4 (Final report)		
Case Description		Net Present Values
Notes		Antes de Impuestos
		Oper. Inc. Cap. Inv. Total
		(%) MPesos MPesos MPesos
		0.0 17,029,690 3,853,197 13,176,493
		10.0 11,132,865 3,780,242 7,349,623
		12.0 10,455,746 3,770,751 6,684,996
		14.0 9,810,997 3,758,697 6,112,301
		16.0 9,261,438 3,747,069 5,614,379
		18.0 8,813,704 3,735,816 5,177,989
		Arr: 17,029,690 3,853,197 13,176,493
Parametros	default	
Modelo	Modelo PEP fiscal 2006	
Moneda	Dolares	
Moneda del Reporte	Pesos	
Fecha de Descuento	2007/01	
Economic Indicators		Product Recovery
	Antes de Impuestos	Total
TIR	% 165.4	Aceite 52,037 MSTB
Recuperación	Stnd. (no's) 17.0	Gas Total 2,833 MMSCF
	Proj. (no's) 21.5	Ventas de Gas 2,833 MMSCF
Unidad: PIR	MPesos/MPesos 3.42	Condensados 0 MSTB
12.0 Prrd. PIR	MPesos/MPesos 1.77	
16.0 Prrd. PIR	MPesos/MPesos 1.50	
NPV/vo@12.0	MPesos/MSTB 132.42	
NPV/vo@16.0	MPesos/MSTB 111.21	
Limite Económico	2031/12	
Fecha de Última Producción	2041/11	

6.17 Reporte de Resultados de la evaluación económica realizada en Peep del caso 4

Capítulo VI Evaluación Económica



6.18 Diagrama de Tornado del Caso 4 del VPN a la tasa del 12% de descuento.

En la figura anterior se presentan los resultados obtenidos de Peep para el análisis de sensibilidad a través del diagrama de tornado observando que las variables que más impacto tienen sobre el proyecto son el precio del aceite con un 48%, el volumen del aceite con 46% y por último las invasiones o capital con un 6%, por lo cual se observa que es similar al caso anterior.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los casos en estudio. Mostrando los indicadores que son los más representativos de cada uno de los casos. Se tomaron a la tasa del 12% que utiliza PEMEX para la evaluación de sus proyectos, por ser la tasa de descuento establecida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Caso	VPN @ 12% Mpesos	RBC @Tasa del 12%	TIR	Tiempo de Recuperación de la Inversión (meses)
Caso 0	820,809	0.26	18 %	72.3
Caso 1	3,670,184	1.01	61.9%	33.4
Caso 2	5,666,879	1.51	95.3%	26.2
Caso 3	6,687,094	1.78	165.8%	21.4
Caso 4	6,684,996	1.77	165.4%	21.5

6.19 Tabla de resultados de la evaluación económica en Peep

La tabla anterior es el resultado de la evaluación económica de cada uno de los casos, de donde al observarlos podemos decir que la mejor opción es el caso 3, ya que presenta los indicadores más altos y en comparación con el caso 4 que son muy cercanos los resultados, para el caso 3 las inversiones son menores.

Al observar los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad realizado para cada uno de los casos, a través de los diagramas de tornado, se ha tomado la decisión de modelar las siguientes variables para realizar la simulación de Monte Carlo.

- Costos de operación
- Las inversiones
- El volumen de aceite
- El precio del aceite

Éstas son las variables que más impacto tienen sobre el proyecto aunque varían dependiendo del caso en análisis, estas 4 variables se modelaron para cada uno de los casos, utilizando una distribución de probabilidad de tipo lognormal para el volumen de aceite, una distribución de tipo normal para el precio del aceite y uniforme para los costos de operación y las inversiones. Se usaron este tipo de distribuciones ya que son las que mejor ajustan para cada una de las variables. Se decidió realizar 300 iteraciones ya que se observó que para este número de iteraciones el modelo converge, y las variables que se analizarán serán el VPN a la tasa del 12% de descuento y la eficiencia de la inversión (VPN/VPI).

6.12 Resultados de la simulación de Monte Carlo

Para obtener los resultados de la simulación de Monte Carlo, se introdujeron las variables: costos de operación, volumen de aceite, precio del aceite e inversiones, por ser las variables que más impacto tuvieron sobre los casos en análisis, como variables de salida se le solicitaron al sistema, el VPN y la VPN/VPI, los dos indicadores calculados a una tasa del 12 % de descuento.

Se realizó la simulación de Monte Carlo con 300 iteraciones debido a que con este número el nivel de convergencia es satisfactorio ya que no excede el 4% y esto en solo uno de los casos para los demás casos en análisis el nivel es menor.

Caso 0:

En las siguientes tabla 6.20 se muestran los resultados obtenidos para el caso 0 de la simulación de Monte Carlo.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	820901.49	0.20%
P10	93286.74	0.85%
P50	775530.81	
P90	1638987.37	0.00%
Standard Deviation	616035.43	0.17%
Semi-Std.Deviation	577299.96	0.15%
Variance	379499651819.67	
Skewness	0.22	
Kurtosis	0.00	
Mean Std.Error	35566.82	
Variability	0.75	
Minimum value	-842643.06	
Maximum value	2536511.31	

6.20 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el VPN a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.20 se pueden observar los resultados de la simulación de Monte Carlo del caso 0, en la tabla existen tres columnas, la primera son los parámetros evaluados o variables, la segunda son los resultados de cada una de las variables cada una en sus respectivas unidades dependiendo de la variable que para esta evaluación se trata del VPN y por ultimo la convergencia de las variables, esta convergencia esta dada en porcentaje.

En la siguiente tabla 6.21 se observan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo considerando como variable de salida a la Eficiencia de la inversión.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	0.27	0.00%
P10	0.03	3.92%
P50	0.25	
P90	0.54	0.00%
Standard Deviation	0.20	0.00%
Semi-Std.Deviation	0.19	
Variance	0.04	
Skewness	0.30	
Kurtosis	0.01	
Mean Std.Error	0.01	
Variability	0.76	
Minimum value	-0.25	
Maximum value	0.85	

6.21 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el RBC a la tasa de descuento del 12%

De los resultados obtenidos a través de la simulación de Monte Carlo, para la VPN/VPI, los parámetros que serán utilizados para la construcción del grafico de pseudo frontera de eficiencia o grafico de burbuja, serán el P50 o la media y la desviación estándar o la semí desviación estándar. En la tabla se muestran los resultados de los parámetros solicitados.

Caso 1:

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo realizada para el caso 1.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	3614175.44	0.03%
P10	2273460.21	0.04%
P50	3556771.16	
P90	4981430.44	0.00%
Standard Deviation	1052347.16	0.14%
Semi-Std.Deviation	992239.89	0.21%
Variance	1107434541606.31	
Skewness	0.29	
Kurtosis	0.28	
Mean Std.Error	60757.29	
Variability	0.29	
Minimum value	744281.80	
Maximum value	7151807.61	

6.22 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el VPN a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.22 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN del caso 1.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	1.00	0.00%
P10	0.63	0.00%
P50	0.98	
P90	1.41	0.00%
Standard Deviation	0.31	0.00%
Semi-Std.Deviation	0.28	
Variance	0.10	
Skewness	0.49	
Kurtosis	0.57	
Mean Std.Error	0.02	
Variability	0.31	
Minimum value	0.19	
Maximum value	2.08	

6.23 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el PIR a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.23 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN/VPI del caso 1.

Caso 2:

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo realizada para el caso 2.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	5566128.33	0.05%
P10	3792167.68	0.01%
P50	5538224.33	
P90	7768709.09	0.00%
Standard Deviation	1443934.32	0.11%
Semi-Std.Deviation	1348024.17	0.29%
Variance	2084946311631.94	
Skewness	0.42	
Kurtosis	0.19	
Mean Std.Error	83365.59	
Variability	0.26	
Minimum value	2074598.36	
Maximum value	10213624.92	

6.24 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el VPN a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.24 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN del caso 2.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	1.48	0.00%
P10	1.00	0.00%
P50	1.46	
P90	2.06	0.00%
Standard Deviation	0.40	0.00%
Semi-Std.Deviation	0.36	
Variance	0.16	
Skewness	0.44	
Kurtosis	0.18	
Mean Std.Error	0.02	
Variability	0.27	
Minimum value	0.52	
Maximum value	2.76	

6.25 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el PIR a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.25 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN/VPI del caso 2.

Caso 3:

En las siguientes tablas se observan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo realizada, para el caso 3.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	6656159.52	0.06%
P10	4846508.64	0.07%
P50	6569234.17	
P90	8562659.28	0.00%
Standard Deviation	1481687.83	0.12%
Semi-Std.Deviation	1404664.68	0.24%
Variance	2195398832051.15	
Skewness	0.23	
Kurtosis	0.21	
Mean Std.Error	85545.29	
Variability	0.22	
Minimum value	2254505.60	
Maximum value	11062625.39	

6.26 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el VPN a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.26 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN del caso 3.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	2.77	0.04%
P10	2.25	0.17%
P50	2.75	
P90	3.33	0.00%
Standard Deviation	0.43	0.00%
Semi-Std.Deviation	0.40	0.29%
Variance	0.19	
Skewness	0.40	
Kurtosis	0.48	
Mean Std.Error	0.02	
Variability	0.16	
Minimum value	1.56	
Maximum value	4.26	

6.27 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el PIR a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.27 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN/VPI del caso 3.

Caso 4:

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo realizada para el caso 4.

Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	6653987.76	0.06%
P10	4844336.15	0.07%
P50	6568319.11	
P90	8560103.78	0.00%
Standard Deviation	1482371.23	0.12%
Semi-Std.Deviation	1405343.92	0.24%
Variance	2197424458186.01	
Skewness	0.23	
Kurtosis	0.21	
Mean Std.Error	85584.74	
Variability	0.22	
Minimum value	2248476.21	
Maximum value	11062352.29	

6.28 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el VPN a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.28 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN del caso 4.

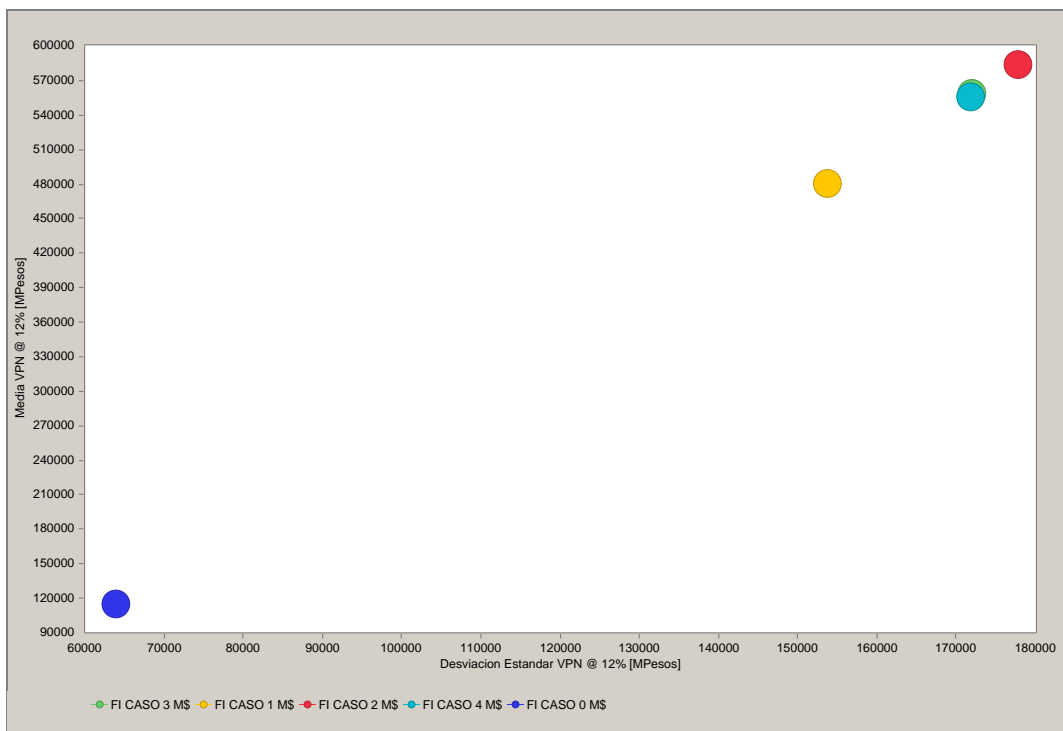
Statistics		
Parameter	Value	Conver.
# Iterations	300	
Mean	1.77	0.06%
P10	1.25	0.30%
P50	1.74	
P90	2.33	0.00%
Standard Deviation	0.43	0.00%
Semi-Std.Deviation	0.40	0.29%
Variance	0.19	
Skewness	0.40	
Kurtosis	0.48	
Mean Std.Error	0.02	
Variability	0.24	
Minimum value	0.55	
Maximum value	3.25	

6.29 Resultados de la simulación de Monte Carlo para el PIR a la tasa de descuento del 12%

En la tabla 6.29 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, para el VPN/VPI del caso 4.

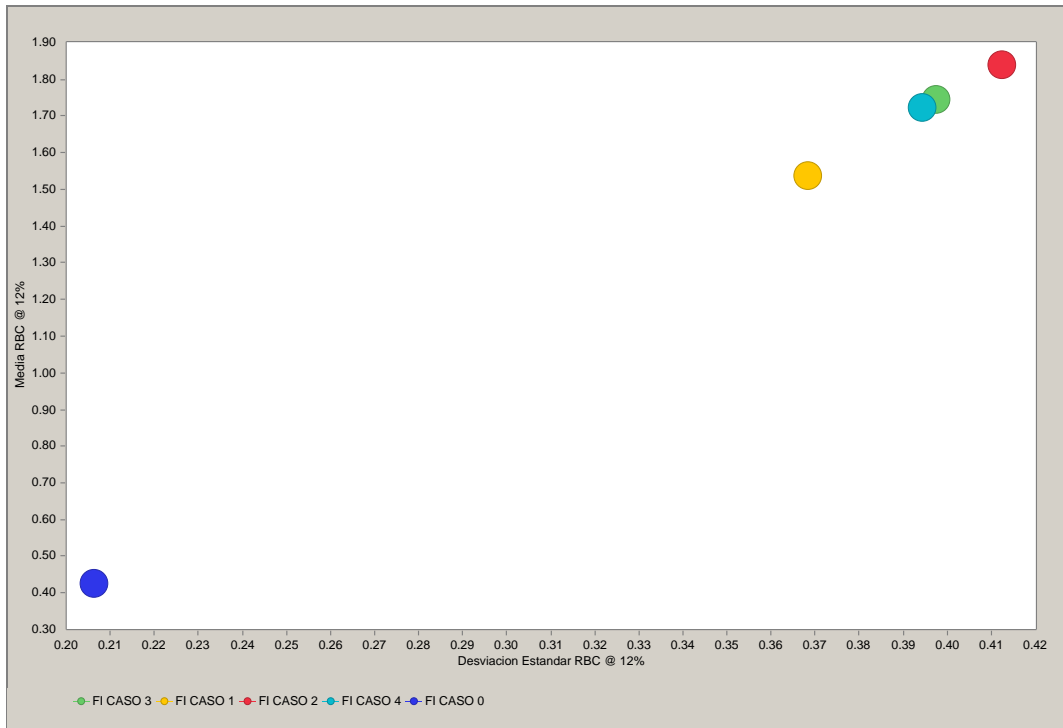
Con los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones de Monte Carlo, de cada uno de los casos, se construyó un gráfico de de valor vs riesgo, graficando como Valor al P50 del VPN a la tasa de descuento del 12% vs. Riesgo, la desviación estándar. Es con el fin de comparar cual de los casos presenta mayor valor con el menor riesgo.

En los siguientes gráficos se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones de Monte Carlo realizadas, los resultados se presentan mediante los gráficos de pseudo frontera de eficiencia o de burbuja para el VPN y la VPN/VPI @ 12% de descuento.



6.30 Gráfico de Pseudo Frontera de Eficiencia VPN @ 12% MPesos.

En el gráfico 6.30 se presentan los resultados obtenidos de las iteraciones realizadas, de donde se puede observar y concluir que para el VPN a la tasa del 12% de descuento, de donde se concluye que el mejor escenario, es el escenario 2 ya que presenta mejores resultados que los otros escenarios.



6.31 Gráfico de Pseudo Frontera de Eficiencia VPN/VPI @ 12% MPesos.

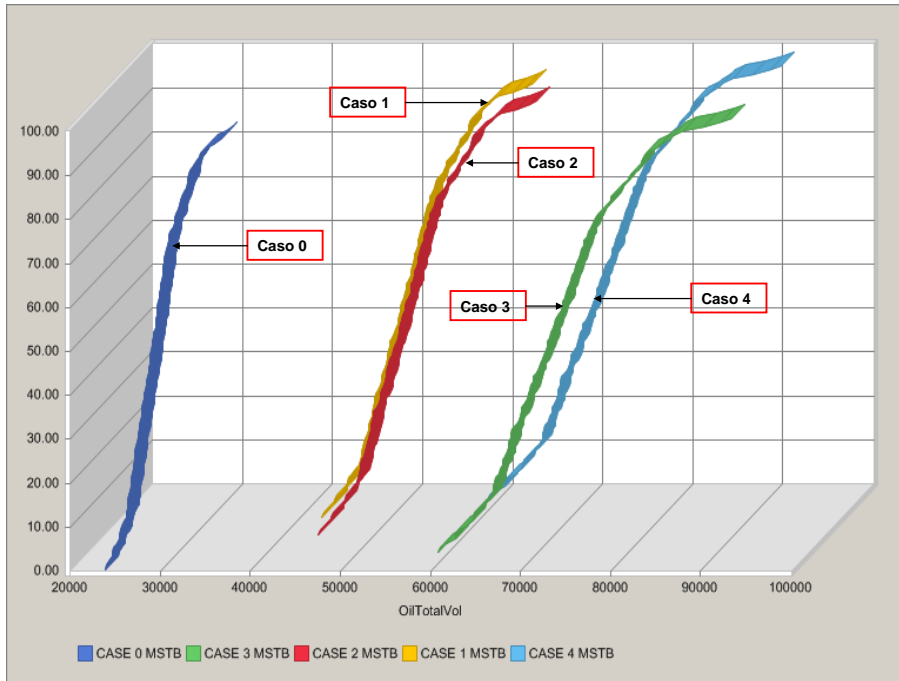
En la grafica 6.31 se presentan los resultados obtenidos de la simulación de Monte Carlo, de donde se puede observar y concluir que el mejor caso, para la VPN/VPI @ 12% de descuento se concluye que el mejor caso por presentar los mejores resultados es el escenario 2.

Es útil utilizar este tipo de gráfico en comparación con un grafico de probabilidad acumulada por lo que se decidió realizar los gráficos de probabilidad acumulada, para comparar los diferentes casos y así obtener una mejor decisión en base a los resultados obtenidos. A continuación se presentan los gráficos de probabilidad acumulada para las siguientes variables:

- Volumen total de aceite.
- Volumen total de Gas.
- VPN a la tasa del 12% de descuento.
- Eficiencia de la inversión (VPN/VPI).

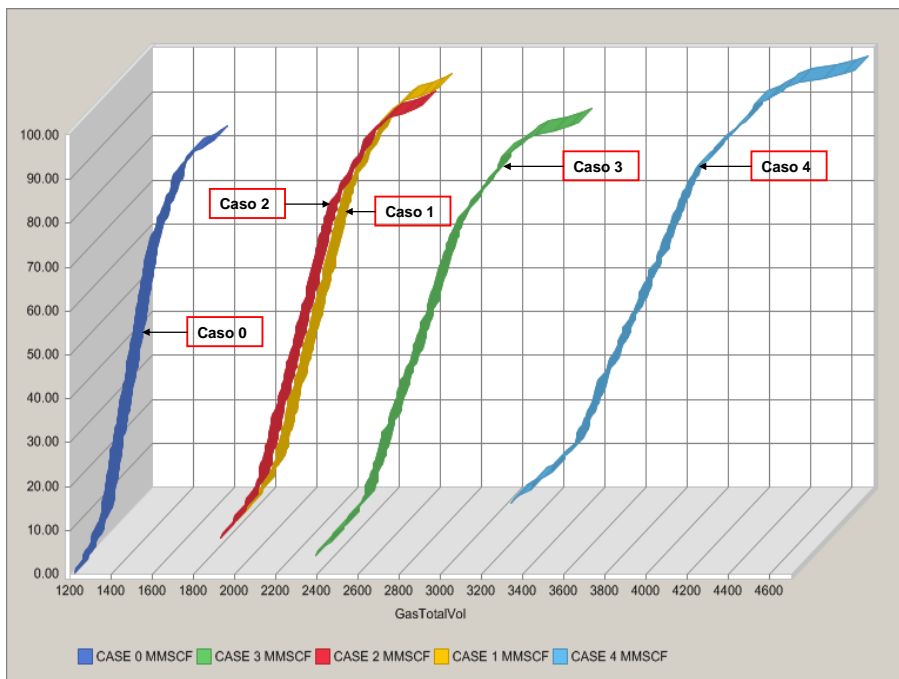
Algunos autores consideran la interpretación del grafico de probabilidad acumulada como una carrera de caballos, ya que el que este más adelantado es el que presenta los mejores resultados al igual que en una carrera de caballos, el caballo más adelantado es el que gana.

En la siguiente figura 6.32 se observa el gráfico de probabilidad acumulada para el volumen total de aceite a recuperar por caso, observando que el caso 4 presenta mayores valores para el P10 y el P50 con respecto al caso 3, pero para el P90 los resultados son muy similares.



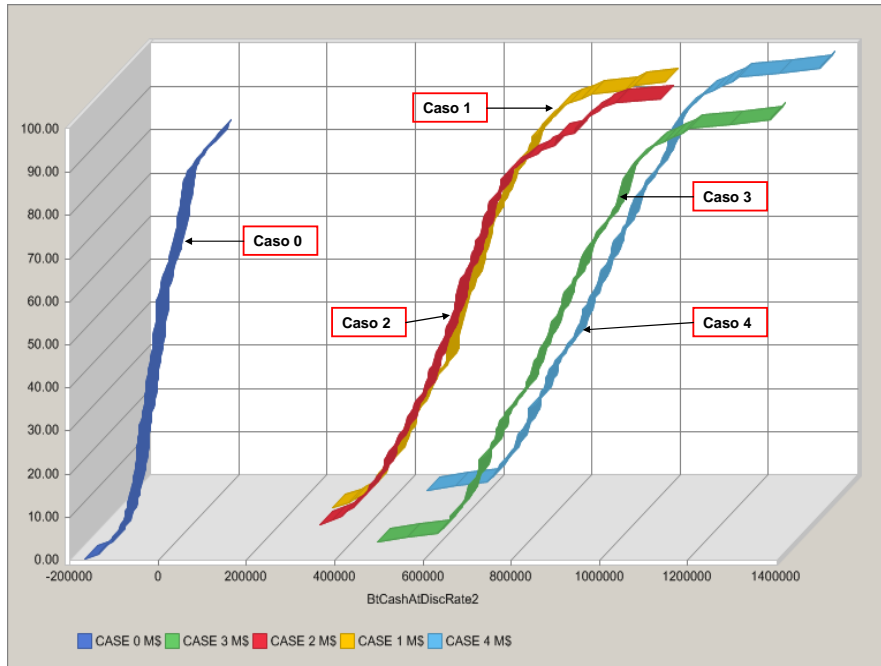
6.32 Gráfico de Probabilidad Acumulada del Volumen Total de Aceite.

En la siguiente figura 6.33 se muestran los resultados obtenidos del gráfico de probabilidad acumulada, para el volumen total de gas a recuperar, para lo cual el caso 4 es el que presenta los mejores resultados superando a los demás casos.



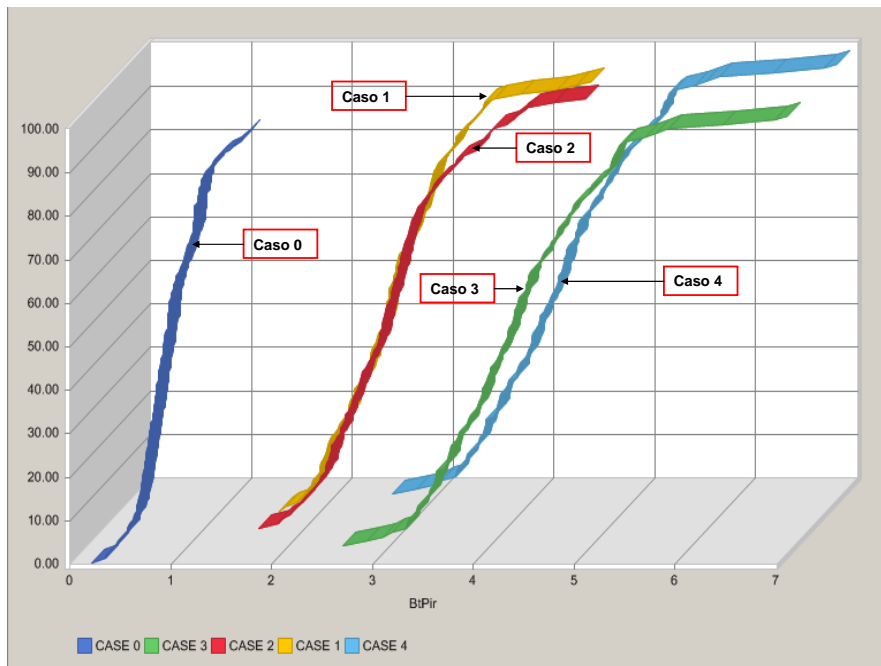
6.33 Gráfico de Probabilidad Acumulada del Volumen Total de Gas.

En la figura 6.34 se presentan los resultados obtenidos para el gráfico de probabilidad acumulada para el VPN a la tasa del 12% de descuento observa que los mejores casos son el 3 y 4, con un ligero aumentó para el caso 4 en cuestión del P10 y P50, pero en para el P90 los resultados son muy similares.



6.34 Gráfico de probabilidad Acumulada del VPN a la tasa de descuento del 12%.

En la siguiente 6.35 figura se observan los resultados obtenidos para el gráfico de probabilidad acumulada de la PIR (relación beneficio costo) observando que los mejores resultados son los de los casos 3 y 4, sien el caso 4 mejor para los P10 y P50, sin embargo para el P90 los resultados del caso 3 son mejores.



6.35 Gráfico Probabilidad Acumulada de la VPN/VPI.

Al observar y analizar los gráficos de probabilidad acumulada de las diferentes variable en cuestión, se llega a la conclusión de que la mejor opción es el caso 3 ya que presenta los más altos valores, en cuestión de indicadores económicos ya que el caso 4 tiene casi la misma recuperación del volumen de aceite sólo superando al caso 3 en la recuperación del volumen de gas, pero con mayores costos de operación, por lo cual el caso 3 es más rentable lo cual se puede observar en la tabla 6.19.

Como se pudo observar a lo largo del desarrollo de este capítulo se ha tratado de presentar una metodología para la evolución económica de diferentes opciones de desarrollo, para un mismo yacimiento pero desde diferentes tipos de opciones de explotación y las evaluaciones económicas se realizaron de forma probabilista y no determinista como comúnmente se realiza.

Este tipo de metodología ayuda a decidir sobre opciones de desarrollo que puedan traer mayor valor con un menor riesgo o bien tomar la decisión de elegir una opción que presente mayor riesgo, pero que maximice el valor o indicador económico de referencia.

En los proyectos típicos de la industria petrolera los indicadores económicos de referencia para la decisión de que opción es la más viable económicamente son el VPN, la TIR, el periodo de recuperación de la inversión, la eficiencia de la inversión, todos estos evaluados a una tasa de descuento que la compañía fije, que para el caso de PEMEX usa la tasa del 12% de descuento.

VII. Conclusiones y Recomendaciones.

El objetivo principal de este trabajo es demostrar la viabilidad técnico y económica de la implementación de la metodología del cable eléctrico como método de estimulación térmico para yacimientos de aceite pesado, analizando los resultados obtenidos por las simulaciones realizadas podemos concluir:

7.1 Conclusiones:

1. Se presenta una metodología para la evaluación factibilidad técnico - económica del cable eléctrico como un método de estimulación térmico para yacimientos de aceites pesados.
2. Para que un proyecto de aceites pesados sea rentable requiere tecnología sofisticada: pozos altamente desviados, multiobjetivos, procesos térmicos, etc.
3. El método es factible técnicamente, así como rentable.
4. El factor de recuperación se eleva en más de 200% de un método convencional sin calentamiento en comparación con el presentado.
5. Observamos que aun para el caso en donde se introduce calor y aumentan los costos, estos no afectan considerablemente la rentabilidad; por el contrario, lo hacen más rentable.
6. Analizando los escenarios de producción obtenidos con las diferentes combinaciones de arreglos de los pozos, la mejor opción es la implementación del cable eléctrico ya que maximiza la producción y por consiguiente la recuperación de aceite del yacimiento.
7. Cabe señalar que con la tecnología disponible hasta el momento este método de estimulación hace rentables a campos que no lo eran, por lo que

posteriormente incorporándose nuevas tecnologías pueden aún ser más rentables de lo que los son hasta el momento es.

8. Al observar y comparar los perfiles de producción, podemos concluir que la mejor opción es el calentamiento a 300°F ya que es mínima la diferencia en cuanto a recuperación entre este escenario y el de 500 °F, además de tomar en cuenta que para elevar la temperatura del yacimiento a 500 °F los costos son mayores y esto hace que disminuyan las ganancias.

Una vez que se realizó el estudio económico, los resultados que se obtuvieron son los siguientes:

1. En los diagramas de tornado, pudimos observar que las variables que más impacto tienen en la producción y rentabilidad de los proyectos, son en primer lugar el precio del aceite y en segundo lugar el volumen de producción.
2. Para cada escenario se realizó una simulación de Monte Carlo, obteniendo también con esto los gráficos de la frontera de eficiencia, los cuales se construyeron con los datos obtenidos del P50 y la semí desviación estándar.
3. En el gráfico de frontera de eficiencia del P50 vs semí desviación estándar de las 5 opciones graficadas se destacan dos que son las que mayor VPN presentan y este indicador se decidió tomar como referencia, de lo cual se observo que las opciones 3 y 4 son las mejores.
4. Concluyendo que para el estudio económico las dos mejores alternativas son: son el caso 3 y 4, con la gran diferencia que para el caso 4 los costos de operación son mayores que para el caso 3, haciendo así al caso 3 la mejor opción.
5. Al realizar un estudio con incertidumbre como el presentado se reduce el riesgo, dentro de los proyectos.

7.2 Recomendaciones.

- Se puede continuar con este estudio, realizándolo de la forma estocástica simulación del yacimiento, haciendo un análisis de sensibilidad sobre las variables que más impacto tienen sobre el mismo y modelándolas con simulación de Monte Carlo en el sistema pertinente y una opción viable es software comercial COGUAR.
- Realizar una prueba piloto en México para evaluar su aplicación y factibilidad de la metodología, así como este tipo de método de recuperación térmico.
- Realizar un análisis de sensibilidad de las variables del yacimiento.
- Agregar a este estudio evaluaciones de planes de desarrollo diferentes: inyección de agua caliente, inyección de vapor, inyección de solventes, con el objetivo de realizar un comparativo para determinar cual es la mejor opción.
- Es inminente la tendencia a producir crudos pesados y extrapesados, por métodos de recuperación y estimulación no convencionales y el cable eléctrico es una alternativa, viable y el estudio realizado lo demuestra.
- Hoy en día es indispensable realizar la evaluación económica en forma probabilística y no solo determinista, como se venía realizando, por lo que esta metodología presentada puede servir de guía, para proyectos futuros.

Bibliografía:

Evaluaciones Económicas

- Arturo Morales Castro y José Antonio Morales Castro. (2002). *Respuestas Rápidas para los Financieros*. México.: Pearson Educación.
- Ramón Companys Pascual y Albert Coramidas Subías. (1988). *Planificación y Rentabilidad de Proyectos Industriales*.: Marcombo, S.A., Barcelona, España.
- Joaquín A. Moreno Fernández, (1994). *Las Finanzas en la Empresa, Información, Análisis, recursos y planeación*. Instituto Mexicano de Contadores Públicos A.C., México D.F.
- Ricardo Pascale, (1992). *Decisiones Financieras*, Ediciones Macchi, Buenos Aires Bogota.
- J Fred Weston Thomas E., (1988). *Finanzas en Administración*, Mc Graw-Hill, Interamericana de México Copeland.
- Raúl Coss Bu, (1986). *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*, Noriega Editores.
- Dr. Carlos Gutiérrez Núñez, (1988). *Evaluación Económica y Social de Proyectos*, Facultad de Contaduría y Administración, UNAM, México.
- Bob Steiner, (2001). *Conceptos Esenciales del Mercado Financiero*, Editorial Reuters.
- <http://csep1.phy.ornl.gov/mc/mc.html> Libro electrónico sobre simulación MC
- <http://www.csun.edu/~vcmgt0j3/Ch12Notes.pdf> Apuntes sobre simulación MC con Excel.
- http://www.e-libro.net/E-libro-viejo/Univ_Venezuela.htm (universidades de Venezuela).
- [www.abcbolsa.com/las simulaciones de montecarlo.htm](http://www.abcbolsa.com/las_simulaciones_de_montecarlo.htm) Simulación de Monte Carlo.

Información Petrolera

- PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de Hidrocarburos en México. Evaluación al 1 de enero de 2009*, México, 2009.
- Jean-Louis Salager, (2005). *Recuperación Mejorada del Petróleo*, Universidad de los Andes, Laboratorio FIRP Facultad de Ingeniería, Mérida-Venezuela.
- J.O.S. Pizarro y O.V. Trevisan (1990), *Electrical Heating of Oil Reservoirs: Numerical Simulation and Field Test Results*, SPE 19685, U. of Campinas.
- R. Sierra, B. Tripathy, J.E. Bridges, JEB. Research y S.M. Farouq (2001). *Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods*, SPE 69709.
- Y.M. Cheng, C.Z. Guo y L. Gong (1995). *A Mathematic Model of Electrical Heating in Hollow Pump Rod and its Application*, SPE 30317.
- A.D. Hiebert, F.E. Vermeulen, F.S. Chute y C.E. Capjack (1986), *Numerical Simulation Results for The Electrical Heating of Athabasca Oil-Sand Formations*, SPE 13013
- Alejandro Alier Montaña (2003). *Evaluación de Proyectos Utilizando Simulación Estadística*, Copyring 2003 CIPM Veracruz, Ver. México.
- http://www.oilfield.slb.com/media/resources/oilfieldreview/spanish02/win02/p32_55.pdf (slb Venezuela).
- Chien, M.C.H. et al: "Simulation of a Thermal Simulation Model in a Vectorized General Purpose Reservoir Simulation," Paper SPE 18418 presentado en el Congreso de simulación de Yacimientos realizado en Houston, TX, Feb. 6-8.

Bibliografía

- Coates, K.H. Et al.: *"Three-Dimensional Simulation of Steamflooding."* SPEJ (Dec. 1974) 573.
- Rangel-German, E., Schembre, J., Sandberg, C, and Kovscek, A., *"Electrical Heating-Assisted Recovery for Heavy Oil,"* Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 45(3-4):213-231 (2004).
- Myhill, N.A. y Stegemeier, G.L.: *"Steam-Drive Correlation and Prediction,"* JPT (Feb. 1978) 173.
- Geoquest, 2005. Eclipse 300 (Thermal) Technical Description 2005A_1, GeoQuest, Schumberger.
- Edgar R. Rangel-German, Samuel Camacho Romero, Ulises Neri-Flores, Walter Theokritoff., *"Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects"* SPE 104046 (2006).