



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

“SIMULACIÓN DEL DRENE GRAVITACIONAL EN YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERA PETROLERA  
P R E S E N T A

OLGA LIDIA GARCÍA FRANCO

ASESOR: M. en I. Néstor Martínez Romero



CD. UNIVERSITARIA

Abril 2004



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-404

**SRITA. OLGA LIDIA GARCÍA FRANCO**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**SIMULACIÓN DEL DRENE GRAVITACIONAL EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

- RESUMEN**  
**INTRODUCCIÓN**  
**I ANTECEDENTES**  
**II MECANISMO DE DRENE GRAVITACIONAL**  
**III MODELO NUMÉRICO PARA SIMULAR YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**  
**IV EJEMPLO DE APLICACIÓN**  
**CONCLUSIONES**  
**RECOMENDACIONES**  
**REFERENCIAS**

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

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

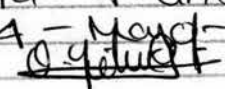
Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**  
Cd. Universitaria, D. F., a 28 de abril de 2004  
EL DIRECTOR

  
**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*JAGC\*gtg  


Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Olga Lidia García Franco  
FECHA: 4 - Mayo - 04  
FIRMA: 



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“SIMULACIÓN DEL DRENE GRAVITACIONAL EN YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS”

Tesis presentada por:

GARCIA FRANCO OLGA LIDIA

Dirigida por: M. en I. Néstor Martínez Romero

Jurado del examen profesional:

Presidente:	Ing. Manuel Villamar Vigueras
Vocal	M. en I. Néstor Martínez Romero
Secretario	Ing. Martín Carlos Velázquez Franco
1er. Suplente	Ing. Blanca Margarita Arroyo Ventura
2do. Suplente	Ing. Martín Terrazas Romero



Blanca H. Arroyo V.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero agradecerle a Dios, por haberme dado la oportunidad de tener esta vida y por ser la luz que me guía.

Quiero agradecer infinitamente a mis padres, José y Miroslava, por todo el apoyo que me han dado a lo largo de toda mi vida ya que sin ellos no sería quien soy ahora.

A mis hermanos, José Alberto, Miroslava, María Guadalupe y Jesús, por toda la comprensión y apoyo que siempre me han brindado.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, "Mi Alma Mater", porque me brindó un lugar en sus aulas, y me formó como profesionista.

A la Facultad de Ingeniería, porque ahí pase una de las etapas más importantes de mi vida, y la cual me ofreció la oportunidad de ser una Ingeniera Petrolera.

A toda la gente que estuvo conmigo en la Universidad y que compartió tiempo y espacio en un aula conmigo.

Quiero agradecer a mi director de tesis al M.I. Néstor Martínez Romero, por los consejos y el tiempo que me brindó en éste trabajo.

A todos mis sinodales, por el tiempo invertido, consejos y opiniones que tuvieron hacia este trabajo.

## ÍNDICE

### RESUMEN

### INTRODUCCIÓN

#### I. ANTECEDENTES

- I.1. FRACTURA NATURAL
- I.2. ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO?
- I.3. ¿PORQUÉ ESTUDIAR SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS?
- I.4. TENSIÓN INTERFACIAL
- I.5. MOJABILIDAD
- I.6. PRESIÓN CAPILAR
- I.7. PERMEABILIDADES
- I.8. POROSIDADES

#### II. MECANISMO DE DRENE GRAVITACIONAL

- II.1. MECANISMO DE DRENE GRAVITACIONAL
- II.2. ANÁLISIS DEL DRENE GRAVITACIONAL EN UN YACIMIENTO CON MANTENIMIENTO DE PRESIÓN
- II.3. ANÁLISIS DEL DRENE GRAVITACIONAL EN UN YACIMIENTO CON DECLINACIÓN DE PRESIÓN

#### III. MODELO NUMÉRICO PARA SIMULAR YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

- III.1. ANÁLISIS DEL MODELO DE DOBLE POROSIDAD PARA SIMULAR EL DRENE GRAVITACIONAL EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

#### IV. EJEMPLO DE APLICACIÓN

##### IV.1. EJEMPLO CON MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

- IV.1.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE SIGMA
- IV.1.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE PRESIÓN CAPILAR
- IV.1.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA ALTURA DE LOS BLOQUES

##### IV.2. EJEMPLO CON DECLINACIÓN DE PRESIÓN

- IV.2.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE SIGMA
- IV.2.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VALOR DE PRESIÓN CAPILAR
- IV.2.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTURA DE LOS BLOQUES

##### IV.3. EJEMPLO CON DECLINACIÓN DE PRESIÓN

- IV.3.1. MANTENIMIENTO AL 50% DE LA INYECCIÓN TOTAL DE GAS
  - IV.3.1.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE SIGMA
  - IV.3.1.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VALOR DE PRESIÓN CAPILAR
  - IV.3.1.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTURA DE LOS BLOQUES
- IV.3.2. MANTENIMIENTO AL 25% DE LA INYECCIÓN TOTAL DE GAS
  - IV.3.2.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE SIGMA

- IV.3.2.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VALOR DE PRESIÓN CAPILAR
- IV.3.2.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTURA DE LOS BLOQUES

**CONCLUSIONES**

**RECOMENDACIONES**

**BIBLIOGRAFÍA**

## RESUMEN

La predicción del comportamiento producción de yacimientos naturalmente fracturados ha representado un reto para los ingenieros de yacimientos por muchos años. El uso de la simulación de yacimientos como una herramienta predictiva se ha incrementado considerablemente en los últimos tiempos sobre todo por la importancia que tiene en el proceso de administración de yacimiento, y esto lo podemos constatar en la gran cantidad de literatura publicada respecto a éste tema, ya que a través de ella se pueden evaluar diferentes alternativas de explotación y elegir la más rentable.

Considerando lo anterior, el presente trabajo trata sobre la simulación del proceso de drene gravitacional de un modelo de yacimiento naturalmente fracturado, bajo un esquema de doble porosidad.

Se realizan sensibilidades a los parámetros que intervienen en su proceso, por lo que, en una primera parte se explican algunos conceptos básicos que se utilizan en la explicación del drene gravitacional, posteriormente se lleva a cabo un análisis del mecanismo de drene gravitacional bajo esquemas de declinación y mantenimiento de presión.

Finalmente se presenta un ejemplo de aplicación en el que se lleva a cabo la simulación de un modelo numérico que utiliza el drene gravitacional como el mecanismo de recuperación que actúa en un yacimiento fracturado, utilizando los esquemas de declinación, mantenimiento y mantenimiento variable de presión, éste último con la finalidad de hacer una comparación de las recuperaciones totales de aceite que se obtienen, adicionando el efecto que tienen en el drene, la presión capilar, altura de bloque y sigma que es un factor de acoplamiento matriz-fractura.

## INTRODUCCION

El comportamiento del flujo de fluidos en yacimientos con sistemas fracturados es de gran interés en ingeniería de yacimientos. Cabe mencionar que el mayor porcentaje de la producción de aceite y gas en todo el mundo proviene de éste tipo de yacimientos, esto es debido a que, poseen tanto la permeabilidad intergranular, así como, la que le proporciona la red de fracturas, aumentando la permeabilidad efectiva del yacimiento. Considerando lo anterior, es lo que hace que éste tipo de yacimientos en particular, sean económicamente muy atractivos.

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen gran importancia en nuestro país, ya que la principal producción en México se encuentra precisamente en éste tipo de yacimientos. Ahora bien, debido a su importancia, obviamente se tiene la responsabilidad de optimizar su explotación, para lo cual el ingeniero de yacimientos utiliza la simulación de yacimientos, esto con el fin de predecir el comportamiento futuro.

Los yacimientos naturalmente fracturados han sido clasificados como sistemas de "doble porosidad", ya que una porosidad es asociada a la matriz de roca y la otra a las fracturas, considerando a la matriz y a la fractura como dos medios de comunicación continuos.

La simulación de yacimientos naturalmente fracturados bajo un esquema de doble porosidad es más complicada, por la gran diferencia en las propiedades entre la roca de matriz y el sistema de fracturas interconectadas.<sup>1,2</sup>

Debido a la alta capacidad de flujo en la red de fracturas de los yacimientos naturalmente fracturados los efectos gravitacionales cobran mayor importancia. El drene gravitacional es un mecanismo de recuperación en el cual la fuerza de

gravidad es la principal fuerza de empuje que actúa en el yacimiento la cual, a su vez se encuentra en función de las densidades de los fluidos involucrados.

Mediante este mecanismo se pueden llegar a alcanzar eficiencias muy altas, superiores a las que generalmente se obtienen aplicando algún proceso de recuperación mejorada.

Estudiar el efecto que tiene el drene gravitacional en la recuperación de un yacimiento naturalmente fracturado ( una mejor recuperación de petróleo ) ha llevado años y varios autores han publicado la teoría, así como modelos analíticos y numéricos que tratan de mostrar el proceso que se sigue con éste mecanismo y la importancia que tiene dentro del conjunto de mecanismos de recuperación.

3,4,5,6,7

Remitiéndonos a la literatura, la primera aproximación del modelado completo de un campo de yacimientos fracturados fue descrito por Kazemi<sup>8</sup> y Rossen<sup>9</sup>. Rossen representó a los bloques de matriz como términos fuente y sumidero en una simulación de un sistema fracturado; éstos términos fueron determinados por el uso de una malla fina de simulación de un solo bloque de matriz rodeado por fracturas.

Kazemi<sup>8</sup> propone una representación de doble porosidad donde la matriz y fractura fueron modelados como dos medios continuos. El flujo podía ocurrir entre la matriz de roca y los correspondientes bloques de fractura o entre bloques de fractura adyacentes, pero no entre bloques de matriz. El flujo entre matriz y fractura fue proporcional a un "factor de forma", generalmente representado como  $\sigma$ , y la fuerza de empuje fue la diferencia de presión entre un bloque de matriz y su fractura circundante.

Gilman y Kazemi<sup>10</sup> agregan un término de drene gravitacional al esquema de doble porosidad. Las alturas de los contactos de los fluidos se calculan para la

matriz y la fractura, y la diferencia fue la fuerza de empuje resultado del término de gravedad introducido. Sonier et al.<sup>7</sup> y Litvak utilizaron aproximaciones similares, pero agregaron saturaciones irreductibles a los cálculos de profundidades de los contactos. Sus aproximaciones no incluyeron la naturaleza del tiempo el cual es dependiente de la segregación gravitacional y, como es ilustrado por Gilman y Kazemi, esto puede llevar a resultados optimistas.

Dean y Lo<sup>11</sup> demostraron que el efecto del drenaje gravitacional podría ser incluido en términos de pseudopresión capilar para ambos, la matriz y la fractura, sin necesidad de incluir explícitamente un término de gravedad. Ellos determinaron esos términos de presión pseudocapilar por ajuste de la historia con un modelo de una malla fina de simulación de un sólo bloque de matriz.

La factibilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo es una función del comportamiento de la producción de los yacimientos bajo las futuras y actuales condiciones de operación, algo que puede ser evaluado mediante la simulación numérica de yacimientos. Por lo tanto, la evaluación del comportamiento pasado y presente de yacimientos y la predicción del comportamiento futuro es un aspecto esencial del proceso de administración de yacimientos<sup>13</sup>.

La formulación de un plan de administración comprensivo involucra estrategias de declinación y desarrollo, adquisición y análisis de datos, estudios de modelos geológicos y numéricos, predicciones de producción y reservas, requerimientos de instalación, optimización económica. Implementar el plan requiere soporte e administración, personal de campo y un equipo integral multidisciplinario, observar figura 1. Los métodos clásicos como lo son el volumétrico, balance de materia y análisis de curvas de declinación y los de alta tecnología como lo son los simuladores de aceite negro, composicional y de recuperación mejorada son utilizados para analizar el comportamiento de yacimientos y estimar reservas.



En resumen, el proceso de desarrollo de un modelo de yacimiento juega un importante papel en la administración de yacimientos porque:<sup>13</sup>

- Requiere de integración de ingenieros y geocientistas
- Permite que las interpretaciones y suposiciones de los geocientistas puedan ser comparadas al comportamiento actual del yacimiento por medio de la producción histórica y pruebas de presión.
- Suministra un medio de comprensión del comportamiento actual y predice el comportamiento futuro de un yacimiento bajo varios escenarios de tal manera que sea tomada la mejor decisión de administración de yacimientos.

### Administración de Yacimientos

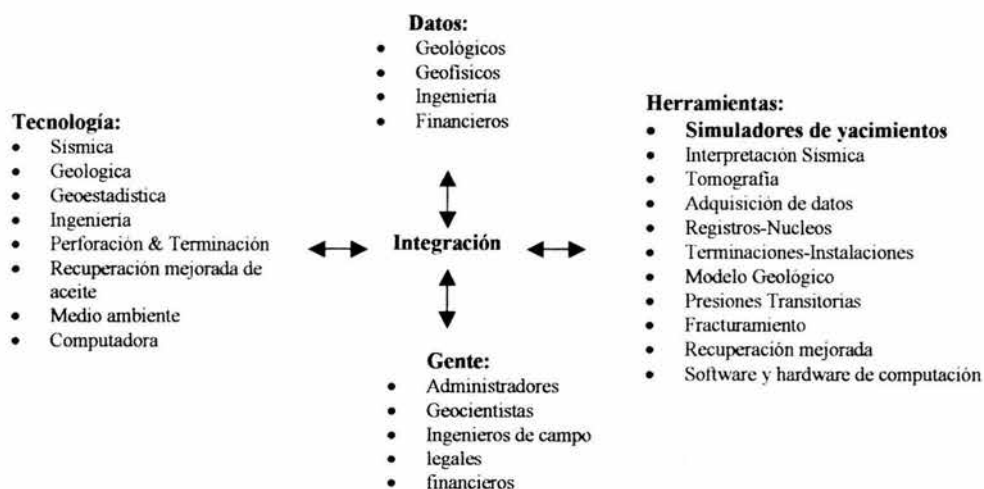


Fig. 1. Administración de yacimientos.

## CAPITULO I

### ANTECEDENTES

#### I.1 FRACTURA NATURAL

Una fractura natural es una discontinuidad plana macroscópica que resulta de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de la roca<sup>15</sup>. Otra definición alterna la considera como una discontinuidad plana macroscópica que pasa naturalmente en una roca debido a deformación o diagénesis física<sup>16</sup>, el término de fractura natural se refiere al hecho de que no es una fractura inducida por algún proceso realizado por el ser humano como lo es el fracturamiento hidráulico.

#### I.2 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fracturas naturales. La presencia de fracturas tiene efectos tanto positivos como negativos en el flujo de fluidos, por ejemplo, si se tuvieran fracturas abiertas no cementadas o parcialmente mineralizadas, éstas tendrían un efecto positivo en el flujo de aceite pero efectos negativos en el flujo de agua o de gas debido a la conificación; En el caso de fracturas totalmente mineralizadas, éstas crean barreras permeables para todos los tipos de flujo, esto genera en los yacimientos pequeños compartimentos no comunicados que pueden llevar a recuperaciones económicamente pobres<sup>17</sup>.

### **I.3 ¿PORQUÉ ESTUDIAR SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS?**

La primera pregunta que se haría es: ¿Porqué es importante estudiar simulación de yacimientos ya sean homogéneos o fracturados?. En general, es importante estudiar simulación de yacimientos porque permite conocer con un mayor grado de certidumbre<sup>18</sup>:

1. El volumen original de aceite en el yacimiento.
2. Tener una buena idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
3. Determinar el comportamiento de un yacimiento de aceite bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como pueden ser: la inyección de agua, la inyección de gas, el depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada, para conocer cual es la mejor manera de explotar dicho yacimiento.
4. Determinar la conveniencia de inyectar agua a un yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectoros o viceversa, es decir, encontrar el mejor patrón de inyección de agua.
5. Optimizar los sistemas de recolección.
6. Determinar los efectos de localización de los pozos y su espaciamiento.
7. Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
8. Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
9. Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.

10. Obtener la sensibilidad de los resultados a variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.

Teniendo todas las razones anteriores se debe considerar la importancia que tienen los estudios de simulación de yacimientos, en el comportamiento futuro de los mismos.

Como ya se menciona, los yacimientos naturalmente fracturados tienen una gran importancia en México ya que las principales producciones de aceite provienen de éste tipo de yacimientos, por esta razón está de más decir la importancia que tiene el estudio de éste tipo de yacimientos.

Los objetivos de la simulación de yacimientos naturalmente fracturados son los mismos que para un yacimiento convencional, pero la manera como los yacimientos naturalmente fracturados se simulan difiere de la forma en como se realiza en los homogéneos por todas las consideraciones que se listan a continuación<sup>19</sup>:

- Una de las causas por las que se estudia éste tipo de yacimientos es debido a que el flujo de fluidos es diferente de los yacimientos homogéneos por la presencia de las fracturas, esto es, porque el flujo es más errado, dependerá de los canales preferenciales de flujo.
- Otro punto es que los mecanismos de recuperación de aceite igualmente difieren de los yacimientos homogéneos, la razón de esto es como ya se mencionó en el punto anterior el flujo de fluidos en estos yacimientos es diferente por la presencia de las fracturas.

- Los resultados de pruebas de pozos son diferentes de los resultados que arrojan los yacimientos homogéneos.
- El requerimiento de datos para hacer la simulación de éste tipo de yacimientos es mucho mayor que si se estuviera estudiando un yacimiento homogéneo.
- Los efectos que tiene la variación de las densidades de los fluidos y la presión capilar varían de los yacimientos homogéneos, de hecho en éste trabajo se hace un estudio de sensibilidad a estos parámetros; y,
- La distribución de fluidos dentro del yacimientos obviamente no es la misma que en los homogéneos por la presencia de fracturas.

Es por lo anterior que la simulación de éste tipo de yacimientos cobra una importancia muy grande.

#### **1.4 TENSION INTERFACIAL**

La tensión interfacial es el resultado de efectos moleculares como lo son la cohesión y la adhesión, por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos inmiscibles<sup>20</sup>.

Entendiéndose por "*cohesión*", a la fuerza que mantiene unidas entre sí las moléculas de un cuerpo. Es grande en los sólidos, pequeña en los líquidos, casi nula en los gases<sup>21</sup>.

La "*adherencia*", es la atracción que se ejerce entre las superficies en contacto de dos cuerpos diferentes; ésta actúa a pequeñísimas distancias; para poder notar sus efectos es necesario que sean muchos los puntos de contacto de las superficies superpuestas. En el caso de ser la adherencia suficiente, los dos cuerpos quedan pegados uno a otro<sup>22</sup>.

En sistemas multifásicos es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan en la interfase que se forma cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto.

Cuando los fluidos son líquido y gas, la interfase es referida normalmente a la superficie del líquido. La atracción entre las moléculas es directamente proporcional al producto de sus masas e inversamente al cuadrado de la distancia entre ellas.

Considerando que los fluidos sean agua y aceite, que son los fluidos que comúnmente se encuentran en los yacimientos de aceite, tenemos que la interfase entre moléculas de agua es cero, de aquí podemos deducir que la tensión interfacial entre líquidos miscibles es cero; sin embargo una molécula en la interfase, tiene una fuerza que actúa sobre el aceite el cual se halla inmediatamente arriba de la interfase y las moléculas de agua se hallan abajo de la interfase. Las fuerzas resultantes no se encuentran balanceadas dándole a la tensión interfacial un incremento.

La fuerza atractiva no balanceada entre las moléculas crea una superficie tipo membrana. Se requiere una cierta cantidad de trabajo para mover una molécula de agua del cuerpo del líquido a través de la interfase. Este trabajo se refiere frecuentemente a la energía libre de superficie del líquido, la cual se define como

como el trabajo necesario por unidad de área que hay que desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase<sup>18</sup>:

$$W/A [(F-L)/L^2] = IFT [F/L], \quad (1.1)$$

donde:

W, es el trabajo requerido.

A, área.

IFT, tensión interfacial.

En el caso que se tenga una interfase líquido-gas, al fenómeno se le llama tensión superficial<sup>15</sup>. La tensión interfacial y la tensión superficial son comúnmente expresadas en dinas/cm, la cual es numéricamente igual a la energía libre de superficie en ergios/cm. La tensión superficial es medida en el laboratorio por medios estándares como tensiómetros, o por el método de goteo<sup>19</sup>. Algunos valores de tensión interfacial son los siguientes:

TABLA I.1 Valores de tensión interfacial de algunos líquidos<sup>20</sup>.

Líquidos (20°C)	(N/m)
Agua	0.073
Alcohol Etilico	0.022
Aceite Lubricante	0.035-0.038

## 1.5 MOJABILIDAD

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. La mojabilidad es un factor importante en la localización, flujo y distribución de los fluidos en la roca.<sup>23</sup>

Los métodos más comunes para cuantificar la mojabilidad son el método de Andersen y el método en el cual la mojabilidad es cuantificada con relación a un "ángulo de contacto".

El primero considera pequeñas gotas de tres líquidos, mercurio, aceite y agua colocadas en un plato de vidrio limpio. Las tres gotas son entonces observadas desde un extremo, como se ilustra en la Figura I.1. Se nota que el mercurio mantiene una forma esférica, pero el agua tiende a extenderse sobre la superficie del vidrio. La tendencia de un líquido a extenderse o adherirse sobre la superficies es un indicio de las características de mojabilidad del líquido por el sólido.

La tendencia de un líquido a adherirse a la superficie de un sólido puede ser medida convenientemente y en forma precisa midiendo el ángulo de contacto de la superficie líquido-sólido. Este ángulo, es siempre medido de líquido a sólido, y es llamado "ángulo de contacto",  $\theta$ . De la Figura I.1, se puede ver que conforme el ángulo de contacto decrece, las características de la fase mojante del líquido se incrementan.

La mojabilidad completa, se tiene cuando el ángulo de contacto es cero, y la mojabilidad no completa debería ser cuando el ángulo de contacto es de  $180^\circ$ .

Mucha de la literatura publicada<sup>23</sup>, afirma que los ángulos de contacto para el caso de mojabilidad intermedia oscilan entre  $60^\circ$  y  $90^\circ$ . Sin embargo, cualquier ángulo de contacto menor que  $90^\circ$  tenderá a mojar (a atraer el líquido), mientras que cualquier ángulo de contacto mayor que  $90^\circ$  tenderá a repeler el líquido.



La fase mojante, preferentemente mojará toda la superficie sólida de la roca de yacimiento y será introducida dentro de los espacios porosos de la roca debido a la capilaridad. De otra manera, la fase no mojante tenderá a ser expelida del contacto con la superficie de la roca. Incluso a saturaciones pequeñas, la fase no mojante tenderá a quedarse en los poros más grandes de la roca del yacimiento.

En la Figura I.1 se muestra que al desarrollarse un ángulo de contacto, es necesario tener dos fluidos inmiscibles y una superficie sólida y por lo tanto se tendría una interfase entre los dos fluidos. En el caso para dos fluidos miscibles como aceite y propano líquido, no formarán una interfase entre ellas y por lo tanto no formarán un ángulo de contacto.

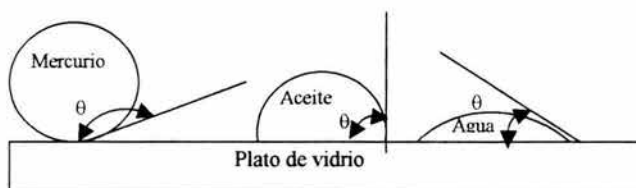


Figura. I.1 Ilustración de la mojabilidad<sup>22</sup>.

El otro método de medición de la mojabilidad es el de Andersen<sup>24</sup>, el cual, está basado en la técnica básica para medir la tensión interfacial y superficial que desarrollo Wilhelmy; Esta técnica ha sido empleada desde 1863 en el campo de la química y su uso principal es en el estudio de la tensión interfacial vapor/líquido/sólido.

En 1986, Andersen lo modificó para medir la mojabilidad en medios porosos idealizados. Para modelar las rocas carbonatadas utilizó una placa de mármol,

las areniscas con una placa de vidrio y para garantizar una mojabilidad al aceite, utilizó una placa de teflón.<sup>24</sup>

El sistema de Andersen es un sistema controlado por computadora, para estudiar las interfases vapor/líquido/sólido y líquido/líquido/sólido. En él se emplea una placa delgada, que pende de una microbalanza monitoreada por computadora, sobre un vaso que contiene el aceite y el agua. El vaso a su vez, descansa sobre un motor escalonado y controlado a través de la computadora. Al mover el motor al vaso, causa que la placa pase a través de las interfases aire-aceite y aceite-agua. Con éste mecanismo se pueden efectuar múltiples ciclos de mojabilidad bajo control computarizado, sin disturbios en el sistema.

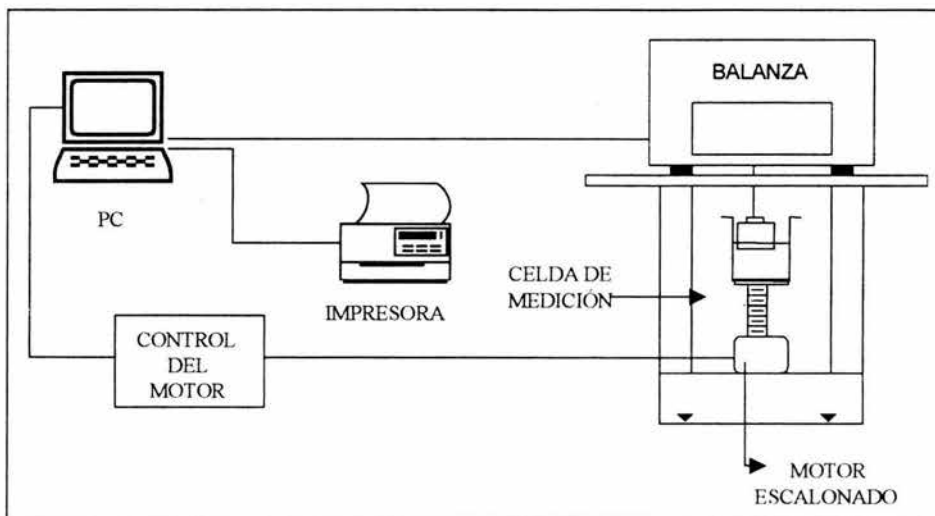


Figura. 1.2 Equipo empleado por Andersen para medir la mojabilidad de superficies idealizadas de roca<sup>24</sup>.

El cambio de fuerza en la placa que pasa a través de la interfase fluido/líquido se relaciona con la tensión de adhesión, la cual se define como el producto de la tensión interfacial (IFT) y el coseno del ángulo del contacto:

$$\text{Tensión de adhesión} = (\Delta\text{Fuerza}/p) = \text{IFT} \cdot \cos(\theta), \quad (1.2)$$

donde:

$p$ , es el perímetro de la placa.

IFT, es la tensión interfacial.

$\theta$ , es el ángulo de contacto.

Si el líquido inferior moja preferentemente a la placa, el menisco se formará hacia arriba y la tensión de adhesión será positiva, Figura.1.3. Si el sólido es preferentemente mojado por el líquido superior, el menisco se formará hacia arriba al pasar por la interfase y la tensión de adhesión será negativa, Figura.1.4.

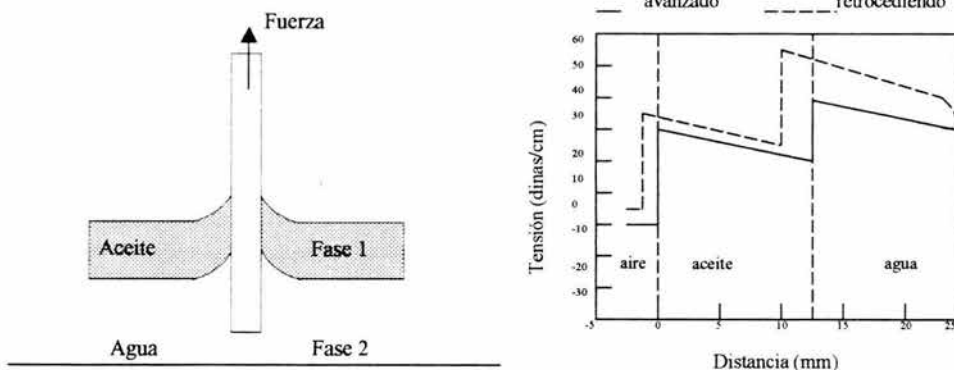


Figura. 1.3 Menisco de un sistema mojado por agua.

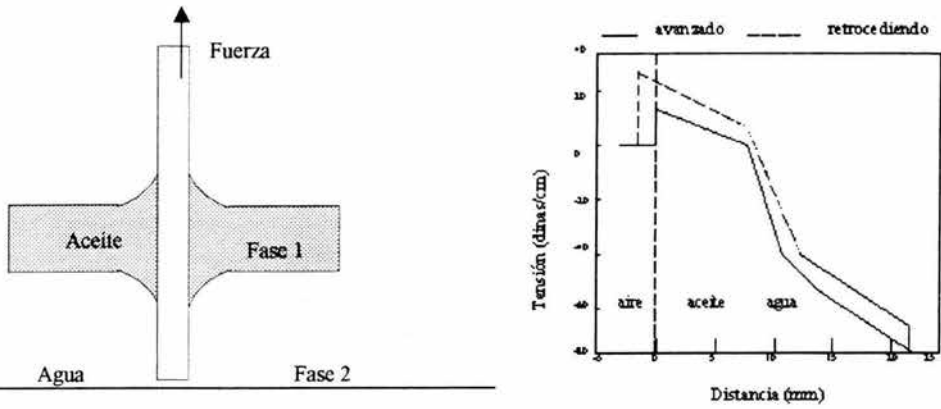


Figura. I.4 Menisco de un sistema mojado por aceite

Para el caso de tener un sistema con mojabilidad intermedia, los meniscos tendrán un comportamiento muy semejante a un sistema con mojabilidad al aceite, es decir, el menisco se formará hacia abajo, al penetrar la placa en la interfase aceite-agua pero con un ángulo más suavizado y el valor de la tensión de adhesión será negativo cuando la placa descienda (ángulo de contacto avanzado) y positivo cuando la placa se mueva hacia arriba (ángulo de contacto retrocediendo) como se muestra en la Figura I.5.

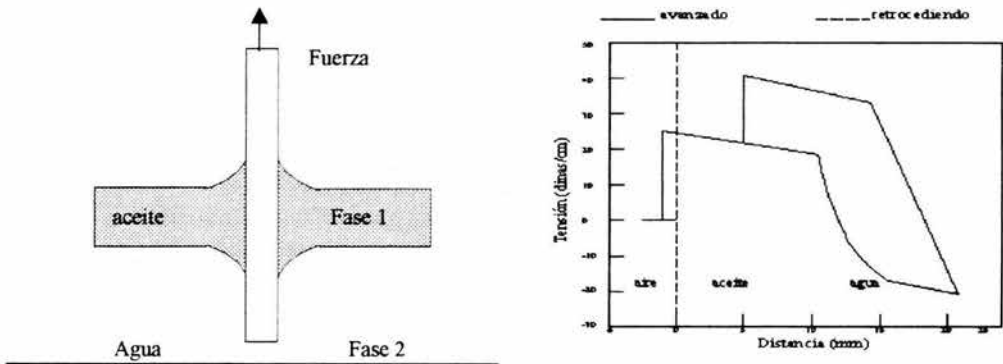


Figura.I.5 Gráfica de un sistema con mojabilidad intermedia.

La mojabilidad, avanzando y retrocediendo se pueden obtener moviendo la placa hacia arriba o hacia abajo. En este método, el grado de mojabilidad depende más de la tensión de adhesión que del ángulo de contacto.

La mojabilidad "in situ" de las muestras recuperadas pueden ser alteradas por exposición de la muestra a surfactantes en el fluido de perforación, por exposición al oxígeno por periodos prolongados de tiempo, y por procedimientos de limpieza utilizados en los laboratorios. Incluso, es importante que las muestras sean empleadas en pruebas de flujo, tales como, mediciones de permeabilidades relativas.

## 1.6 PRESION CAPILAR

El objetivo de éste trabajo es el análisis del drene gravitacional en yacimientos naturalmente fracturados, pero hay que considerar que los dos principales factores que controlan este proceso de desplazamiento son básicamente la presión capilar y las fuerzas gravitacionales, la primera tiene un efecto negativo en la velocidad de desplazamiento y la producción de aceite y la segunda afecta positivamente el cálculo de las fuerzas gravitacionales en el yacimiento.

En un yacimiento fracturado las fuerzas capilares pueden contribuir al desplazamiento de fluidos dentro de un proceso de imbibición o puede oponerse al desplazamiento de fluidos por el proceso de drene gravitacional<sup>25</sup>.

Así que, para tener una buena velocidad de desplazamiento y producción de aceite en un proceso de drene gravitacional se requiere que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas capilares  $G > P_c$ . Entendiéndose

por fuerzas capilares al resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, de la geometría de los poros y de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos. Además para tener recuperaciones de aceite razonables se tiene que cumplir que  $H_g \gg h_{th}$ ; donde  $H_g$  es la altura gravitacional y  $h_{th}$  es la altura capilar.

Cuando dos fluidos no miscibles entre sí se encuentran saturando un medio poroso, se genera entre los dos fluidos una interfase curva, como ya se ha mencionado antes, la roca será preferentemente mojada por uno de los dos fluidos, mientras que el fluido no mojado se encontrará inmerso en el primero de forma continua, discontinua o intermitente; si consideramos un tubo capilar, la representación del fluido mojado y no mojado es:

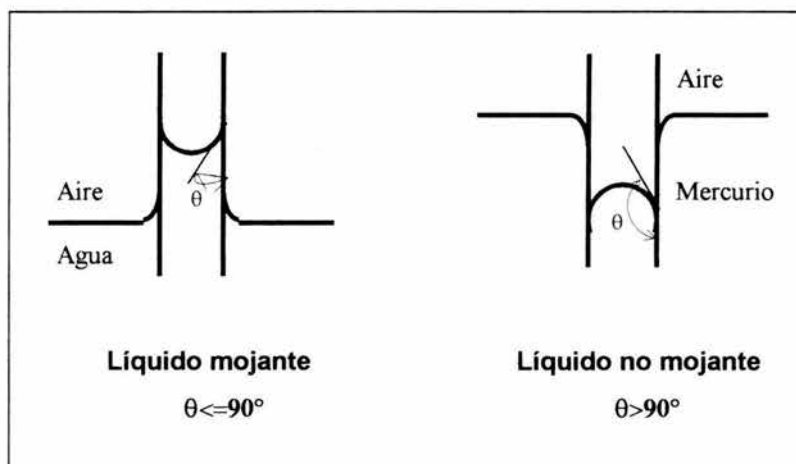


Figura.I.6 Esquema de fluido mojado y no mojado<sup>26</sup>.

La presión en el lado no mojado de la interfase curva es más alta que la presión inmediata a la interfase dentro del lado mojado.

A la diferencia de estas presiones se le define como presión capilar, es decir:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.3)$$

donde:

$P_{nm}$ , es la presión de la fase no mojante.

$P_m$ , es la presión de la fase mojante.

La presión capilar puede obtenerse mediante la ecuación:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (1.4)$$

donde:

“ $\sigma \cos \theta$ ”, representa la fuerza capilar hacia arriba por unidad de longitud.

$r$ , es el radio del tubo capilar.

La presión capilar está en función de la tensión interfacial y en el caso de un sistema gas-aceite, está en función de la presión y la temperatura, en la Figura 1.7, se puede apreciar el comportamiento de la tensión interfacial como una función de la presión.

En realidad, a temperatura constante, la tensión superficial entre el aceite y el gas se incrementa cuando la presión decrece. Esto significa que la presión capilar se incrementa cuando la presión decrece, dando como resultado una menor recuperación de aceite<sup>23</sup>.

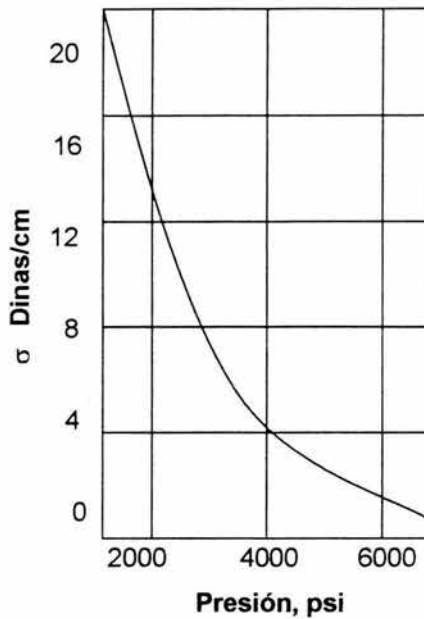


Figura. I.7 Variación de la  $\sigma$  con respecto a la presión<sup>27</sup>.

Si la roca del yacimiento está totalmente saturada por una fase mojanante, el desplazamiento de éste por una fase no mojanante estará relacionada a la magnitud de la presión capilar y a la correspondiente declinación de la saturación de la roca de la fase mojanante. Este desplazamiento se llama "desplazamiento por drene" y la relación entre la presión capilar y la saturación se conoce como la "curva de presión capilar por drene".

La presión capilar por imbibición se lleva a cabo cuando la roca de yacimiento es saturada con una fase no mojanante la cual es desplazada por un fase mojanante. Para una distribución de poros convencional la presión capilar por imbibición es aproximadamente la mitad de la magnitud de la presión capilar por drene y por lo tanto la curva mostrará una considerable histéresis entre el desplazamiento por



drene o imbibición de la misma roca, Figura.1.8. Una característica esencial de ambas curvas (drene e imbibición) para dos fluidos escasamente compresibles (aceite y agua) es la saturación mínima de la fase mojante. La fase mojante residual en condiciones de drene se alcanza asintóticamente cuanto la presión capilar se incrementa al infinito.

Estas curva de las que se ha estado hablando fueron calculadas por Leverett; él llevo a cabo un experimento que consiste en tubos largos los cuales se llenan completamente con arena, estos son saturados con un líquido y son suspendidos verticalmente. El experimento se llevó a cabo de forma tal que permitiera definir las curvas de drene e imbibición.

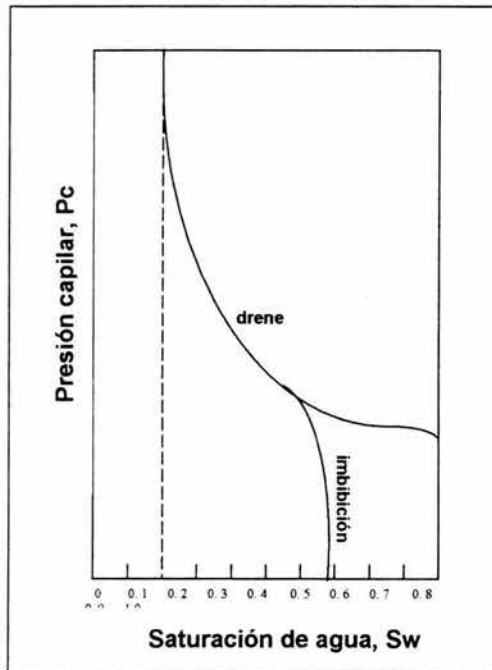


Figura. 1.8. Presión capilar en los procesos de drene e imbibición<sup>25</sup>.

Para obtener la curva de drene, el paquete de arena fue primero saturada con agua y posteriormente introducido dentro de un contenedor con un nivel libre de agua. Se tomaron lecturas de saturaciones para varias posiciones arriba del nivel libre de agua en el contenedor.

Para obtener la curva de imbibición, el tubo fue empacado con arena seca y posteriormente introducido dentro del contenedor con agua, aquí al momento de introducir el tubo, el agua es embebida por el paquete de arena debido a las fuerzas capilares. De nuevo fueron medidas las saturaciones a varias alturas arriba del nivel libre de agua en el contenedor.

La presión capilar de la Figura 1.8 es expresada en términos de una función de correlación adimensional. Esta función es igual al producto del radio medio de curvatura y la raíz cuadrada de la permeabilidad dividido por la porosidad:

$$(\Delta\rho gh/\sigma)(k/\phi)^{1/2} \quad (1.5)$$

La función de correlación fue propuesta, así que los datos de presión capilar de diferentes arenas podrían ser expresadas en forma generalizada. Si esta función de correlación fuera universalmente aplicable, una curva podría obtenerse para todas las muestras. Sólo que no es posible, determinar las propiedades capilares de la roca por un método como lo ha utilizado Leverett, ya que las muestras de núcleos son pequeños y no mantienen una continuidad longitudinal suficiente como para estudiarlos por el método simple de drene.

Incluso existen otros medios de medición de presión capilar y esencialmente son cinco métodos de medición de presión capilar en muestras pequeñas de núcleos los cuales son: 1) Desaturación o proceso de desplazamiento a través de un

diafragma poroso o de membrana (Método de Welge); 2) Método Centrífugo; 3) El método dinámico de presión capilar; 4) El método de inyección de mercurio; y 5) El método de evaporación.

**Diafragma Poroso.** El primero de estos métodos, se ilustra en la Figura I.9, y es llamado “celda de desplazamiento” o “método de diafragma”. El requerimiento especial del método de diafragma es una membrana permeable de distribución uniforme del tamaño de poros, tal que el fluido desplazante seleccionado no penetre al diafragma cuando la presión aplicada a la fase desplazante sea una presión máxima seleccionada de investigación.

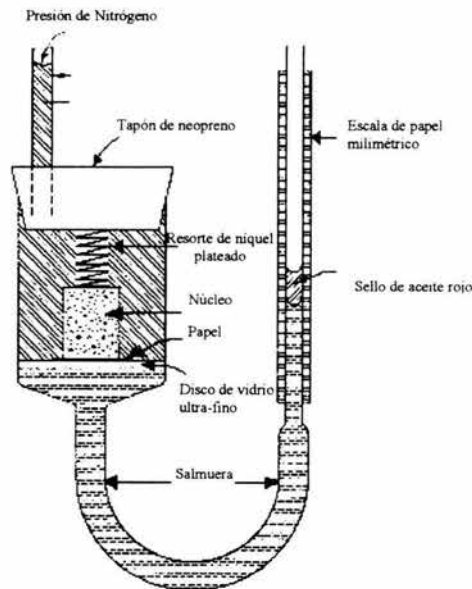


Figura. I.9. Aparato de medición de presión capilar por el método de diafragma poroso<sup>28</sup>.

Varios materiales incluyendo vidrio, porcelana, celofán y otros han sido utilizados como diafragmas. La membrana se satura con el fluido a ser desplazado; la muestra es puesta en la membrana con algún material adecuado, como papel.

Posteriormente se aplica presión a pequeños incrementos. Para cada incremento se deja que el núcleo alcance un estado de equilibrio. La saturación del núcleo se calcula para cada punto, definiendo la curva de presión capilar.

Cabe señalar, que en éste caso se puede utilizar cualquier combinación de fluidos, gas, aceite y/o agua. La desventaja de éste método es que para llevarlo a acabo se requiere de 10 a 40 días para una sólo muestra.

**Inyección de mercurio.** El instrumento para medir capilar por inyección de mercurio fue desarrollado para acelerar la determinación de la relación entre saturaciones y presiones capilares, Figura I.10. El mercurio es normalmente un fluido no mojante.

La muestra de núcleo se inserta en la camisa de mercurio y después es evacuado. El mercurio se mantiene en el núcleo bajo presión. El volumen de mercurio inyectado a cada presión determina la saturación de la fase no mojante. Este proceso se continua hasta que la muestra de núcleo se llena totalmente de mercurio o la presión de inyección llega a un valor determinado.

En éste caso se tienen dos ventajas:

- el tiempo para la determinación se reduce a pocos minutos.
- el rango de investigación de presiones se incrementa conforme las limitantes de las propiedades del diafragma se eliminan.

La desventaja son la diferencias en las propiedades mojantes, y la permanente pérdida de las muestras de núcleo por contaminación.

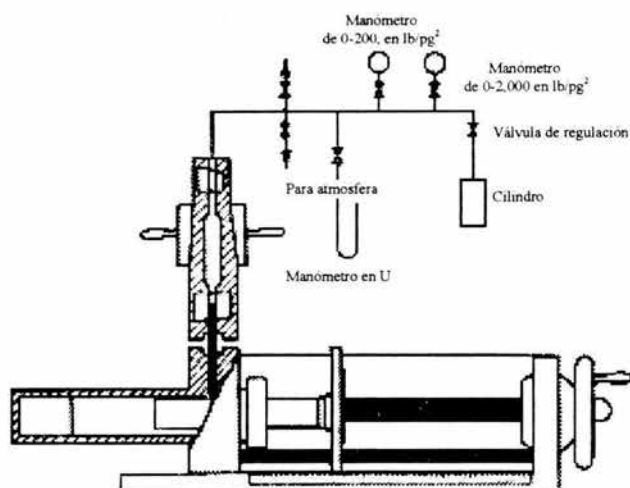


Figura. I.10. Celda de presión capilar por inyección de mercurio<sup>28</sup>.

**Método Centrifugo.** Un tercer método para determinar las propiedades capilares de la roca del yacimiento es el método centrifugo, como se ilustra en la Figura I.11. Las altas aceleraciones en la centrifuga incrementan el campo de fuerza en los fluidos, sujetándose al núcleo, en efecto, para un incremento de las fuerzas gravitacionales.

Cuando se rota la muestra a varias velocidades constantes, se puede obtener la curva de presión capilar completa. La velocidad de rotación se convierte en unidades de fuerza en el centro del núcleo de muestra, y los fluidos removidos son leídos visualmente por el operador.

La ventaja del método es:

- el incremento de las velocidades para obtener los datos, es decir puede obtenerse una curva completa en pocas horas, mientras que el método de diafragma requiere días.

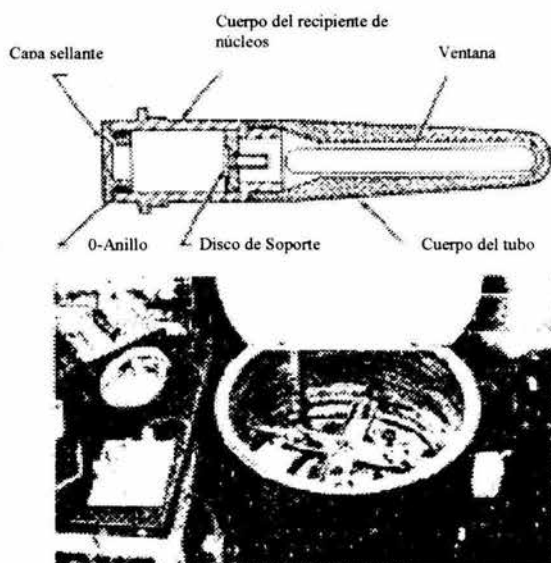


Figura. I.11. Centrifuga para la determinación de propiedades capilares de rocas<sup>28</sup>.

**Método Dinámico.** Brown reportó los resultados de la determinación de curvas de saturación de presión capilar por un método dinámico. La Figura I.12 muestra esquemáticamente, el instrumento de prueba.

Simultáneamente el flujo de dos fluidos se lleva a cabo en el núcleo. Utilizando discos especiales mojados, la presión de los dos fluidos en el núcleo se mide y

la diferencia es la presión capilar. La saturación se varía regulando la cantidad de cada fluido que se introduce en el núcleo. Es por esto que es posible obtener una curva completa de presión capilar.

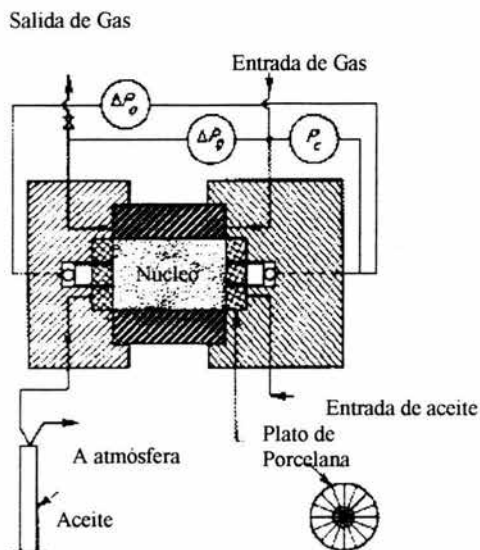


Figura I.12. Aparato de medición de presión capilar por el método dinámico<sup>28</sup>.

En un yacimiento, para una altura dada arriba del contacto agua-aceite, la  $P_c$  es determinada por la siguiente ecuación:

$$P_c = \Delta \rho g h \quad (1.6)$$

donde:

$\Delta \rho$ , diferencia de densidades de los fluidos.

$h$ , altura arriba del contacto de los fluidos.

## 1.7 PERMEABILIDADES

Las bases de la permeabilidad establecidas en el caso de un yacimiento convencional aplica para un yacimiento fracturado. Pero en presencia de dos sistemas (matriz y fractura), la permeabilidad puede ser redefinida como "permeabilidad de la matriz", "permeabilidad de la fractura" y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

La permeabilidad de la matriz se mide mediante muestras de núcleos. La permeabilidad es la capacidad del medio poroso para dejar fluir a través de él uno o más fluidos, cuando un fluido satura al 100% el espacio poroso de la roca se conoce como *permeabilidad absoluta*.

Esta permeabilidad está definida por la ecuación de Darcy, la cual establece que el gasto,  $Q$ , que pasa a través del medio poroso es directamente proporcional al área,  $A$ , de la sección transversal perpendicular al flujo y a la diferencia de presiones  $\Delta P$ , entre las caras de entrada y salida del mismo, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido circundante,  $\mu$ , y a la longitud del medio,  $L$ .

Esto es:

$$Q \propto \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (1.7)$$

introduciendo el factor de proporcionalidad,  $K$ , la ecuación (1.7) queda como:

$$Q = \frac{K A \Delta P}{\mu L} \quad (1.8)$$



donde  $K$ , es la constante de proporcionalidad conocida como permeabilidad absoluta, despejando  $K$ , se tiene:

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (1.9)$$

La ecuación anterior describe el flujo de una sola fase a través de un medio poroso, el cual satura completamente a la roca. Cuando se tiene el flujo simultáneo de dos o más fases no miscibles, una de las cuáles moja las paredes del medio, se da origen a los conceptos de permeabilidades efectivas y relativas.

La *permeabilidad efectiva* es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso al flujo de un fluido cuando éste lo satura parcialmente; La permeabilidad efectiva al fluido  $f$ ,  $K_{ef}$ , se calcula de la siguiente manera:

$$K_{ef} = \frac{Q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (1.10)$$

La *permeabilidad relativa* es el resultado de dividir las permeabilidades efectivas entre las permeabilidades absolutas.

La medida de las permeabilidades relativas en el laboratorio muestran que los cambios en la dirección de saturación tienen un efecto importante sobre los valores de permeabilidades relativas medidos a una saturación dada.

En la Figura 1.13 se presenta la forma general de las curvas de permeabilidades relativas.

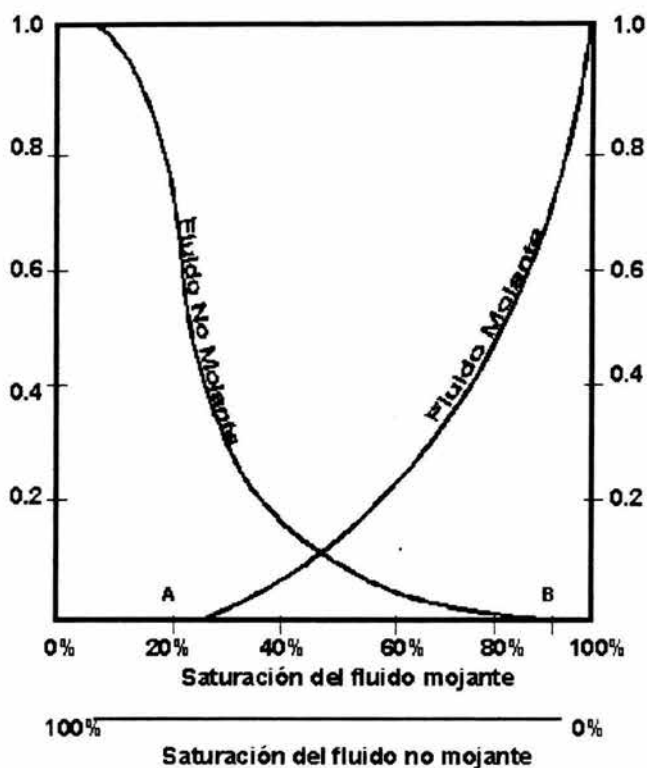


Figura. I.13. Forma General de las curvas de Permeabilidad.

La permeabilidad de la fractura se calcula de la siguiente manera<sup>30</sup>:

$$K_f = b^3/12h, \quad (I.11)$$

Los parámetros  $b$  y  $h$  son las dimensiones de la fractura como se muestra en la siguiente Figura:

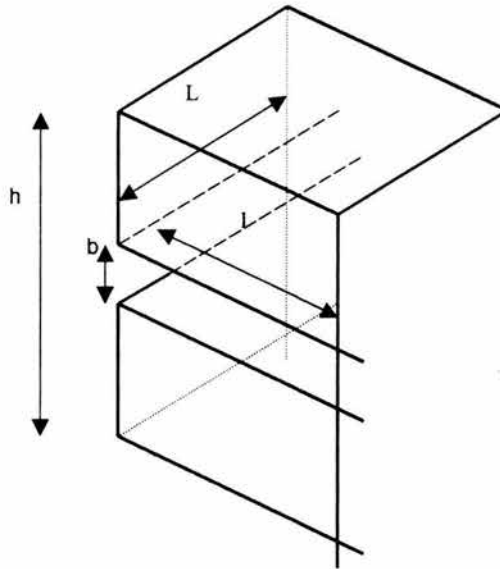


Figura. I.14. Representación de las dimensiones de una fractura.

Donde:

L    ancho de la fractura  
h    altura bruta

## I.8 POROSIDADES

Las rocas de yacimientos naturalmente fracturados se constituyen de dos sistemas de porosidad; uno intergranular formado por espacios vacíos entre los granos de roca y otro formado por espacios vacíos debido a fracturas y vóculos.

El primero es llamado porosidad primaria y es típico de areniscas y calizas. El segundo es llamado porosidad secundaria. Cuando se refiere sólo a vóculos es llamada porosidad vugular y cuando son fracturas, porosidad de fracturas<sup>25</sup>.

A continuación se comentará con más detalle de cada una de ellas.

a) *Porosidad primaria*, es la intergranular y es controlada por la depositación y litificación. Es altamente interconectada, siendo dependiente de la geometría, del tamaño y la distribución espacial de los granos.

Los sistemas de arenas, areniscas y calizas son típicas de éste tipo.

Esta porosidad puede ser cuantificada dividiendo el espacio vacío por el volumen bruto, como a continuación se presenta:

$$V_r = V_p + V_s \quad , \quad (I.12)$$

donde:

$V_r$ , volumen de roca.

$V_p$ , volumen de poros.

$V_s$ , volumen de sólidos.

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad,  $\phi$ .

$$\phi = V_p / V_r \quad , \quad (I.13)$$

o también;

$$\phi = V_p / (V_p + V_s) \quad . \quad (I.14)$$

La porosidad se expresa en fracción o en por ciento del volumen de roca; no todos los poros de una roca están siempre comunicados; en ocasiones, algunos poros están aislados.

Se denomina *porosidad absoluta*,  $\phi_a$ , a la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca.

$$\phi_a = (V_{pc} + V_{pnc}) / V_r, \quad (1.15)$$

donde:

$V_{pc}$  es el volumen de poros comunicados

$V_{pnc}$  es el volumen de poros no comunicados

Se considera *porosidad efectiva*,  $\phi_e$ , a la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca. Desde el punto de vista comercial el interés se centra primordialmente en éste tipo de porosidad.

$$\phi_e = V_{pc} / V_r. \quad (1.16)$$

De acuerdo a lo anterior, la porosidad absoluta se puede expresar como sigue:

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{nc}, \quad (1.17)$$

donde:

$\phi_{nc}$  la porosidad debida a los poros no comunicados o aislados.

$\phi_a$  es la porosidad absoluta.

$\phi_e$  es la porosidad efectiva.

En una simulación de yacimientos, el interés se centra en la cantidad de espacios interconectados, es decir, en la porosidad efectiva y como ya se ha visto puede ser cuantificada, en un arreglo idealizado de granos de tamaño uniforme el máximo valor de porosidad es 47.64% para un empacamiento

cúbico, y el mínimo es 25.96% para un empacamiento rombohédrico (Figura I.15).

Sin embargo, los yacimientos naturalmente fracturados no tienen límites teóricos como los antes mencionados debido a procesos deposicionales que se han llevado a cabo sumándole el hecho de esfericidad de los granos. Así pues la porosidad puede variar grandemente.

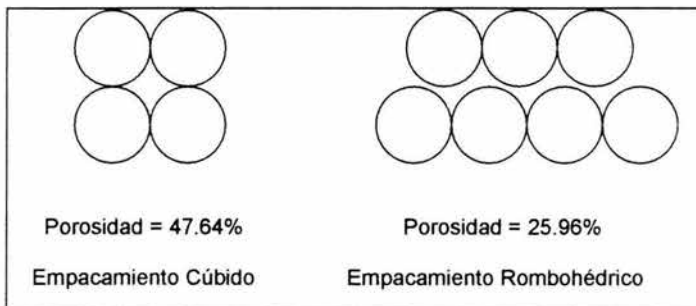
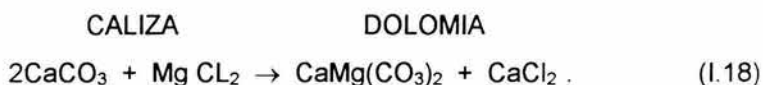


Figura. I.15. Arreglo de empacamientos cúbico y rombohédrico para cálculo de porosidades.

b) *Porosidad secundaria*, Es conocida además como porosidad inducida, y es el resultado de procesos geológicos después de la deposición de rocas sedimentarias y no tiene relación directa a la forma de las partículas sedimentarias.

Muchos yacimientos con porosidad secundaria son calizas o dolomías. Sin embargo, los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran algunas veces en otros tipos de litologías incluyendo areniscas, lutitas, anhídritas, rocas ígneas metamórficas y vetas de carbón. En general la porosidad secundaria es debido a disolución, recristalización, dolomitización y fracturas.

La dolomitización incrementa la porosidad de los carbonatos. La ecuación<sup>19</sup> que describe la dolomitización es la siguiente:



Así que la porosidad es igual al espacio vacío dividido por el volumen de roca, la porosidad de la fractura puede ser adjunto a las propiedades en un sólo punto o propiedades totales. En sí la porosidad de la fractura es fuertemente dependiente de la escala.

En el caso de las fracturas la porosidad se ha calculado en función de la altura de la fractura, la Figura 1.16 muestra las características típicas de una red de fracturas considerado por Reiss. La porosidad de la fractura para cada uno de los modelos se calcula como sigue:

Tabla 1.2. Porosidades para diferentes modelos de bloques<sup>19</sup>.

MODELO	$\phi_2$
Hojas o Estratos	w/D
Juego de ramificaciones y cubos con dos fracturas abiertas (la fractura horizontal es cerrada)	2w/D
Cubos	3w/D

Donde w = ancho de la fractura y D es la distancia entre las fracturas.

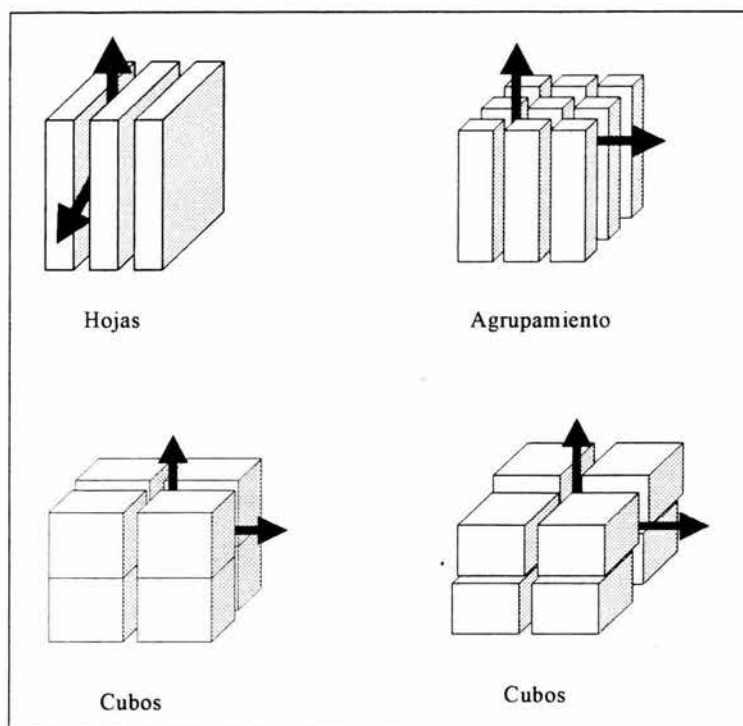


Figura.I.16. Red típica de fracturas. Los arreglos indican posibles direcciones de flujo<sup>14</sup>.

La porosidad efectiva de la fractura se calcula la porosidad de la fractura como sigue<sup>19</sup>:

$$\phi_f = b / h , \quad (I.19)$$

donde  $b$  es la altura de la fractura y  $h$  es la altura neta.



## CAPITULO II

### MECANISMO DE DRENE GRAVITACIONAL

#### II.1 MECANISMO DE DRENE GRAVITACIONAL

En ingeniería de yacimientos, la predicción del comportamiento futuro de un yacimiento fracturado se realiza examinando su comportamiento pasado y estimando su comportamiento futuro a través de aproximaciones o procedimientos utilizados en un yacimiento convencional. Pero, desafortunadamente muy rara vez los resultados arrojados mediante éstas aproximaciones se ajustan con la historia real de un yacimiento fracturado.

La imposibilidad de un ajuste válido, al usar un simulador de yacimiento convencional, es un resultado directo de mecanismos de producción específicos que se desarrollan en un yacimiento fracturado debido a las características de matriz-fractura.

Estas diferencias pueden entenderse comparando el comportamiento de un yacimiento convencional, donde las características del sistema roca-fluidos están en el mismo rango de magnitud comparado con el de un yacimiento fracturado, el cual además presenta una red de fracturas con diferentes características.<sup>22</sup>

El drene gravitacional, es un mecanismo de producción que se basa en la diferencia de densidades de las fases que coexisten en el yacimiento

provocando la segregación de los mismos y su distribución en él, (observe la fig.II.1).

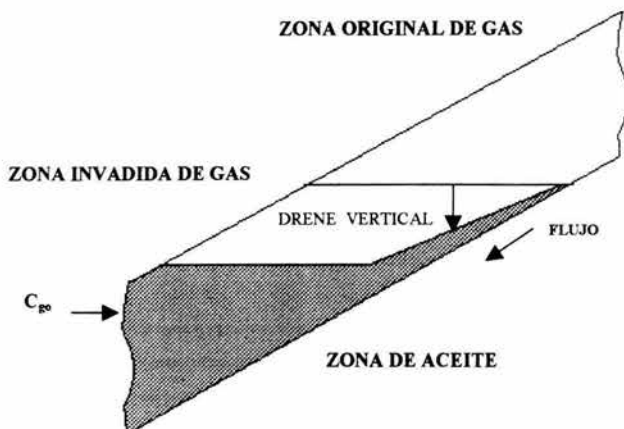


Fig.II.1 Mecanismo de Segregación Gravitacional.

Los factores favorables para la segregación gravitacional son los siguientes:

- (1) grandes espesores
- (2) echado pronunciado
- (3) alta permeabilidad vertical
- (4) aceite de baja viscosidad
- (5) grandes intervalos de tiempo de producción

El último punto se considera debido a que el mecanismo de drene gravitacional es un proceso lento, pero no por esto deja de ser el mecanismo de recuperación

más eficiente ya que si se da la segregación completa (el drenaje gravitacional completo) la recuperación se aproxima a:

$$S_o - S_{or}/S_o \quad (II.1)$$

Si la saturación inicial de aceite es de 80% y  $S_{or} = 25\%$ , la recuperación es 68% de la zona inicial de aceite.

En algunos casos, para que un mecanismo actúe de forma substancial en la recuperación de aceite, es necesario, restringir el ritmo de producción, sin embargo, si se tienen las cinco condiciones arriba mencionadas no se tiene por qué dudar de la efectividad del mecanismo de drenaje gravitacional; éste puede prevalecer aún cuando los gastos sean altos.

Los principios físicos que controlan la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento homogéneo son los mismos que actúan en un yacimiento fracturado. La diferencia estriba que en los yacimientos convencionales, el desplazamiento de los hidrocarburos se verá asociado además de los principios físicos como la presión, temperatura, mojabilidad, etc., a la homogeneidad del sistema roca-fluidos.

Se acostumbra clasificar las operaciones de drenaje gravitacional dentro de categorías:

- (1) con mantenimiento total de presión; y,
- (2) con declinación de presión.

## II.2 ANÁLISIS DEL DRENE GRAVITACIONAL EN UN YACIMIENTO CON MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.

Una característica común en yacimientos con drenaje gravitacional es un casquete de gas localizado en la cima de la estructura, a consecuencia de la inyección de gas. Esto se muestra en la Figura II.2 (a). La Figura II.2 (b) muestra la distribución de saturaciones de aceite que quizá ocurra en todo el yacimiento.

En la condición de mantenimiento de presión, se inyecta suficiente gas dentro del casquete para mantener una presión constante; como resultado, no existe liberación de gas disuelto en la zona de aceite, así que todo el aceite producido proviene del desplazamiento del contacto gas-aceite.

La columna de aceite y el casquete de gas se encuentran separados por el contacto gas-aceite, zona en la cual la saturación de aceite cambia rápidamente con la distancia, llamada "zona de transición", ver fig. II.3.

Los contactos entre dos fases es diferente entre un yacimiento naturalmente fracturado y un yacimiento convencional (homogéneo), en el primero esta zona de transición no existe, el contacto de dos fases es abrupta y horizontal en condiciones estáticas o dinámicas, y esto porque la transmisibilidad en una red de fracturas es alta debido a altos valores de permeabilidades en las fracturas, y cualquier cambio de nivel es rápidamente equilibrado.

La Figura II.4, ilustra las condiciones del yacimiento después de que el yacimiento ha sido producido durante algún tiempo.

Como resultado de la producción de aceite de la columna de aceite, el aceite drena hacia arriba de la estructura, y el contacto gas-aceite se mueve de la posición A a la posición B.

El gradiente de presión que se desarrolla en la columna de aceite, es la que se muestra en la Figura II.4 (c).

Bajo las condiciones de gasto de producción constante, el gradiente de presión presentará un valor estable después de cierto periodo de producción. Durante toda esta etapa el aceite se produce por desplazamiento frontal. Una vez que el gradiente de presión logra mantenerse estable, parte del aceite producido será por expansión de la columna de aceite.

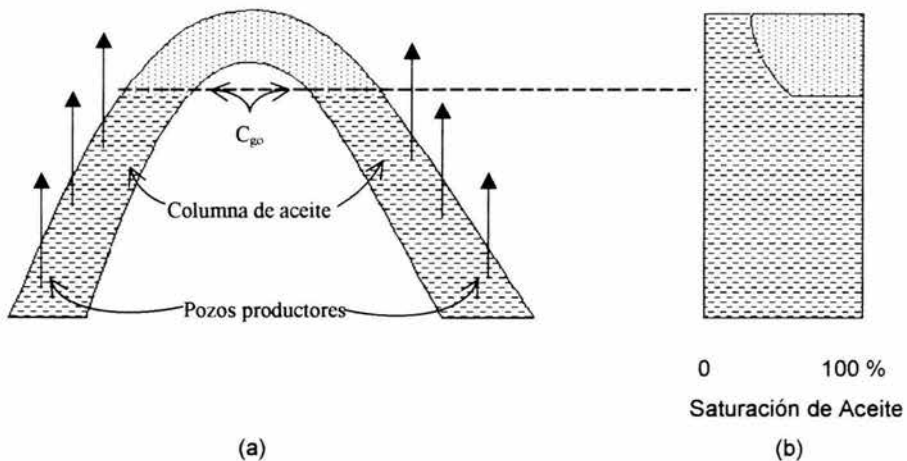


Fig.II.2 - Sección Transversal de yacimientos con mecanismo de drenaje gravitacional.

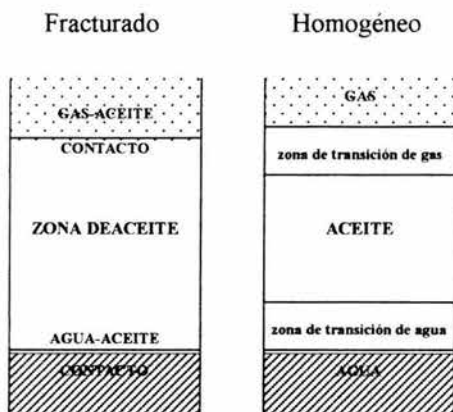


Fig.II.3 Esquema de los contactos agua-aceite y gas-aceite en un yacimiento convencional y en un yacimiento naturalmente fracturado.

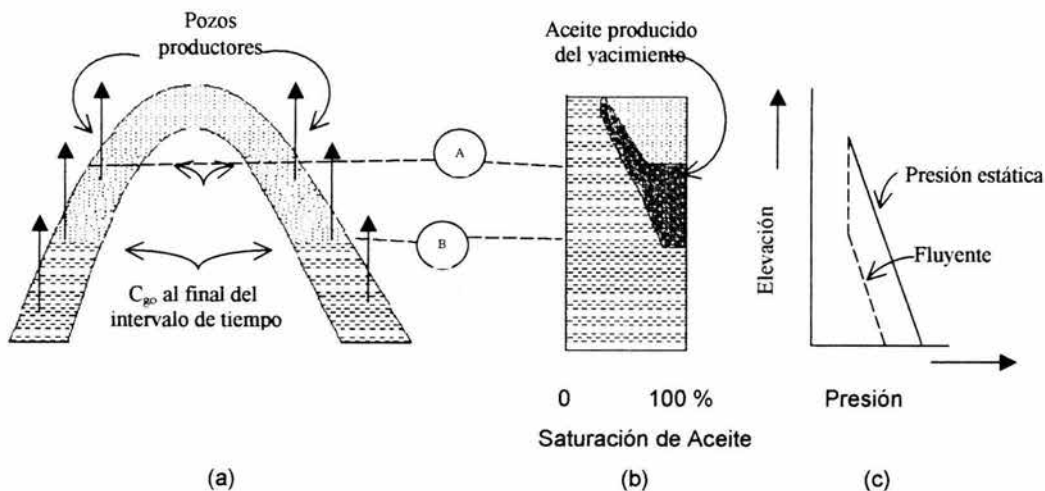


Fig.II.4 - Mantenimiento de Presión en yacimientos con mecanismo de drene gravitacional.

### II.3 ANÁLISIS DEL DRENE GRAVITACIONAL EN UN YACIMIENTO CON DECLINACIÓN DE PRESIÓN.

La declinación de la presión en el casquete de gas ocurre porque no se inyecta gas dentro del casquete o la cantidad inyectada no es suficiente para mantener la presión.

Tan pronto como la presión decline al punto de burbujeo, a una posición dada en la columna de aceite, abajo del contacto gas-aceite, el gas disuelto se liberará del aceite y tenderá a migrar dentro del yacimiento.

Si el gradiente de presión en la columna de aceite es exactamente igual al gradiente hidrostático del gas, el gas que se ha liberado no se moverá, esta situación es muy poco probable que ocurra en algún punto en la columna de aceite. Incluso aunque ocurriera en algún momento en particular, el gradiente de presión fluyendo continuará cambiando con el tiempo, como consecuencia el gas libre migrará hacia arriba de la estructura.

El resultado de la segregación que ocurre en el yacimiento hace que en el casquete de gas exista una saturación de aceite residual lo que provoca que en esa zona no exista movilidad de éste, ya que el aceite se produce desde la zona de aceite a una baja relación gas-aceite, lo que se traduce en mayores recuperaciones de aceite.

La Figura II.5 ilustra un yacimiento que ha sido explotado bajo condiciones de declinación de presión a un punto donde el gas libre existe en todos los puntos a través de toda la columna.

El aceite total producido durante el intervalo de tiempo en el cual el contacto gas-aceite se ha movido del punto A al B, (Figura II.5), es debido a una combinación de drene gravitacional arriba del contacto gas-aceite, al desplazamiento frontal al contacto gas-aceite y a una reducción en la cantidad de aceite en la columna de aceite.

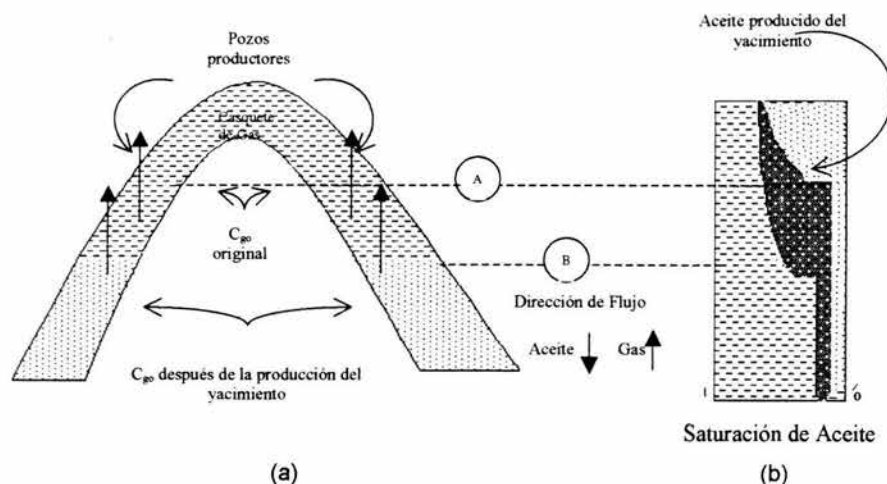


Fig. II.5 – Declinación de Presión en yacimientos con mecanismo de drene gravitacional.

Las condiciones mostradas son para un gradiente de presión fluyendo en la columna de aceite, la cual, permitirá la migración de gas libre dentro del casquete de gas, hasta cierto punto, se considera como un sistema de mantenimiento parcial de presión, porque parte del gas libre, en lugar de producirse migrará hacia el casquete de gas, lo que provoca que el aceite también sea desplazado por el empuje del casquete de gas.

En yacimientos que tienen condiciones favorables para el drene gravitacional, la saturación en la columna de aceite a través de lo que resta de vida del yacimiento se conserva a un alto nivel como resultado del drene.



Consecuentemente, el aceite puede producirse a bajas relaciones gas-aceite. En el caso de declinación de presión la producción de aceite además de ser resultado del drene también lo es de la declinación de la presión, el cual reduce el contenido de aceite de la columna de aceite dando como resultado un incremento gradual de la relación gas-aceite.

La efectividad del drene gravitacional con declinación de presión se puede determinar solamente cuando el movimiento de aceite y gas a través de todo el yacimiento y el movimiento del contacto gas-aceite se incorporan como una parte integral de la solución.

El análisis del drene gravitacional en yacimientos homogéneos es relativamente simple por su misma condición de homogeneidad que los caracteriza, a diferencia de los yacimientos fracturados en el que se complica debido a la red de fracturas que los compone y lo que hace que el estudio de éstos sea un poco más complejo.

Las condiciones y parámetros necesarios para drene gravitacional efectivo son indicados considerando la siguiente ecuación:

$$|q_s| = \frac{0.5 \times 10^{-3} A \Delta \lambda \sin \theta}{\frac{\mu_g}{k_g} + \frac{\mu_o}{k_o}} \quad (II.2)$$

donde:

$q_s$  gasto de segregación gravitacional en RB/D

A área de la sección transversal

$\Delta\gamma$  gravedad específica del aceite menos la gravedad específica del gas.

$\theta$  es el ángulo del echado en grados.

$\mu$  viscosidad del gas en cp.

$K_g$  permeabilidad efectiva del gas evaluada a  $S_o = 1 - S_{wc} - S_{gr}$ , en md.

$\mu_o$  viscosidad del aceite en cp.

$K_o$  permeabilidad efectiva del aceite evaluada a  $S_o = 1 - S_{wc} - S_{gr}$ , en md.

En los yacimientos fracturados, los mecanismos de desplazamiento surgen de la combinación de la baja permeabilidad-alta porosidad de la matriz y de la alta permeabilidad-baja porosidad de las fracturas y del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento.

De hecho, se considera que la capilaridad, las fuerzas gravitacionales, la viscosidad y las fuerzas difusivas son las fuerzas que mayor afectan la recuperación y comportamiento de los yacimientos fracturados y no fracturados.

La influencia de estas fuerzas, sin embargo, es diferente entre estos dos tipos de yacimientos. La acción de estas fuerzas depende también del tipo de mecanismo o proceso que se esté dando en el medio poroso.

## CAPITULO III

### MODELO NUMERICO PARA SIMULAR DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

#### III.1 ANALISIS DEL MODELO DE DOBLE POROSIDAD PARA SIMULAR EL DRENE GRAVITACIONAL EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

La mecánica de yacimientos en sistemas fracturados difiere significativamente de los sistemas homogéneos. Los yacimientos naturalmente fracturados están constituidos por dos medios de flujo, matriz y fractura, así que además de considerar la porosidad y permeabilidad de la matriz hay que considerar las correspondientes a la fractura y los factores que controlan el intercambio de fluidos entre los dos sistemas.

La simulación de yacimientos naturalmente fracturados y el análisis de flujo de éste tipo de yacimientos se lleva a cabo mediante la teoría de "doble porosidad", la cual toma en cuenta tanto la porosidad de las fracturas como de la matriz. La matriz se considera como un medio discontinuo y las fracturas como un medio continuo, Figura. III.1.

Las fracturas son medios de flujo altamente conductivos y cuyo volumen comparado con el de matriz de roca es relativamente insignificante, pero debido a su alta capacidad de conducción de fluidos, la preferencia de flujo se da a través de ellas originándose un intercambio de fluidos entre el sistema de fracturas y matriz. Lo anterior implica que los bloques de matriz de roca se

consideran desconectados entre sí y su interacción solo puede llevarse a cabo a través de la red de fracturas, por lo que, el flujo de fluidos se lleva a cabo de la siguiente manera: flujo entre matriz-fractura, y flujo entre fractura-fractura. Figura. III.2.

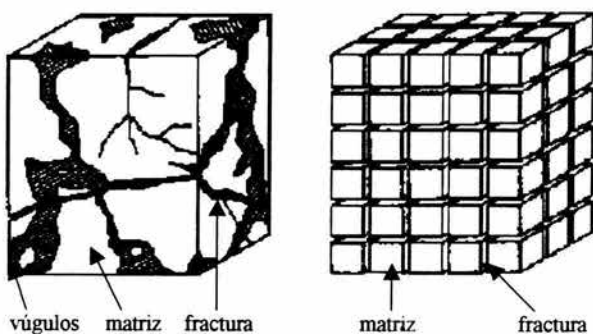


Figura.III.1. Forma esquemática de idealización de un yacimiento fracturado.

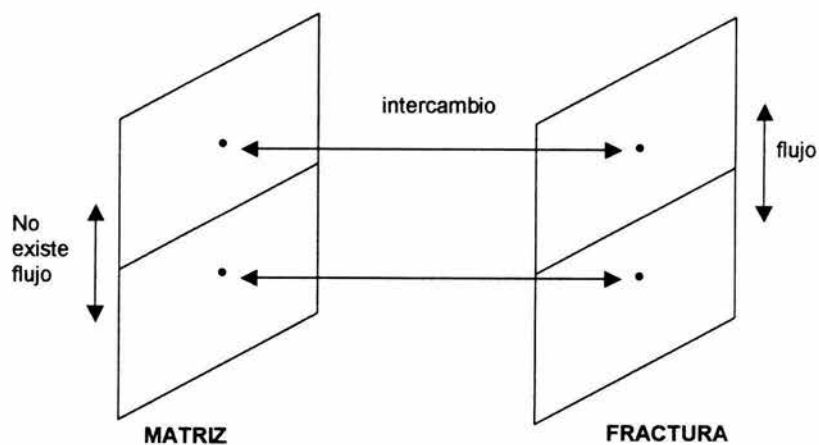


Figura III.2. Direcciones de flujo en un bloque de simulación.<sup>16</sup>

Eclipse considera los bloques de matriz y fractura como sigue:

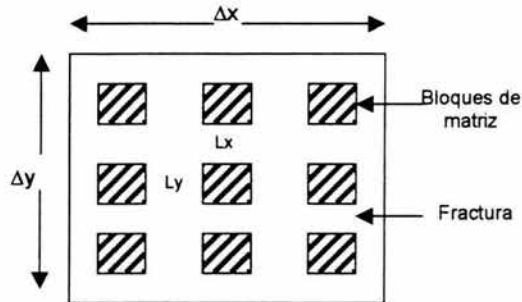


Figura. III.3. Bloques de matriz rodeados de fracturas en un modelo de doble porosidad.<sup>25</sup>

En una simulación con doble porosidad en Eclipse, éste duplica numéricamente el número de capas, asignando la primera mitad a los bloques de matriz y la segunda mitad a los bloques correspondientes a las fracturas. A cada bloque se le asignan las propiedades correspondientes de matriz y fractura, así por ejemplo si se tuviera un modelo de  $5 \times 2 \times 10$ , internamente Eclipse esta considerando un modelo  $5 \times 2 \times 20$ , siendo la capa adicional correspondiente a la fractura, como se muestra en la Figura. III.4.

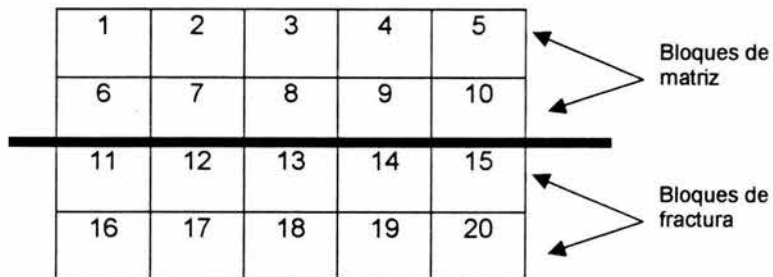
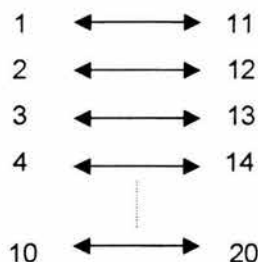


Figura. III.4. Malla numérica.<sup>26</sup>

Considerando la preferencia de flujo en los bloques de simulación, las conexiones entre bloques matriz-fractura, (tomando en cuenta la Figura anterior) se realizan de la siguiente manera:



### III.5. Conexiones entre bloques matriz-fractura.

El flujo de fluidos entre los bloques de malla representando a la matriz y a la fractura se calcula por una transmisibilidad especial que incluye el parámetro sigma ( $\sigma$ ). Eclipse basa este concepto en los estudios realizados por Kazemi<sup>8</sup>.

Kazemi fue quien propuso el término de  $\sigma$  para el cálculo de las transmisibilidades entre matriz y fractura, el cual se encuentra en función del tamaño de bloque :

$$\sigma = 4( 1/lx^2 + 1/ly^2 + 1/lz^2 ), \quad (\text{III.1})$$

donde  $lx, ly$  y  $lz$ , son las dimensiones de los bloques de simulación.

El término,  $\sigma$ , es proporcional a la transmisibilidad entre matriz y fractura, por lo tanto, un valor alto de sigma nos representa un bloque de tamaño pequeño y

un mayor flujo de fluidos matriz-fractura y un valor bajo de sigma nos representa un bloque de mayor tamaño y un flujo menor entre matriz-fractura.

Para calcular las transmisibilidades entre bloques de matriz y fractura, hay que calcular primero las diferencias de presiones debido a la gravedad. Considerando la siguiente Figura tenemos que:

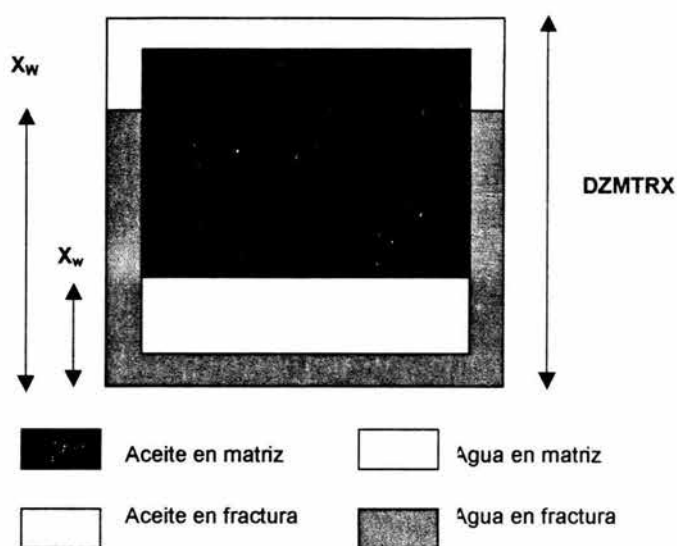


Figura. III.9 Distribución de fluidos dentro de un bloque de simulación en un sistema agua-aceite.

$$\Delta P = DZMTRX (X_w - X_w) (\rho_w - \rho_o)g , \quad (III.2)$$

donde:

$\rho_w$  es la densidad del agua

$\rho_o$  es la densidad del aceite

DZMTRX es la misma  $l_2$  que en la fórmula de Kazemi.

Eclipse calcula el flujo de matriz a fractura de un sistema gas-aceite de la siguiente manera:

$$F_g = TR(GMOB)(P_{of} - P_{om} + d_{fm}\rho_g g + P_{cogf} - P_{cogm} + (DZMTRX(X_G - X_g)(\rho_o - \rho_g)g/2))^{20} \quad (III.3)$$

$$F_o = TR(OMOB)(P_{of} - P_{om} + d_{fm}\rho_o g + P_{cogf} - P_{cogm} + (DZMTRX(X_G - X_g)(\rho_o - \rho_g)g/2))^{20} \quad (III.4)$$

donde:

TR transmisibilidades entre las celdas de matriz y fractura.

GMOB movilidad del gas en la celda de fractura (corriente arriba).

OMOB movilidad del aceite en la celda de fractura (corriente arriba).

$P_{of}$  presión de la fase aceite en la celda de fractura.

$P_{om}$  presión de la fase aceite en la celda de matriz.

$D_{fm}$  diferencia en profundidad entre las celdas de matriz y fractura (comúnmente es cero).

$\rho_g$  densidad del gas a condiciones de yacimiento.

$\rho_o$  densidad del aceite a condiciones de yacimiento.

$g$  aceleración debido a la gravedad.

$P_{cogf}$  presión capilar del gas en las celdas de fracturas (comúnmente es cero).

$P_{cogm}$  presión capilar del gas en las celdas de matriz.

Como se puede observar el flujo entre bloques está en función de las transmisibilidades entre bloques; Eclipse calcula la transmisibilidad en la forma siguiente:



$$TR = CDARCY (K) (V) (\sigma), \quad (III.5)$$

donde:

K se toma la permeabilidad en la dirección x del bloque de matriz

V es el volumen total, y

$\sigma$  es el factor sigma que toma en cuenta el area de interfase matriz-fractura por unidad de volumen.

En general, la terminación de pozos en yacimientos naturalmente fracturados se realiza en la zona de alta permeabilidad que son las fracturas. En caso que se analice el proceso de inyección de algún fluido, el pozo inyector será ubicado igualmente en la zona de fracturas, por ser aquí en donde se da mayor el flujo de fluidos.

En el drene gravitacional, la fuerza de gravedad, es la principal fuerza que actúa en él. A continuación se presenta gráficamente las fuerzas gravitacionales en un sistema gas-aceite:

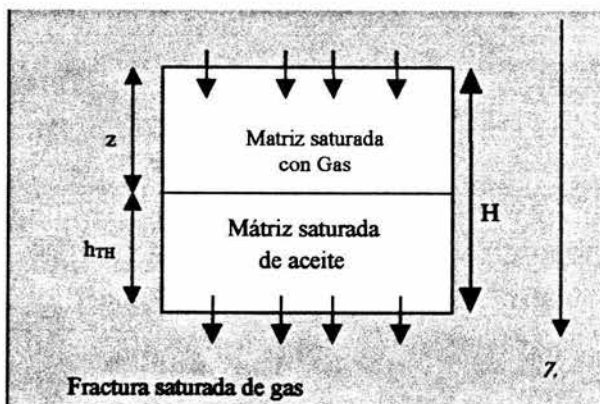


Figura III.10 Fuerzas gravitacionales presentes en un sistema gas aceite.

$h(\rho_o - \rho_g)$  es proporcional a la fuerza que empuja el gas dentro de la matriz expulsando al aceite de la misma, y representa la magnitud de las fuerzas gravitacionales en un sistemas gas-aceite.

La velocidad de desplazamiento del aceite por el gas, (tomando como referencia la Figura.III.10) se expresa como:

$$U = \frac{g(H-Z)\Delta\rho - P_c}{\frac{\mu_o}{K_o} (MH + (1-M)Z)}, \quad (\text{III.6})$$

$$M = \frac{\mu_o/K_o}{\mu_g/K_g}, \quad (\text{III.7})$$

donde:

- U es la velocidad de desplazamiento.
- M es la relación de movilidad.
- H es la altura del bloque.
- Z altura de matriz saturada por gas.
- $H_{TH}$  altura de la matriz saturada por aceite.
- $P_c$  presión capilar.
- $\mu_o$  viscosidad del aceite.
- $\mu_g$  viscosidad del gas.
- $K_o$  permeabilidad del aceite.
- $K_g$  permeabilidad del gas.

## CAPITULO IV

### EJEMPLO DE APLICACION

El archivo utilizado como aplicación es el Dual-5s.DAT tomado del Workshop 5 del curso de entrenamiento de Chuck Kossack Charles A.: "Reservoir Simulation Application Training Course and (Eclipse) Workshop Holditch-Reservoir Technologies (H-RT)", Denver, Colorado", Junio del 2001.

El tamaño de cada bloque de matriz de 400 pies \* 400 pies, en la dirección vertical presenta diferentes tamaños por cada una de las capas que constituyen el modelo, Figura. IV.1. Para el análisis se consideró una malla de simulación en tres direcciones 5 \* 5 \* 5, en donde la primera mitad de las celdas se le han asignado propiedades de la roca y la segunda propiedades de la fractura, todas estas propiedades se ilustran en gráficas presentadas más adelante.

Se toma el archivo de datos seleccionado y se nombra como "CASO BASE", el cual tiene todas las características antes mencionadas y sobre él se hacen los estudios de sensibilidad.

El modelo consta de dos pozos uno productor ubicado en la fractura inferior y el pozo inyector de gas que se encuentra ubicado en la fractura superior. El pozo productor presenta un límite económico de 100 Bl/día, por lo que cuando la producción del pozo caiga debajo de éste límite el pozo se cerrará automáticamente, además el modelo no maneja acuífero. El proceso simulado considera una inyección de gas (caso de mantenimiento de presión) en la parte

superior del bloque desplazando el aceite dentro de la matriz de bloque hacia el pozo productor.

Las características de los bloques de matriz y de las fracturas se presentan en las Figuras del modelo seleccionado y de las propiedades petrofísicas. Cabe mencionar que las gráficas y figuras que se presentan en éste capítulo son tomados del programa Eclipse, razón por la cual, algunos títulos que no pueden ser editados, se encuentran en el idioma inglés.

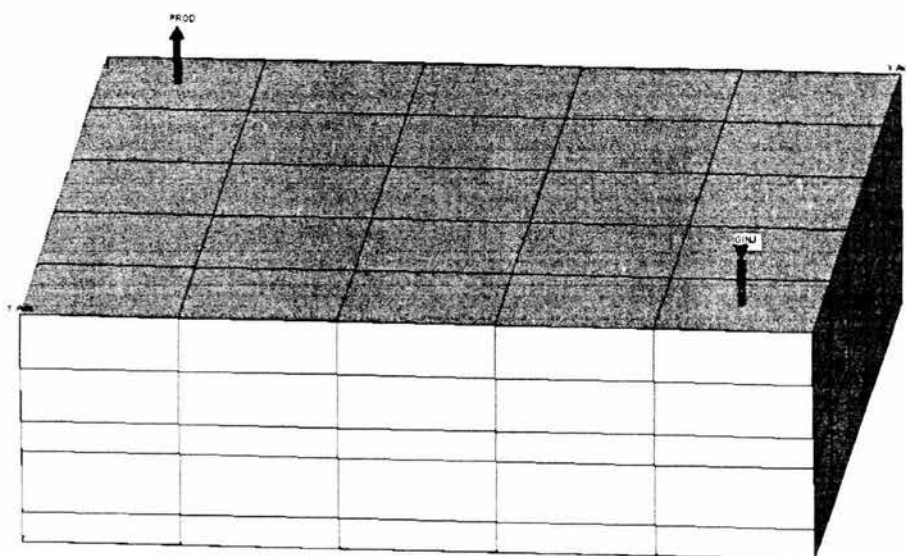


Figura. IV.1. Malla numérica de simulación.

Podemos apreciar que en la distribución vertical de capas no son homogéneas, la distribución vertical es como se muestra en la Figura IV.2. El tamaño de los bloques arealmente son iguales como podemos observar en la Figura IV.3.

Las propiedades como porosidad, permeabilidades, arealmente son homogéneas pero en el sentido vertical se presenta anisotropía, como se puede apreciar en las Figuras IV.4, IV.5.

En cuanto a las propiedades petrofísicas, tenemos que la saturación de agua crítica es de 0.2, teniendo un movimiento de agua muy lenta dentro del modelo como se observa en figura IV.6, en las Figuras IV.7 y IV.8 se presentan las figuras correspondientes las permeabilidades relativas de aceite y gas.

Las propiedades de los fluidos, tenemos que la presión de burbujeo es de 5014 psia y un factor de volumen de 1.38, con una densidad de aceite de 28.95179 °API, como podemos observar en la Figuras IV.9 y IV.10.

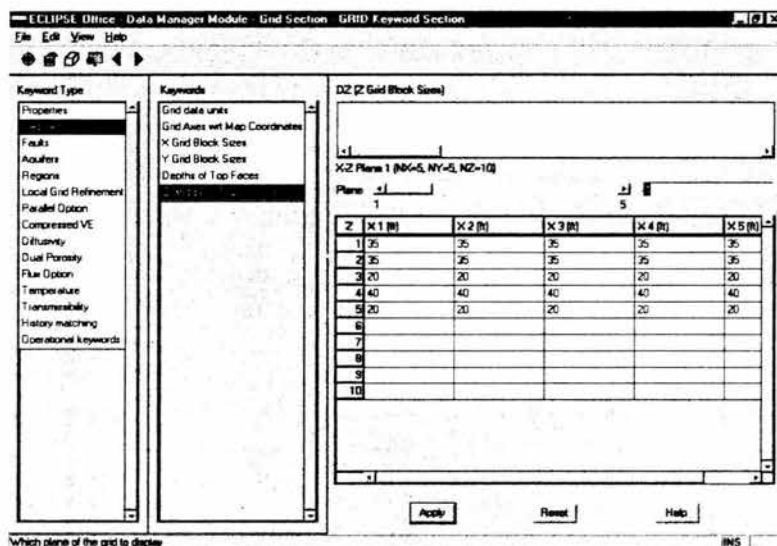


Figura.IV.2. Distribución vertical del tamaño de las celdas.

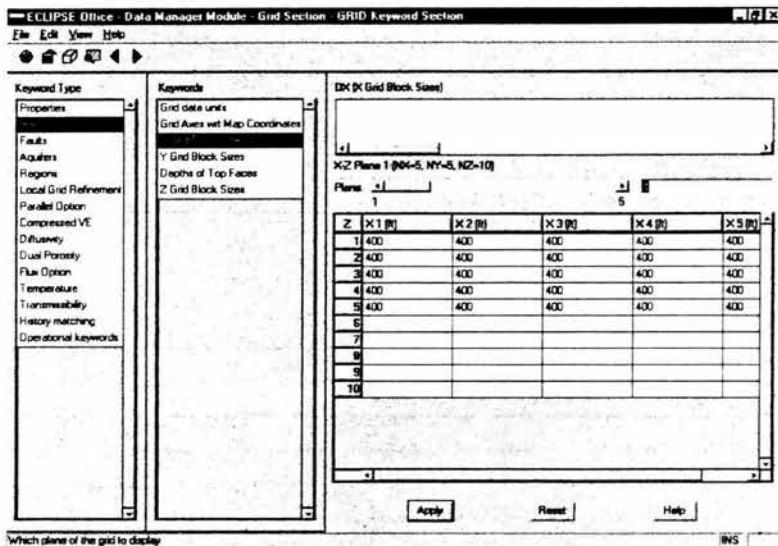


Figura IV.3. Tamaño de bloque en la dirección x, (Dx=Dy).

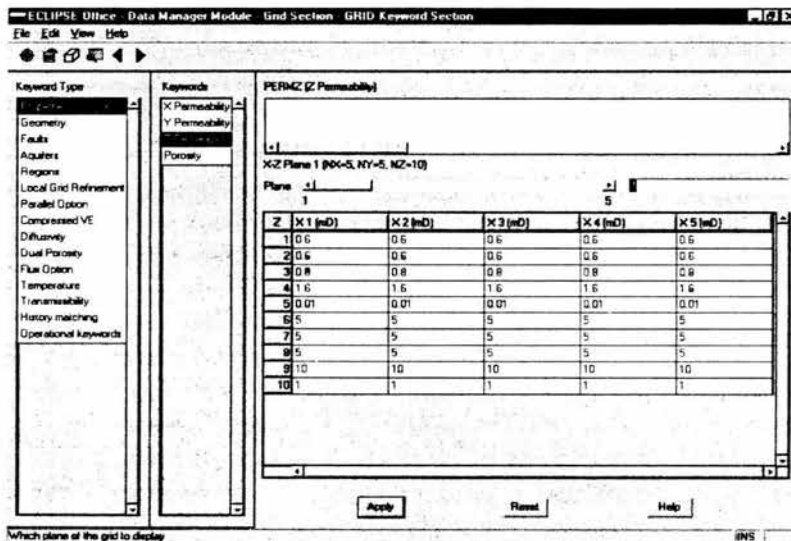


Figura IV.4. Distribución de permeabilidades en la dirección z.

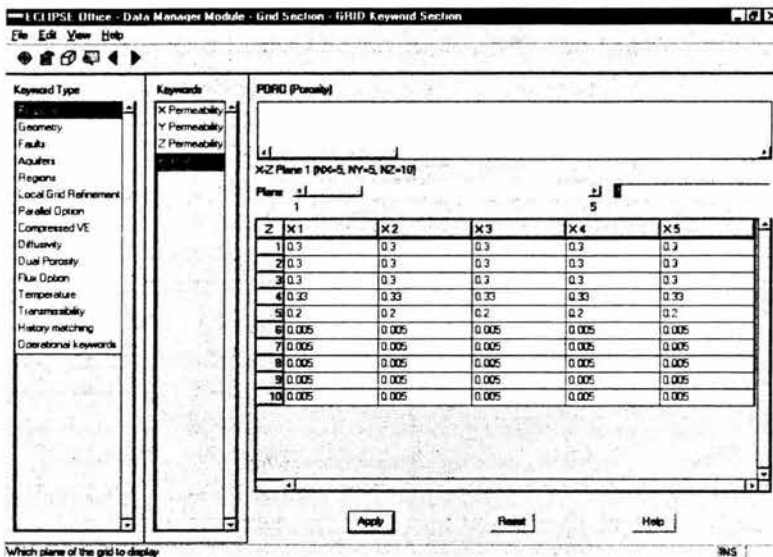


Figura IV.5. Distribución de porosidades por capas.

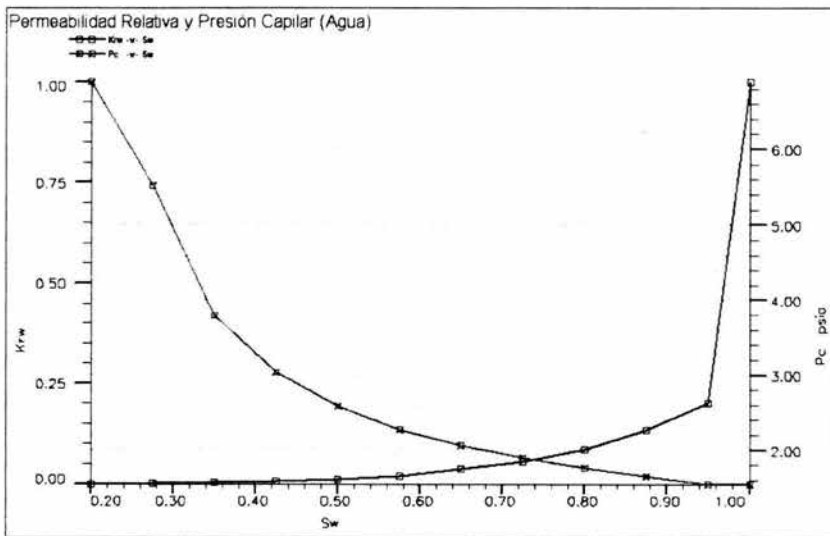


Figura IV.6. Permeabilidades relativas del agua

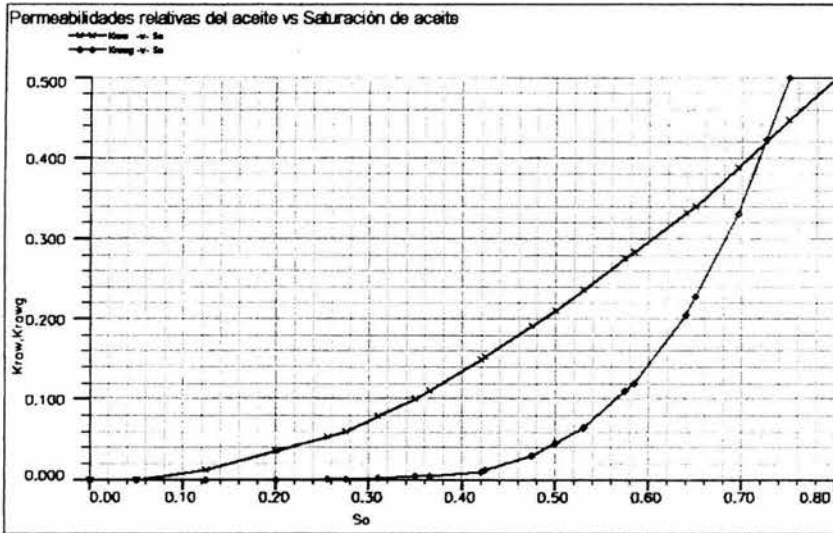


Figura IV.7. Permeabilidades relativas del aceite.

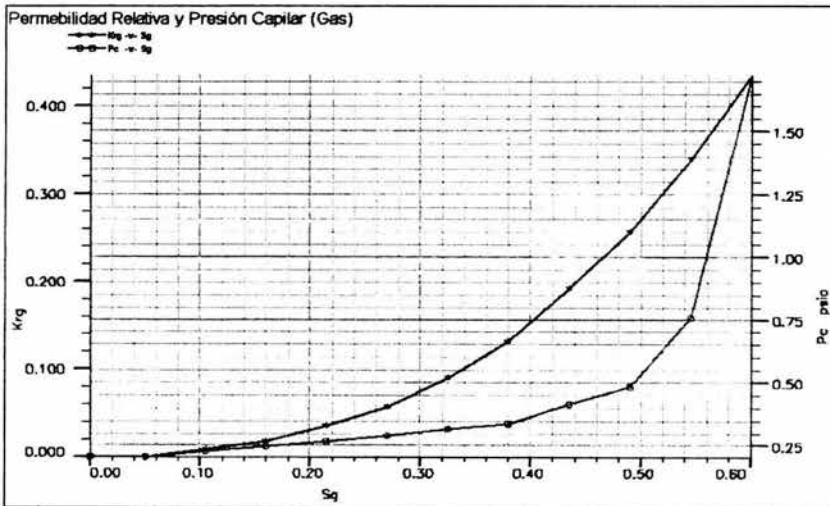


Figura IV.8. Permeabilidades relativas del gas.



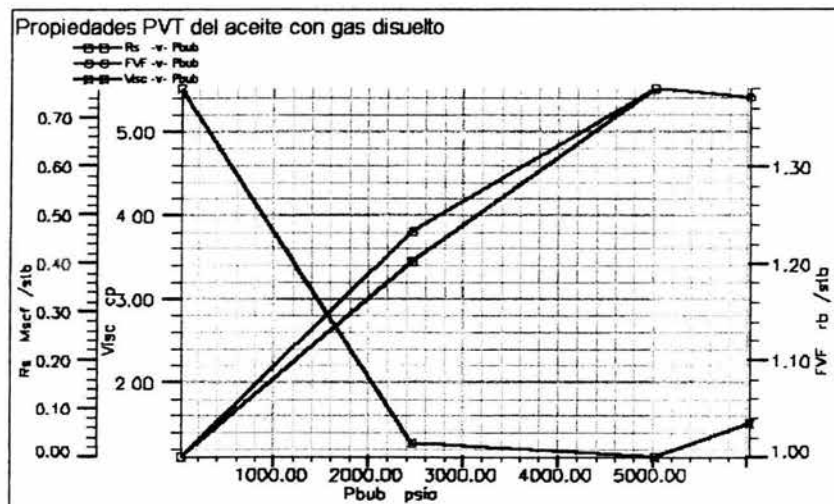


Figura. IV.9. Propiedades PVT del aceite (sin gas libre).

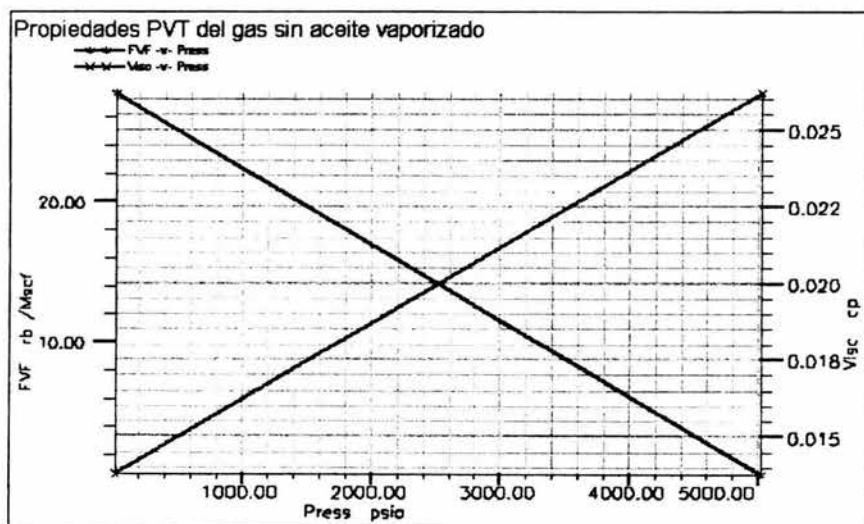


Figura. IV.10. Propiedades PVT del gas (sin aceite vaporizado)

Una vez definido el modelo de simulación se llevarán a cabo todas las corridas para los parámetros de sensibilidad seleccionados.

En la literatura se considera que el análisis del drene gravitacional en yacimientos se tendría que hacer considerando dos esquemas uno con declinación de presión y otro con mantenimiento de presión, por lo que en éste trabajo se consideran estas dos plataformas de producción.<sup>4</sup>

Se ha escogido la inyección de gas ya que revisando la literatura se ha comprobado que la efectividad del mecanismo de drene gravitacional es mucho mayor en sistemas gas-aceite.

A continuación se presenta los resultados de las corridas y la interpretación de cada una de ellas para los dos esquemas declinación y mantenimiento de presión.

## IV.1 MANTENIMIENTO DE PRESIÓN.

En el mecanismo de drenaje gravitacional con mantenimiento de presión no existe liberación de gas, por esto, el aceite se produce a altas relaciones de solubilidad gas-aceite; y al no existir liberación de gas hay una mayor movilidad del aceite dentro del yacimiento, por lo tanto un mejor desplazamiento.

### IV.1.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE $\sigma$ .

Una de las variables importantes en la simulación de drenaje gravitacional en yacimientos naturalmente fracturados bajo un modelo de doble porosidad es el valor de sigma por su directa proporcionalidad en el cálculo de las transmisibilidades entre celdas; cabe recordar, que la transmisibilidad es la capacidad de flujo que existe en los bloques para hacer fluir los fluidos de la matriz a la fractura.

Además que en el caso de un ajuste de la historia éste valor funciona también como un parámetro de ajuste, así que podemos ver que la variación de éste factor es muy importante dentro de la simulación en un modelo de doble porosidad (yacimientos fracturados).

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad tenemos que el caso base presenta un valor de sigma de 0.01 (ft<sup>-2</sup>), la variación se hizo en una escala de 10 es decir para valor bajo tomamos el valor de sigma base entre 10, es decir, 0.001 (ft<sup>-2</sup>) y para un valor alto el caso base por un valor de 10, es decir, 0.1 (ft<sup>-2</sup>).

A continuación se presenta el análisis de los resultados de las corridas, para cada análisis de sensibilidad.

En cuanto a gasto de producción de aceite se observa que el que mejores resultados arroja es el caso de sigma alta, en comparación con el caso base y el que arroja resultados desfavorables es el caso de sigma baja, ya que la declinación de la producción se da mucho antes que los otros dos casos.

La mayor recuperación de aceite la presenta la sensibilidad para alta sigma con 51.439% de recuperación, el caso base con 38.817% y el de menor recuperación la tiene el valor menor de sigma con 27.602%.

En el caso de producción total de aceite tenemos que a diferencia de los valores arrojados para el caso de gasto de aceite, la mayor producción total la tiene el caso de alto valor de sigma con 31.20% más de producción total de aceite comparada con el caso base y el de menor producción lo tiene el valor de sigma baja con 30.94% menos de producción de aceite comparado con el caso base.

Como ya anteriormente se había comentado, sigma esta en función del tamaño de los bloques, y es un factor de acoplamiento en el calculo de las transmisibilidades matriz-fractura, cuanto más pequeño sea el bloque el flujo de una celda a otra es más rápido, ya que la distancia recorrida por una molécula de fluido es menor que la que correría en un bloque de mayor tamaño, es por esa razón que el bloque de menor tamaño que corresponde a una sigma grande presenta el mejor comportamiento.

En éste caso no estamos hablando solo de la altura del bloque que en momento dado sería una de las ventajas para que el drene se diera de forma efectiva, sino

que estamos tratando con un tamaño de bloque en las tres direcciones, por lo que la capacidad de flujo es diferente.

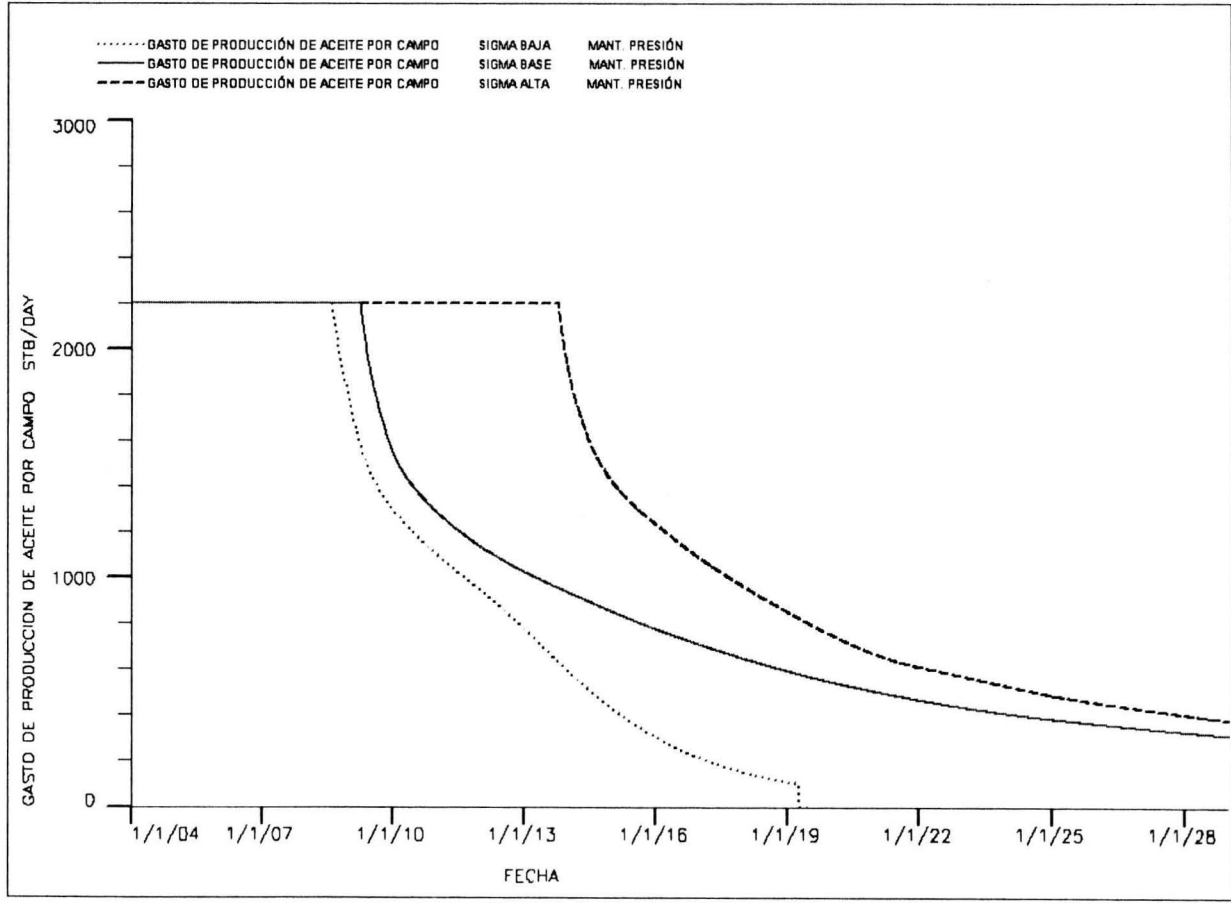


Figura. IV.11. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .

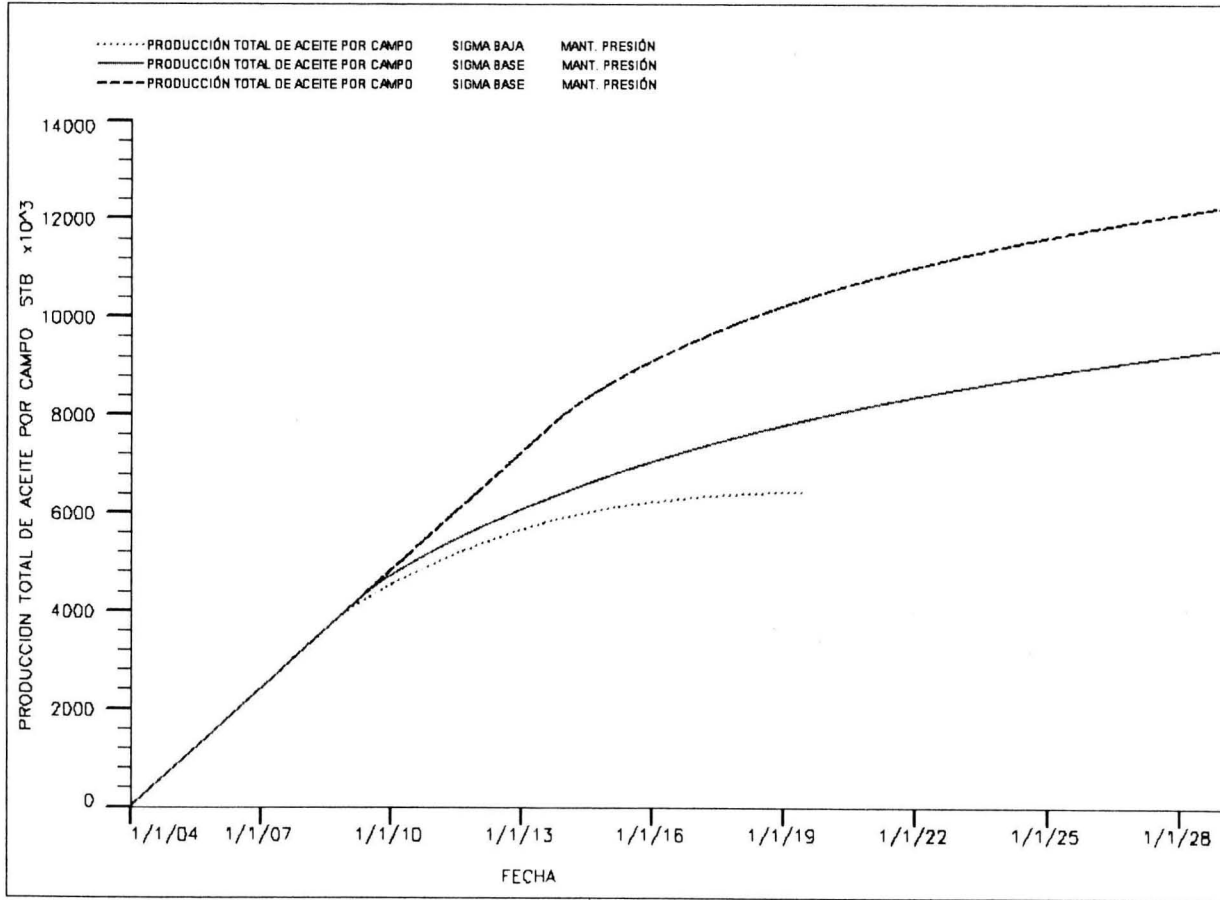


Figura. IV.12. Producción total de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .

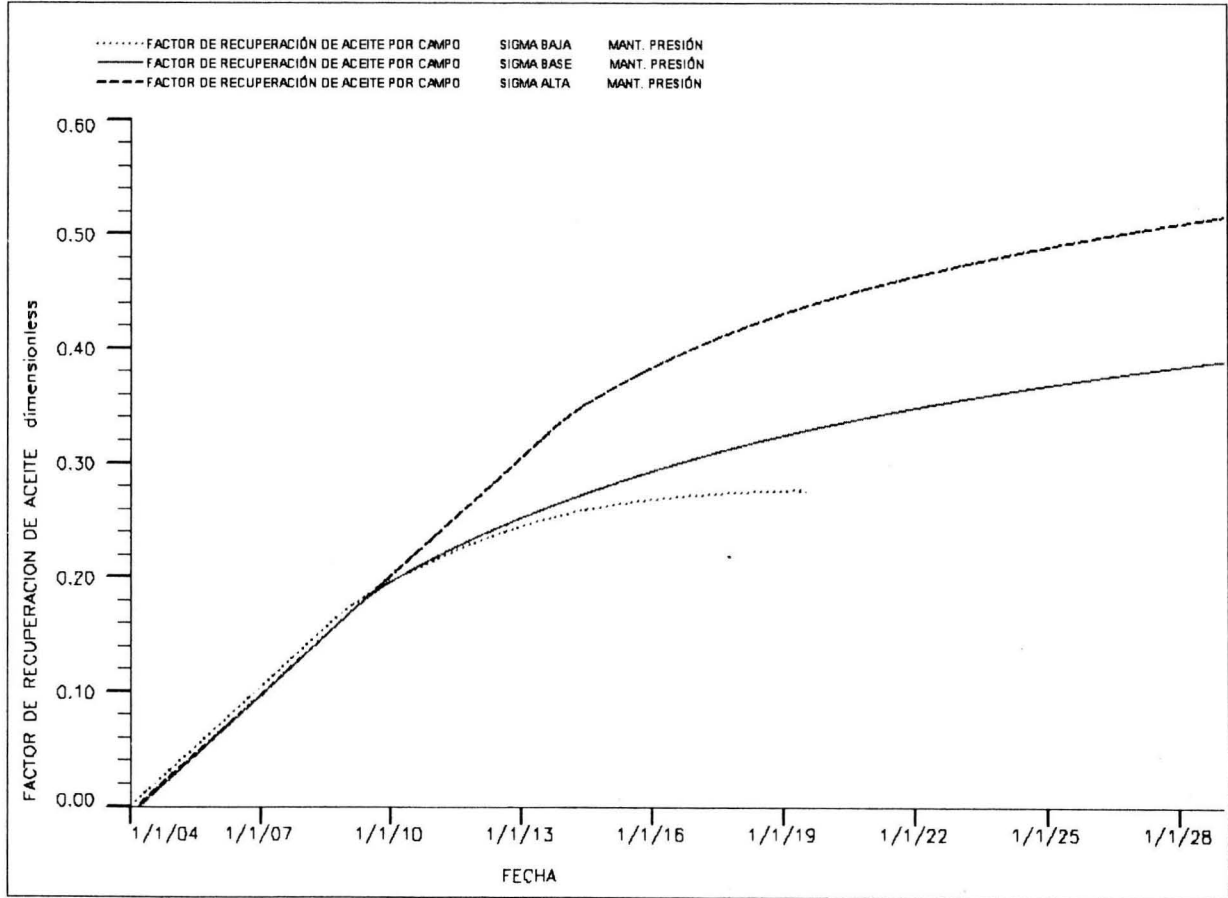


Figura. IV.13. Recuperaciones de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .



#### IV.1.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE LA PRESIÓN CAPILAR.

Otro de los factores muy importantes dentro del análisis de un yacimiento naturalmente fracturado sujeto a drene gravitacional es sin duda el efecto de la presión capilar. En el mecanismo de drene gravitacional éste puede producir efectos negativos, ya que hay que recordar que lo que mantiene el aceite dentro del bloque es la presión capilar y la que permite la expulsión del aceite de la matriz son las fuerzas gravitacionales, es por esto la importancia de analizar éste parámetro en éste capítulo.

El valor de la presión capilar se variará de un valor bajo, medio y alto, con un factor de 10 sobre el caso base.

En éste caso tenemos que para el análisis de sensibilidad en donde la presión capilar es multiplicada por un valor bajo, el gasto de producción es mayor, caso contrario para el caso de presión capilar alto donde el gasto de producción es menor.

Al igual que el gasto de producción, la mayor producción total la tiene el caso de presión capilar baja con 2.48% más de producción con respecto al caso base, y el que menor producción tiene es el caso de presión capilar alta con 25% menos respecto al caso base.

La mayor recuperación de aceite lo tiene el de baja presión capilar con un 39.824% y el de menor recuperación lo posee el de alta presión capilar con 28.51% con respecto al caso base que fue de 38.817%.

En un sistema gas-aceite la presión capilar como ya se ha visto tiene un efecto negativo en la velocidad de desplazamiento y producción de aceite de los bloques de matriz, esto es por que las fuerzas capilares inhiben el flujo de aceite de la matriz hacia las fracturas, para que esto no ocurriera tendríamos que tener que las fuerzas gravitacionales excedieran las fuerzas capilares.

Es por esto que los resultados más optimistas los posee el caso de análisis de sensibilidad para baja presión capilar. Cabe destacar la diferencia mínima que existe entre el caso base y el caso de la presión capilar baja, esto es debido, a que por más que se minimice los efectos capilares – traduciéndose en efectividad al drene – los pozos no pueden producir más que lo que su “índice de productividad” les permite, por lo tanto podemos concluir que en éste ejemplo de aplicación el modelo utilizado es óptimo para que el drene gravitacional se dé, ya que las fuerzas capilares del caso base son mínimas.

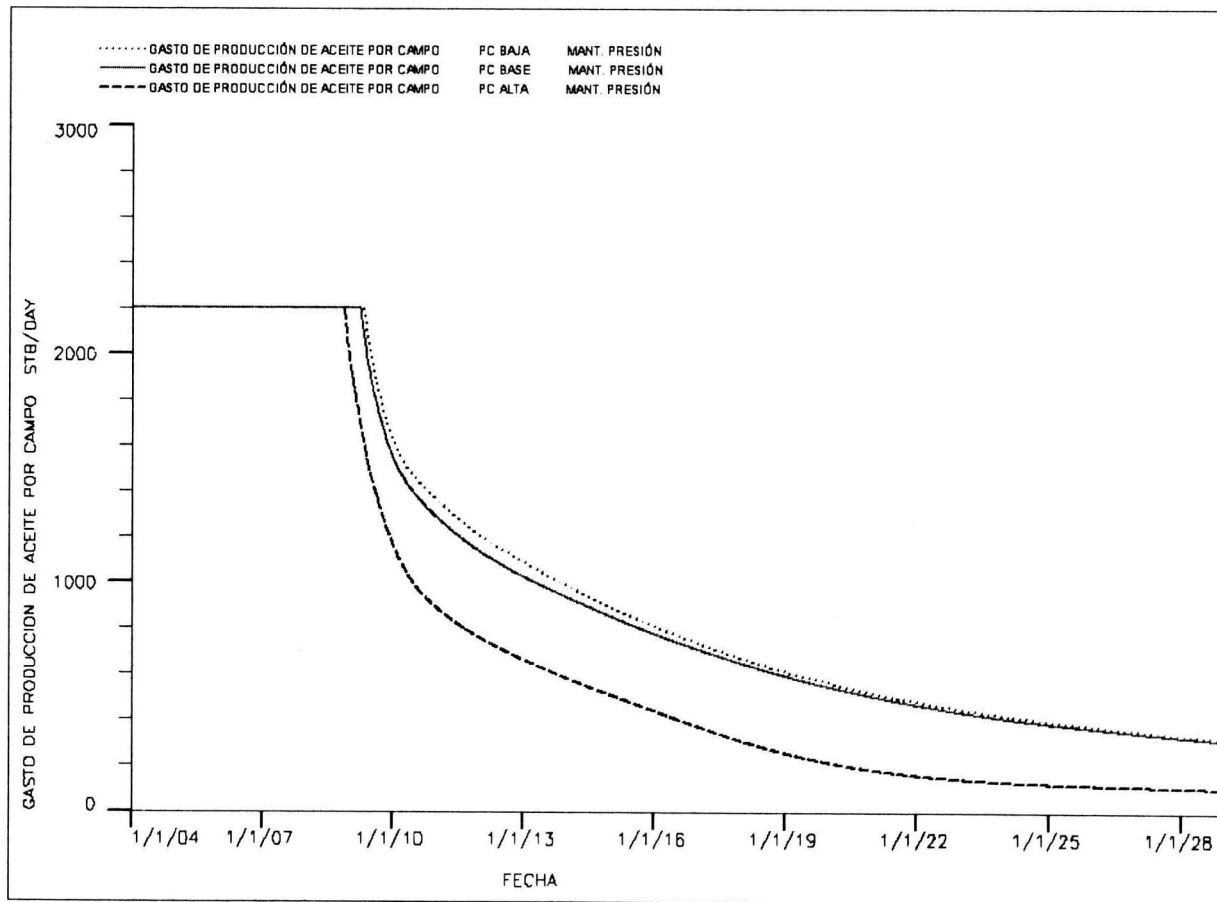


Figura. IV.14. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de Pc.

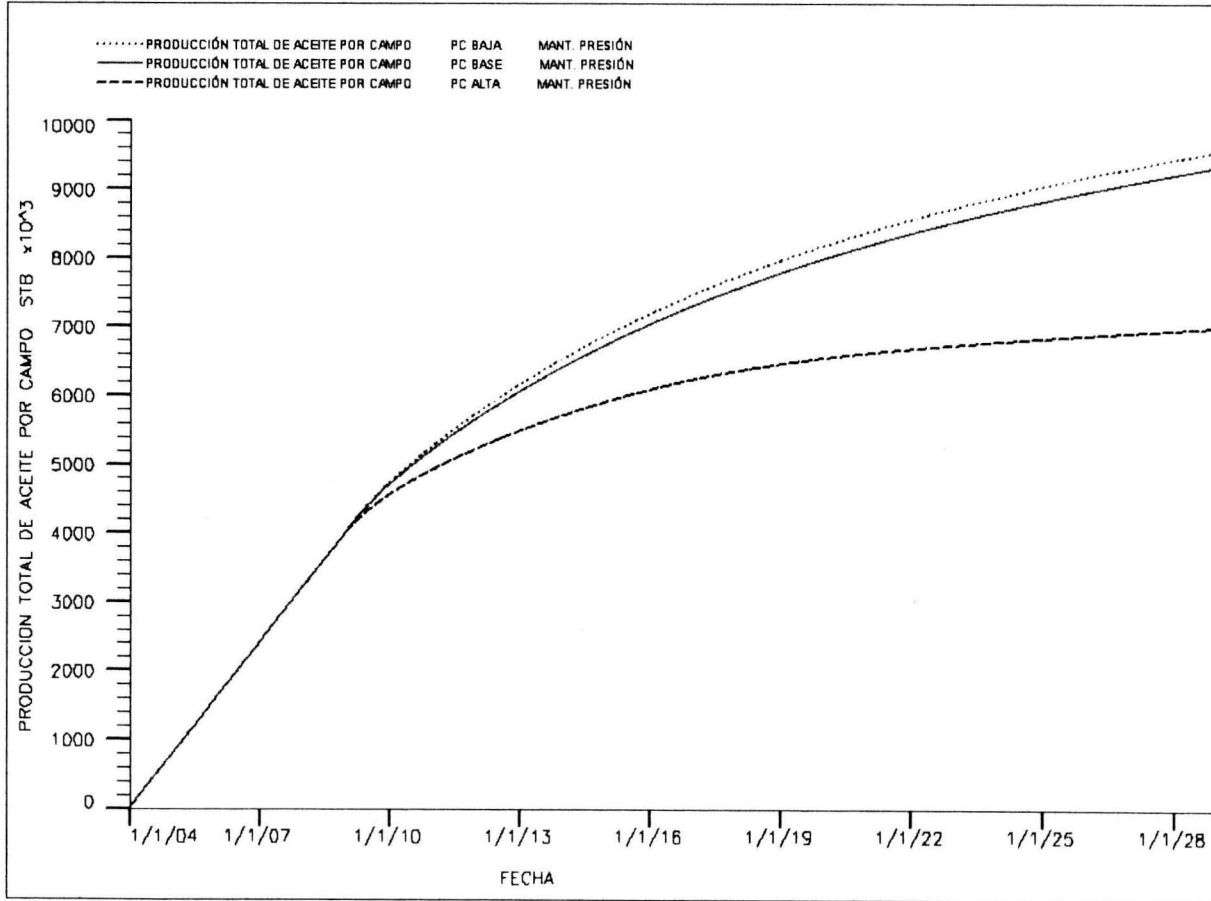


Figura. IV.15. Producciones totales de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $P_c$

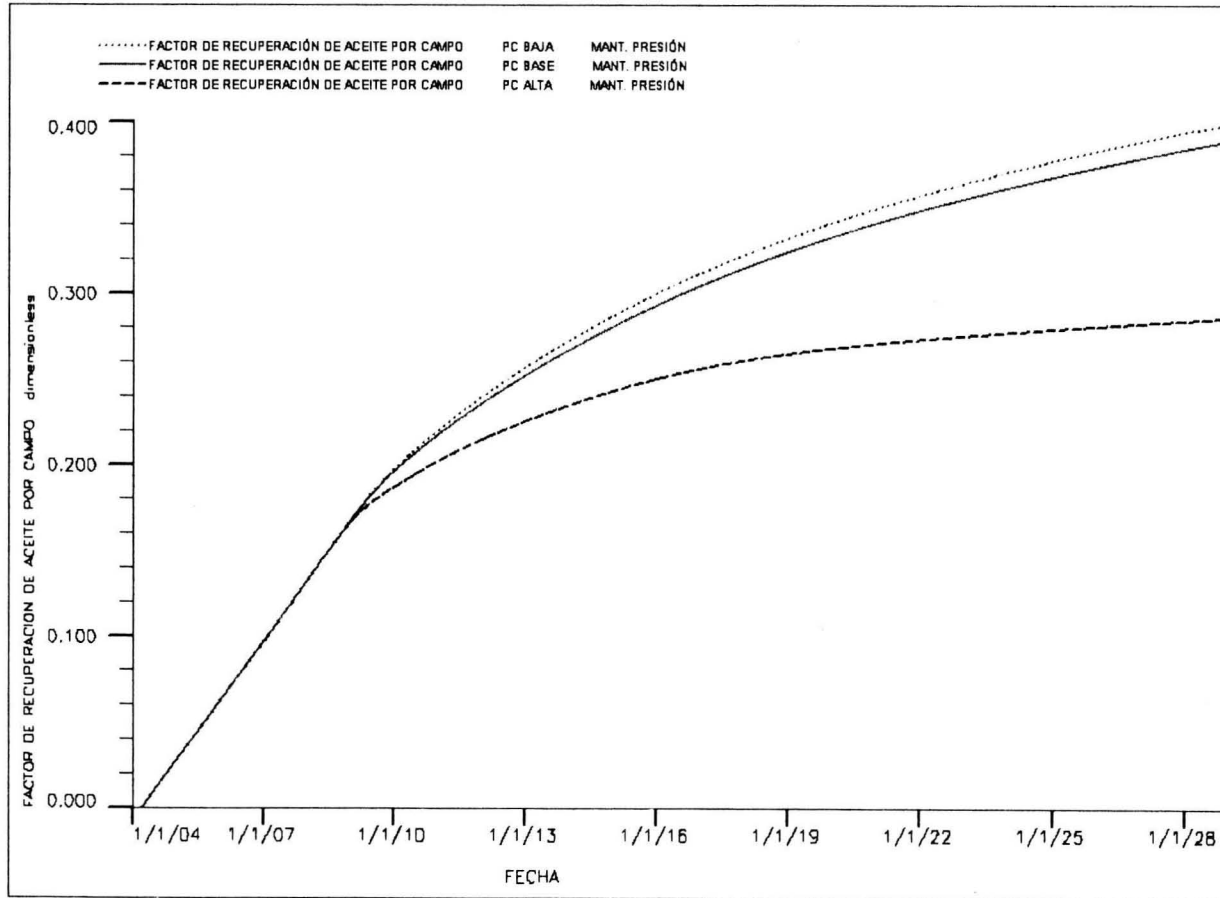


Figura. IV.16. Recuperaciones de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $P_c$ .

#### IV.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE LA ALTURA DEL BLOQUE (EN ECLIPSE DZMTRX).

Al momento de hacer la simulación del drene gravitacional una de las variables utilizadas en el calculo del flujo matriz-fractura es la altura del bloque, (ver ecuación III.2), y esto es debido a que una de las características favorables para el drene gravitacional es precisamente la altura del bloque, por la relación directa que tiene con la magnitud de la fuerza de gravedad ejercida sobre los fluidos.

Hay que considerar que para que el drene sea efectivo es indispensable lo anterior pero además que la altura de los bloques sea lo suficientemente grande de tal manera que inhiba las fuerzas capilares que puede ser un factor negativo dentro de la producción y desplazamiento del aceite de la matriz.

El análisis de éste variable se llevó de tal manera que el valor base fue dividido por 10 (baja altura) y multiplicado por 10 (mayor altura)

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad, para éste parámetro.

Tenemos un mayor gasto de producción cuanto más alta sea la pila de bloques, en comparación con el caso base y al contrario cuanto más bajo es el bloque, tenemos que el gasto de producción de aceite es menor.

Al igual ocurre con la producción total de aceite el de mayor altura tiene un 36.92% más de producción total de aceite que el caso base y el de menor altura arroja un 26.51% menos de producción de aceite con respecto al caso base.

La mayor recuperación presenta el análisis de alta altura, con un 53.742%, a diferencia del caso de baja altura con 27.929%, el caso base presenta una recuperación de aceite de 38.817%.

En éste caso el efecto de la altura es clave en el estudio del drene gravitacional en yacimientos naturalmente fracturados, debido a que el drene gravitacional es más efectivo en yacimientos con un espesor grande, y esto queda comprobado en está sección donde se analiza el efecto de éste parámetro en la simulación del modelo de doble porosidad.

Cabe mencionar, que el pozo productor esta produciendo bajo una plataforma de producción de 2200 barriles diarios, además se esta manteniendo la presión con la inyección lo que implica que se tiene un control en el ritmo de producción que es un parámetro ventajoso para el drene.

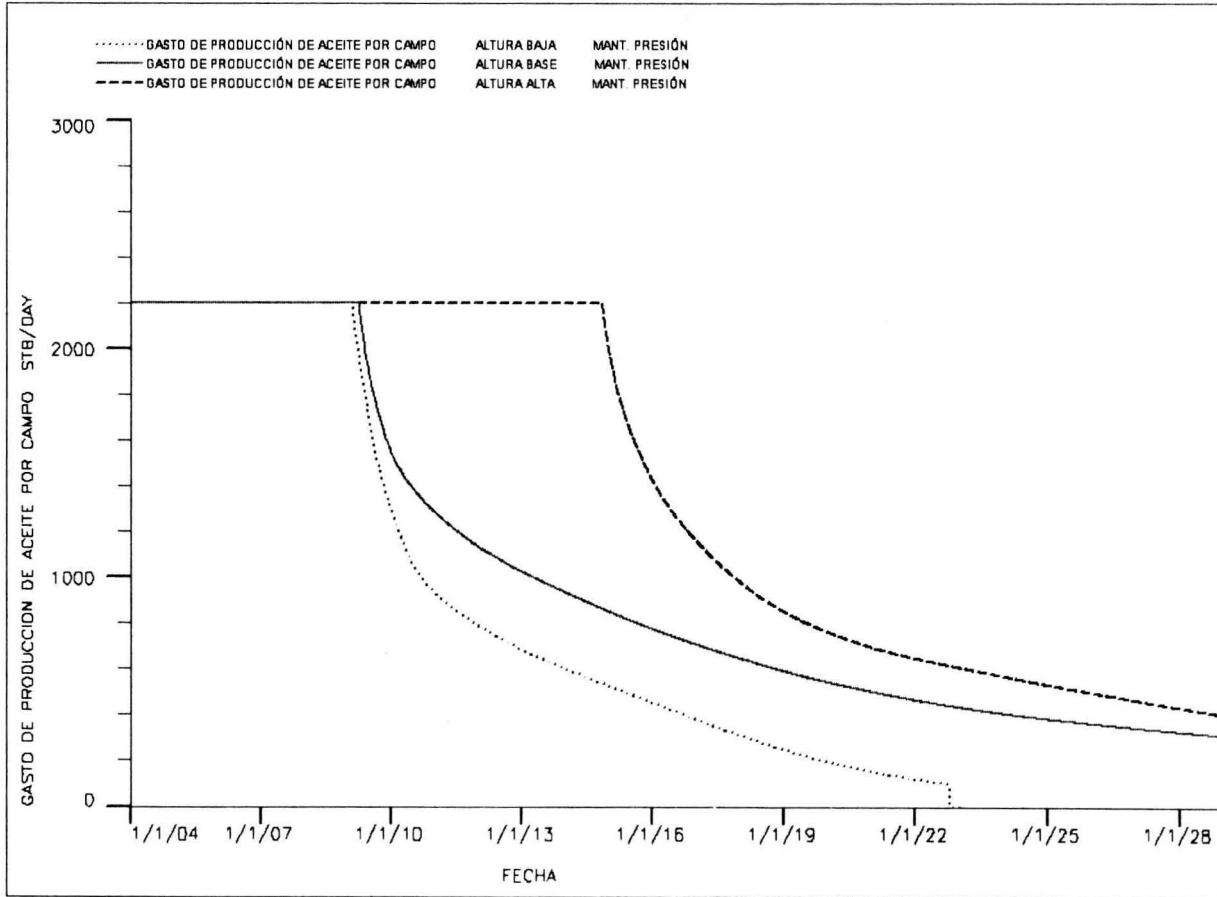


Figura. IV.17. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor la altura de los bloques.



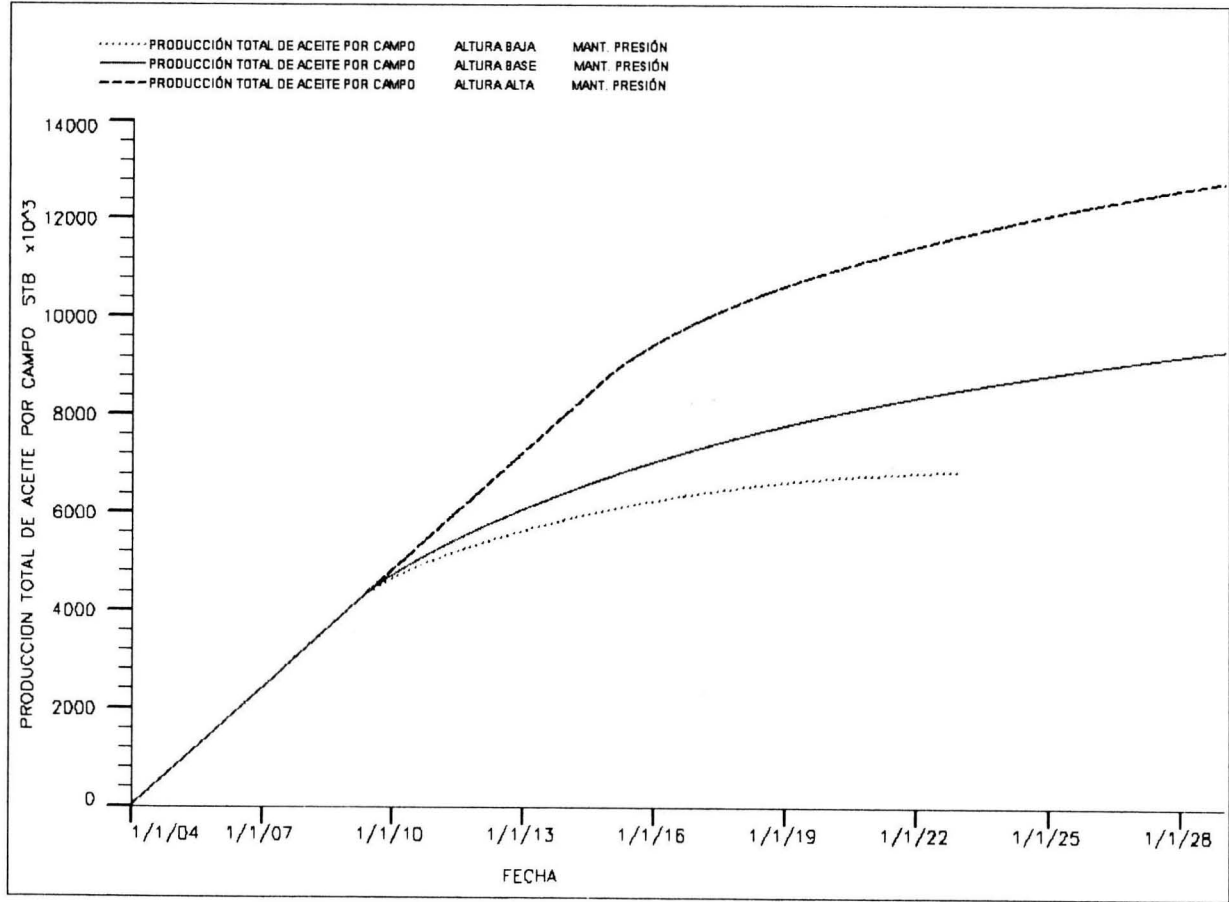


Figura. IV.18. Producciones totales de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de altura de los

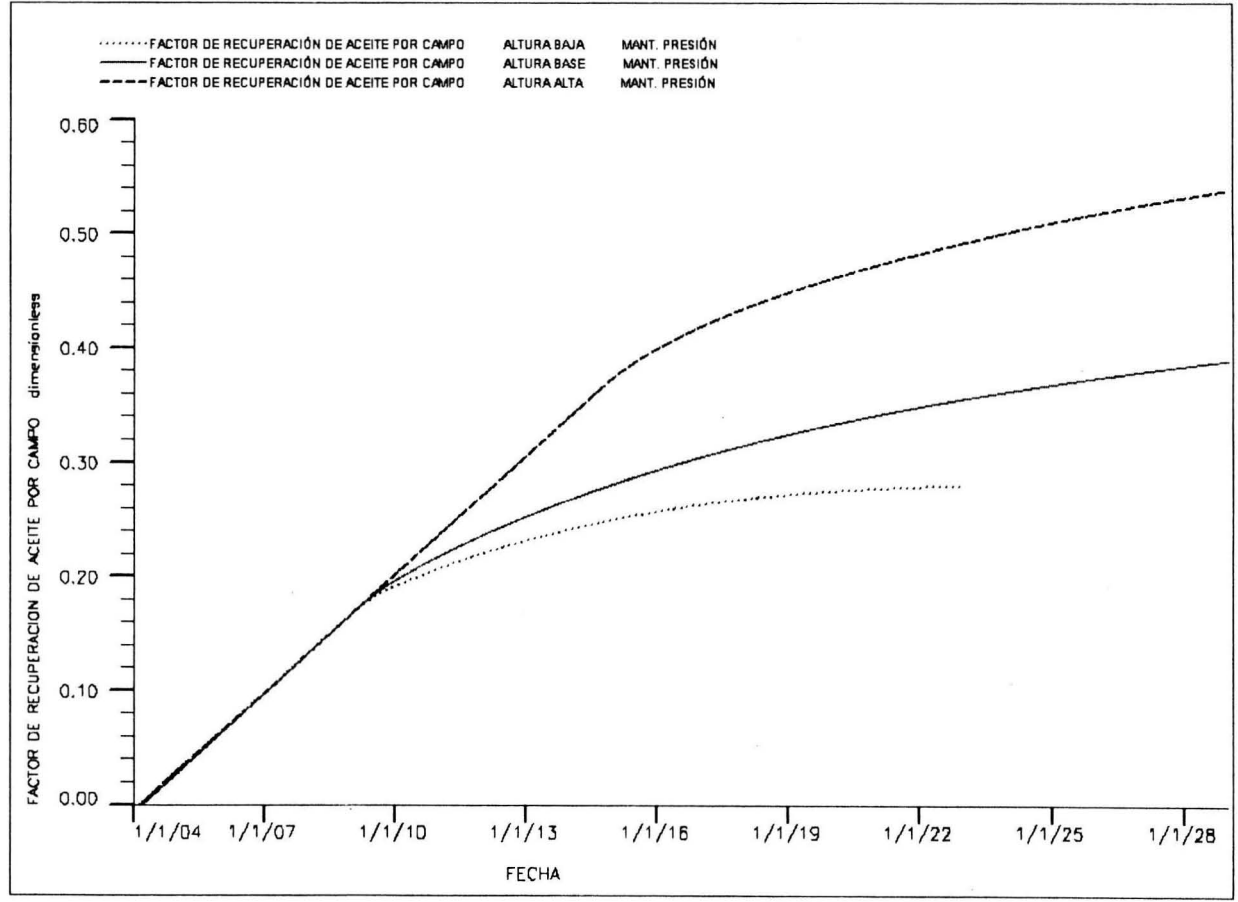


Figura. IV.19. Recuperaciones de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de altura de los bloques.

## IV.2 DECLINACIÓN DE PRESIÓN.

En un proceso con declinación de presión el yacimiento presenta liberación de gas del aceite, es por esto que el aceite bajo estas condiciones se produce a bajas relaciones de solubilidad gas-aceite.

Esto aparentemente sería un efecto negativo durante el proceso de drene, ya que la viscosidad del aceite aumenta a medida que se va liberando el gas de él; pero si consideramos que la zona desde donde se va a producir se mantiene a altos niveles de saturación de aceite a causa del drene gravitacional, y que además la liberación del gas va generando un casquete secundario de gas, lo que contribuye a que el drene sea más efectivo, entonces no se tendría porque dudar de la efectividad del drene gravitacional en el yacimiento.

Los valores de todos los parámetros que se variarán en el análisis de sensibilidad para declinación de presión, son los mismos utilizados en el caso de mantenimiento de presión.

### IV.2.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE $\sigma$ .

Para el caso de análisis de sensibilidad en el valor de sigma, los efectos que tiene ésta sobre el proceso de drene gravitacional en teoría son los mismos que se explicaron en el caso de mantenimiento de presión. Sólo que en éste caso se ésta considerando el efecto de la declinación de presión dentro del mecanismo de drene gravitacional, entonces se puede esperar una variación en los resultados de las corridas, por esto, a continuación se presentan los resultados para el caso de sensibilidad al valor de sigma.

Los dos casos que mantienen por más tiempo la plataforma de producción son los casos de sigma base y alta, el caso de baja sigma cae un poco antes, el análisis aquí es un poco complicado por la misma condición de declinación, ya que aquí la relación gas-aceite va variando más rápidamente.

Las relaciones de solubilidad para el caso de alta sigma se incrementa más rápidamente traduciéndose en una menor producción de aceite, pero a su vez disminuye la vida productiva del pozo, por esta razón es el caso en el que el pozo tarda un poco más en cerrarse, caso contrario sucede con el caso base y el de baja sigma, en donde las relaciones de solubilidad se incrementan hasta que el pozo se cierra.

El caso de sigma alta en donde se presenta más rápidamente la liberación de gas es por la misma condición de bloques de tamaño pequeño en donde el gas se mueve más rápidamente hacia la parte más alta estructuralmente, que es donde está ubicado el pozo productor, caso contrario sucede con el de sigma baja, en donde el bloque es mayor y el efecto se retarda.

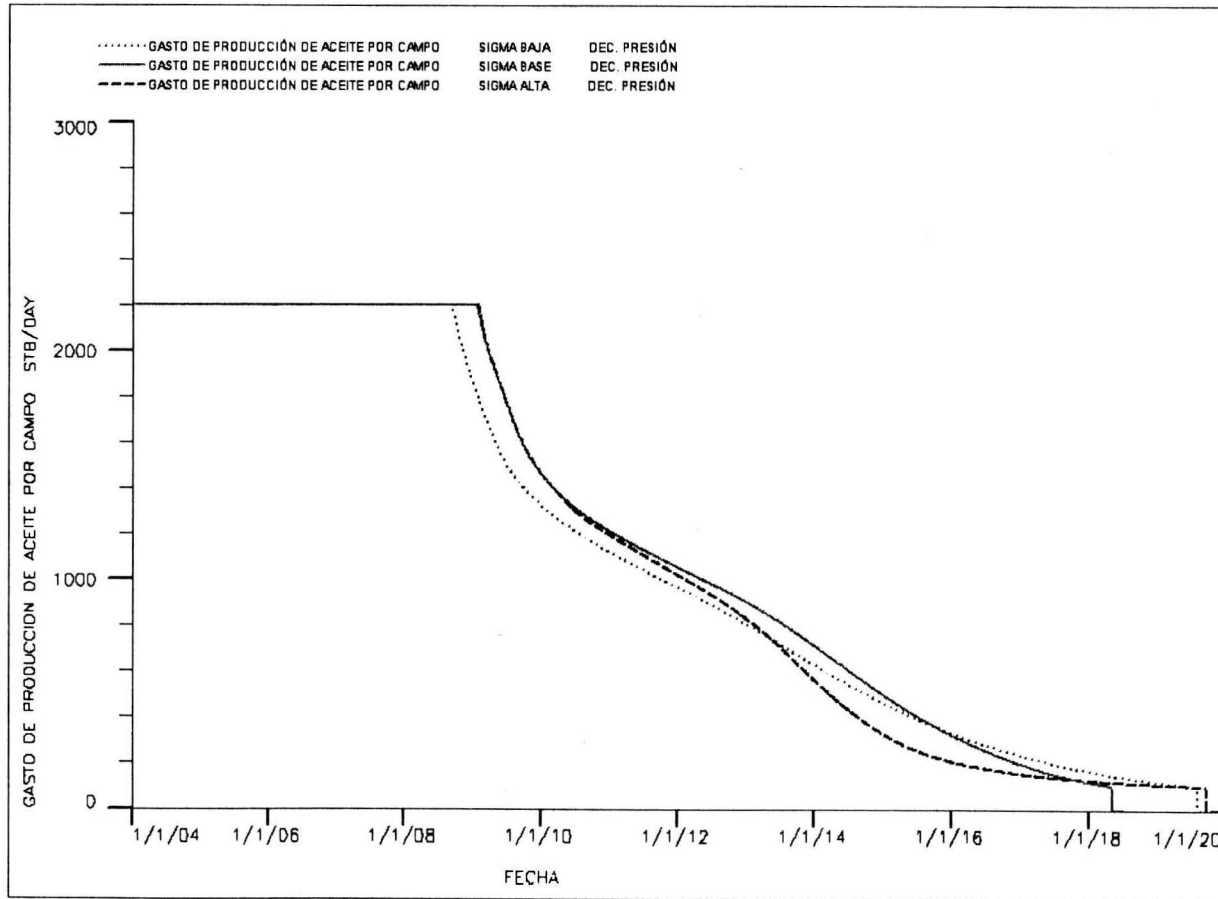


Figura. IV.20. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .

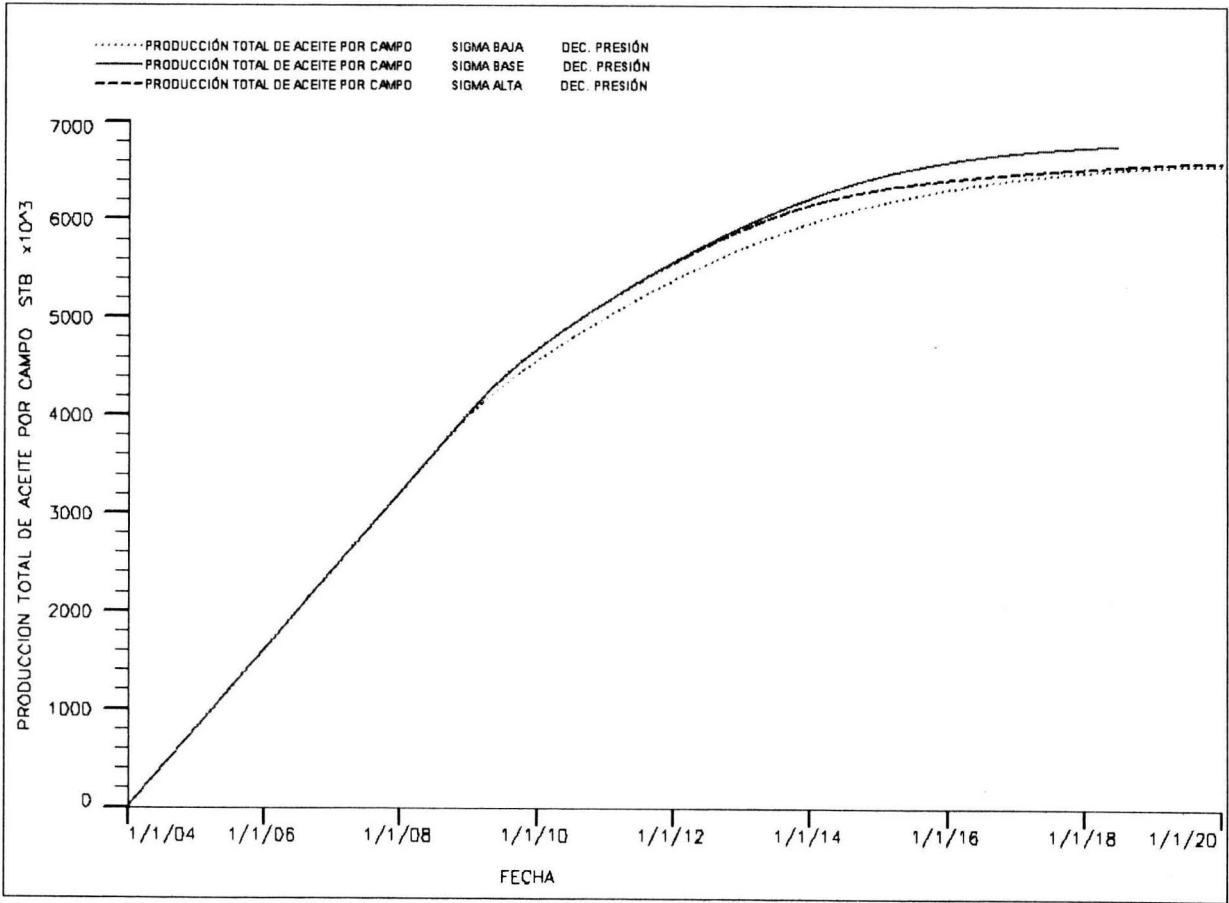


Figura. IV.21. Producción Total de Aceite para los tres casos de análisis de sensibilidad al valor de  $\sigma$ .

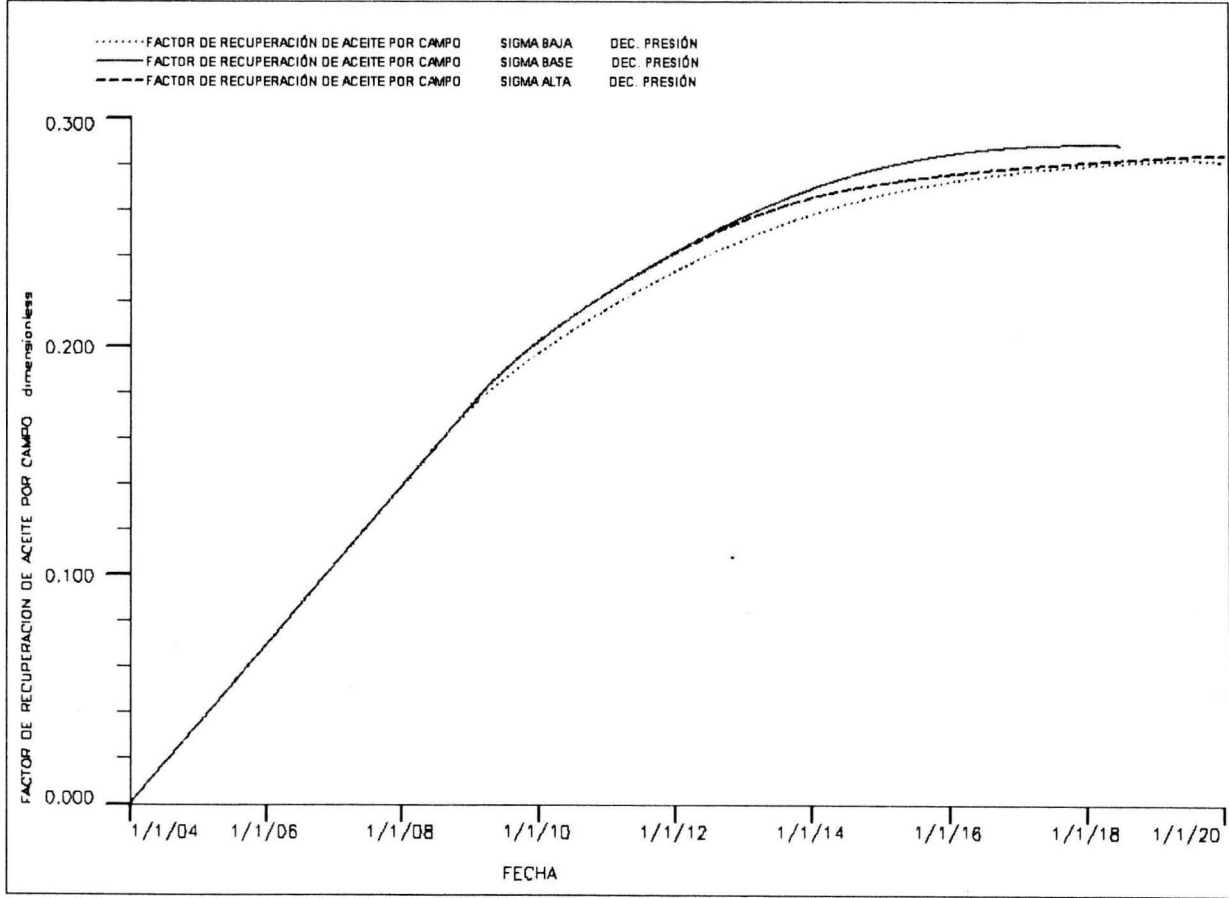


Figura. IV.22. Eficiencia de recuperaciones de aceite para los tres casos de sensibilidad para el valor de  $\sigma$ .

#### IV.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE LA PRESIÓN CAPILAR.

Otro de los factores muy importantes dentro del análisis de un yacimiento naturalmente fracturado sujeto a drene gravitacional es, sin duda el efecto de la magnitud de la presión capilar.

Como ya se ha comentado, en el mecanismo de drene gravitacional, la presión capilar puede producir efectos negativos en la recuperación y producción de aceite. Conocer el comportamiento del proceso de drene con declinación de presión variando la magnitud de éste parámetro, es el objetivo de ésta sección del trabajo.

Se tomó la magnitud de la presión capilar del caso base y se varió con un factor de 10, esto con el fin de obtener los casos bajo y alto de presión capilar. Los resultados de las corridas de sensibilidad se presentan a continuación.

Los gastos de producción de aceite por campo, son los siguientes: alto gasto de producción de aceite por campo para el caso de baja magnitud de presión capilar con respecto al caso base, y el menor gasto de producción de aceite por campo lo presenta el caso de alta magnitud de presión capilar con respecto al caso base.

El análisis de sensibilidad para el caso de presión capilar baja presenta un 2.085% más de producción total de aceite por campo con respecto al caso base, y un 8.185% menos de producción de aceite para el caso de alta magnitud de presión capilar con respecto al caso base.



El caso de baja presión capilar tenemos una relación gas-aceite de 2.0206 MSCF/STB con respecto al caso base, y el caso de magnitud mayor de presión capilar nos arroja una relación gas-aceite 5.5723 MSCF/STB con respecto al caso base.

La recuperación de aceite para éste caso se presenta de la siguiente manera, el caso de baja presión capilar posee la mayor recuperación de aceite con 32.658%, y el de menor recuperación lo posee el de alta presión capilar con 13.757% de recuperación, con respecto al caso base.

Como se puede apreciar los resultados más favorables los presenta el caso de baja presión capilar, y el que menores resultados de producción y recuperación presenta es el caso de alta presión capilar, siendo las diferencias muy grandes entre las dos corridas; esto es debido a que, las fuerzas capilares se oponen a la entrada de la fase no mojante (gas) dentro de la matriz, provocando que no exista un desplazamiento efectivo del aceite por el gas.

El desplazamiento pobre que ocurre cuando hacemos el análisis de sensibilidad para una magnitud mayor de presión capilar, se puede visualizar en la distribución final de saturaciones de aceite por bloques, en el cual las saturaciones al final de la simulación se mantiene a altos niveles, a diferencia del caso de la distribución de saturaciones de aceite para el caso de magnitud menor de presión capilar, en el cual se mantienen a bajos niveles de saturación, lo que significa que hubo un desplazamiento más efectivo de aceite por gas.

Con lo anterior podemos comprobar lo que en teoría se había dicho, a medida que las fuerzas capilares se incrementan las fuerzas gravitacionales se ven minimizadas, reflejándose en los resultados negativos de las corridas.

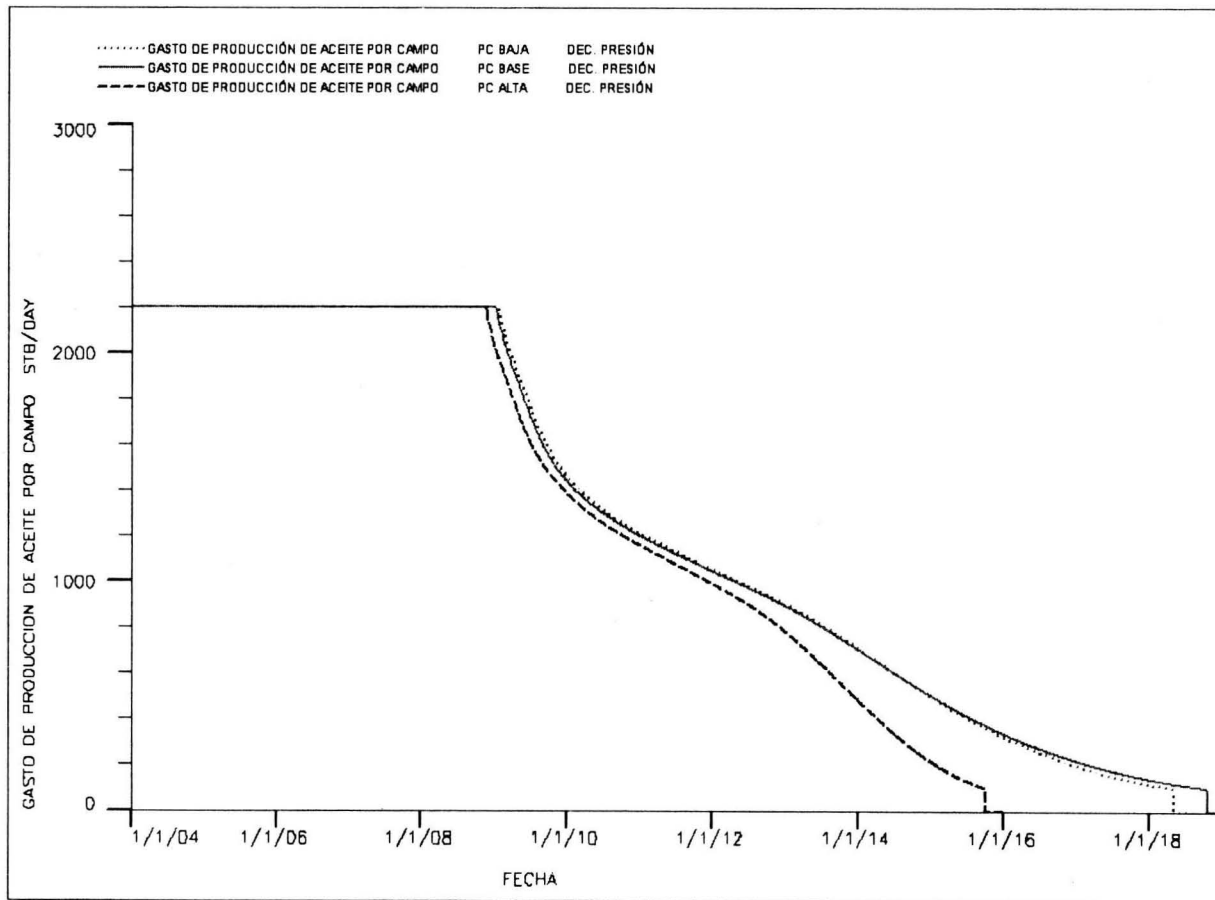


Figura.IV.23. Gasto de producción de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Presión Capilar.

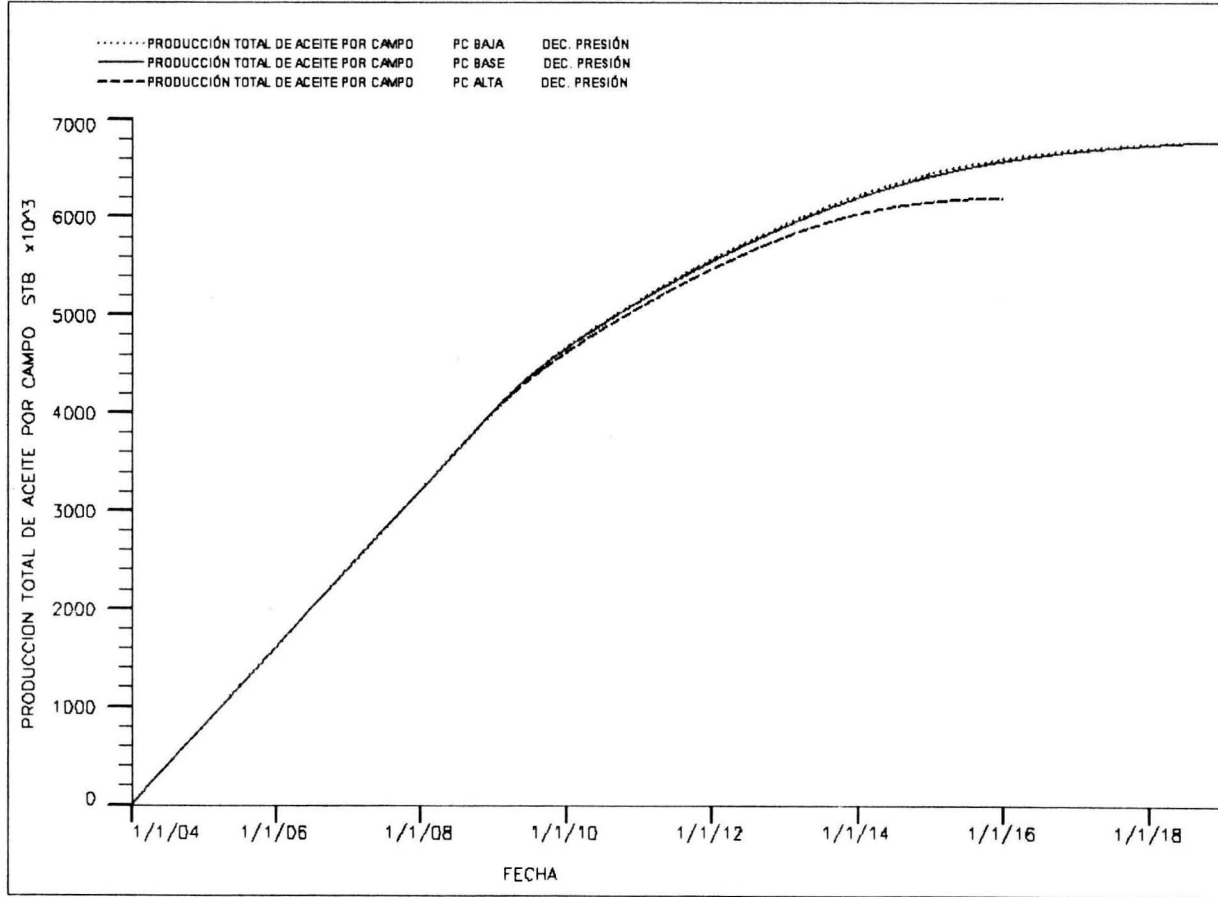


Figura.IV.24. Producción Total de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Presión Capilar.

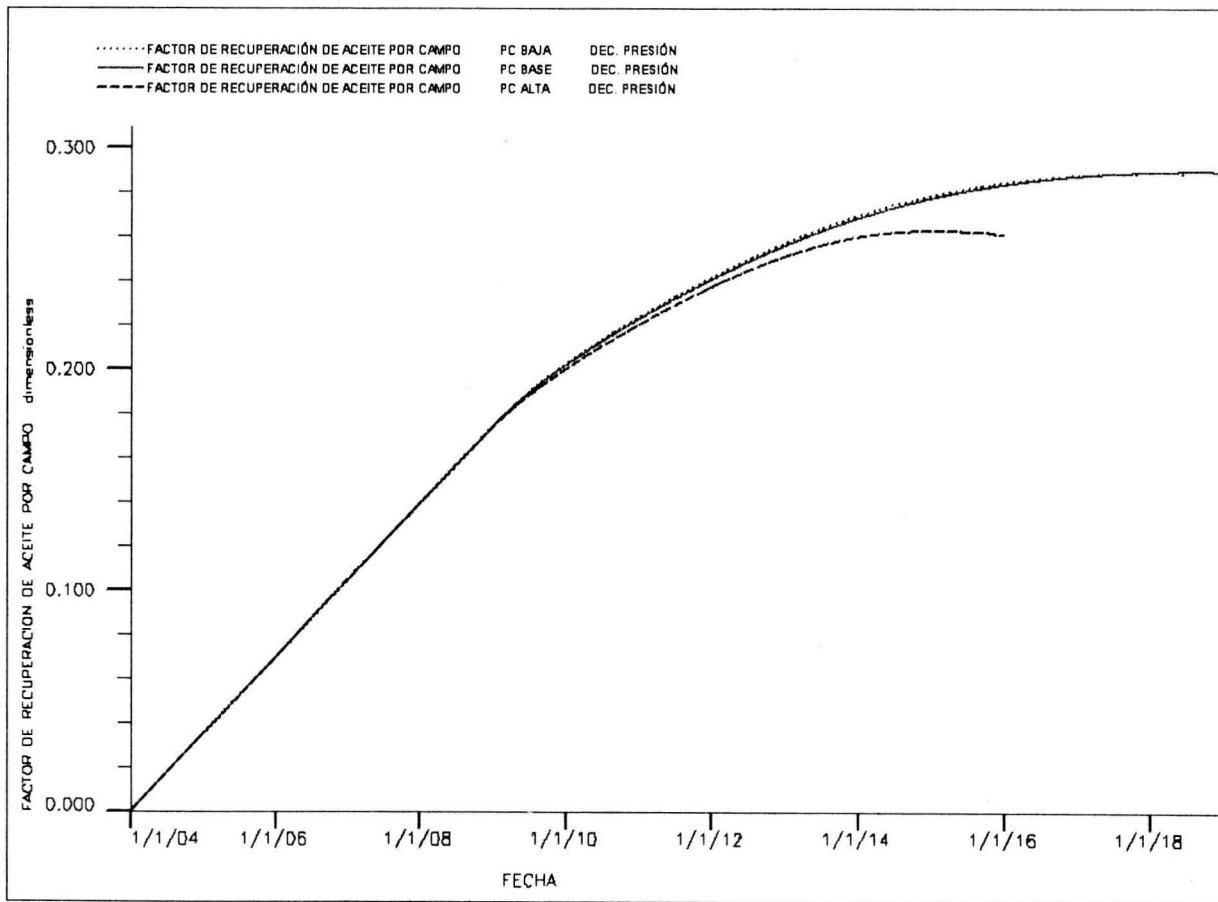


Figura.IV.25. Recuperaciones de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Presión Capilar.

### IV.2.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE LA ALTURA DEL BLOQUE (EN ECLIPSE DZMTRX).

Para que el mecanismo de drene gravitacional sea efectivo, hay que considerar uno de los parámetros que controlan la efectividad de éste proceso y es la altura del bloque; ya que por definición las fuerzas gravitacionales están en función de las altura de los bloques.

Es por lo anterior que se toma la altura de los bloques como parámetro de sensibilidad. El análisis de sensibilidad se hará con los mismos valores que tomaron para hacer el análisis de sensibilidad en el caso de mantenimiento de presión, es decir un factor de 10 para obtener los casos de baja y alta altura.

A continuación se muestran los resultados, de las corridas con las sensibilidades realizadas al caso base.

Los gastos de producción se presentan de la siguiente manera: el bloque de mayor altura mantiene un gasto de producción de aceite por campo mayor en comparación con los otros dos casos, y el caso en que la pila de bloques es más pequeño, mantiene durante menos tiempo el gasto de producción de aceite.

En cuanto a producción total por campo se tiene que las curvas presentan un comportamiento bastante similar, pero al final de la simulación quien presenta mayor producción total de aceite es el caso de baja altura con 1.156% más de producción que el caso base, le sigue el caso de una altura de pila de bloques mayor para el cual se tiene con 0.33% más de producción que el caso base.

Las recuperaciones de aceite se presentan de la siguiente manera, para el caso de baja altura de la pila tenemos una recuperación del 30.369% de recuperación, teniendo como antecedente que el caso base presenta una recuperación de 30.032%, le sigue el caso en el de alta altura de la pila de bloques con 30.251% de recuperación.

En cuanto a las relaciones gas-aceite, para el caso de baja altura tenemos una mayor relación gas-aceite comparado con los otros dos casos, caso contrario sucede con el caso de mayor altura de la pila de bloques para el cual se tiene baja relación gas-aceite en comparación con los otros dos casos.

En sí, podríamos pensar que entre más grande sea el bloques de simulación mayor recuperación y producción de aceite tendríamos, sólo que en éste caso los resultados se presentan al revés, esto es debido a que una altura de bloque mayor implica una mayor cantidad de hidrocarburos para ser desplazados.

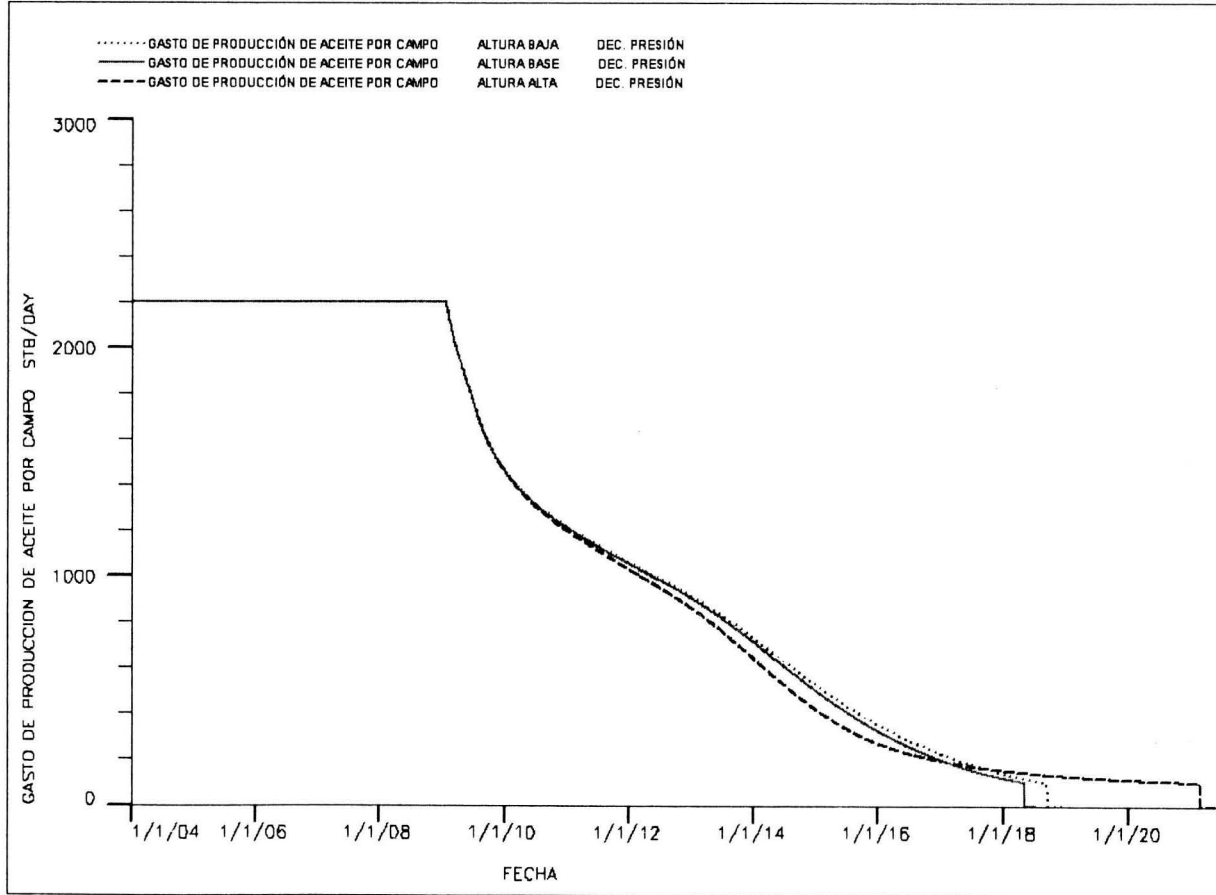


Figura.IV.26. Gastos de producción de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloque.

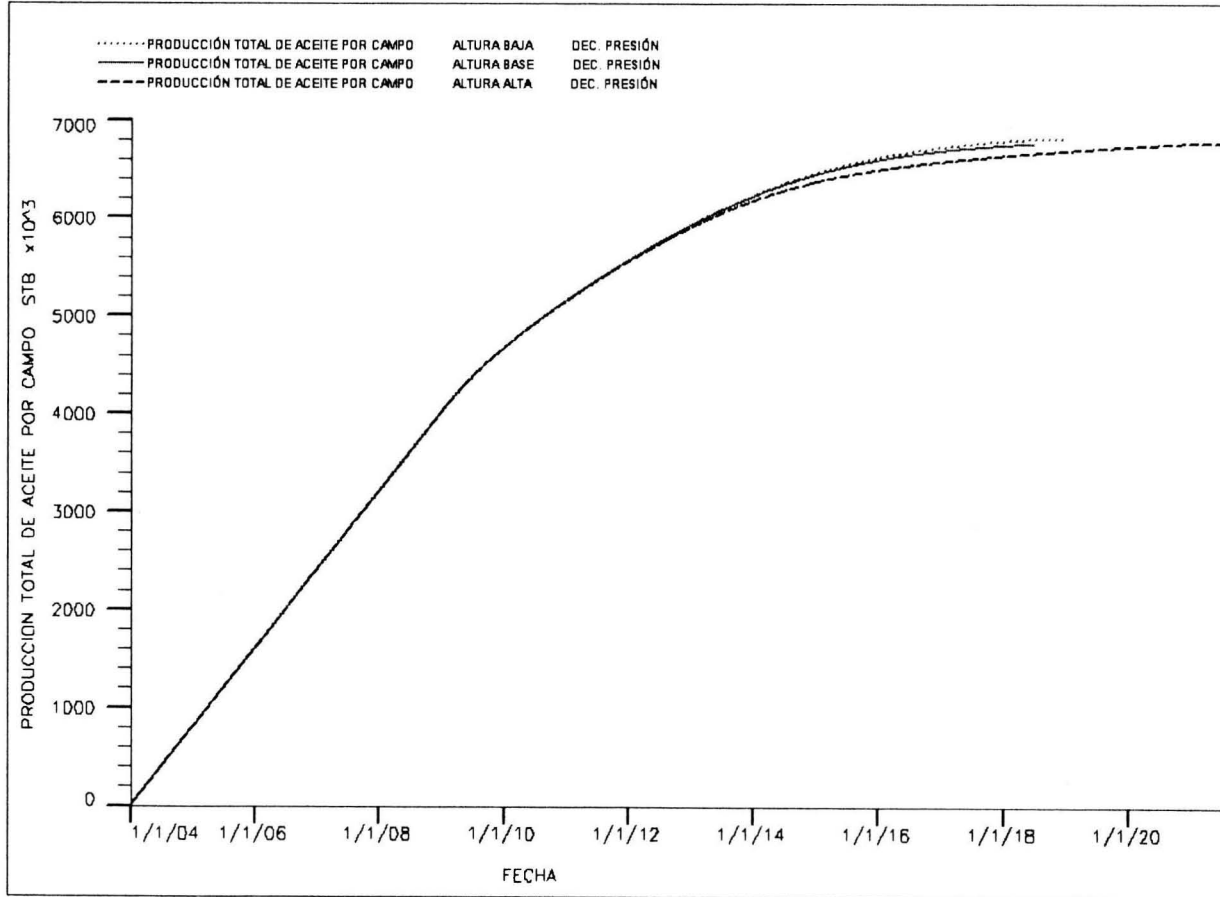


Figura.IV.27. Producción Total de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de bloque.



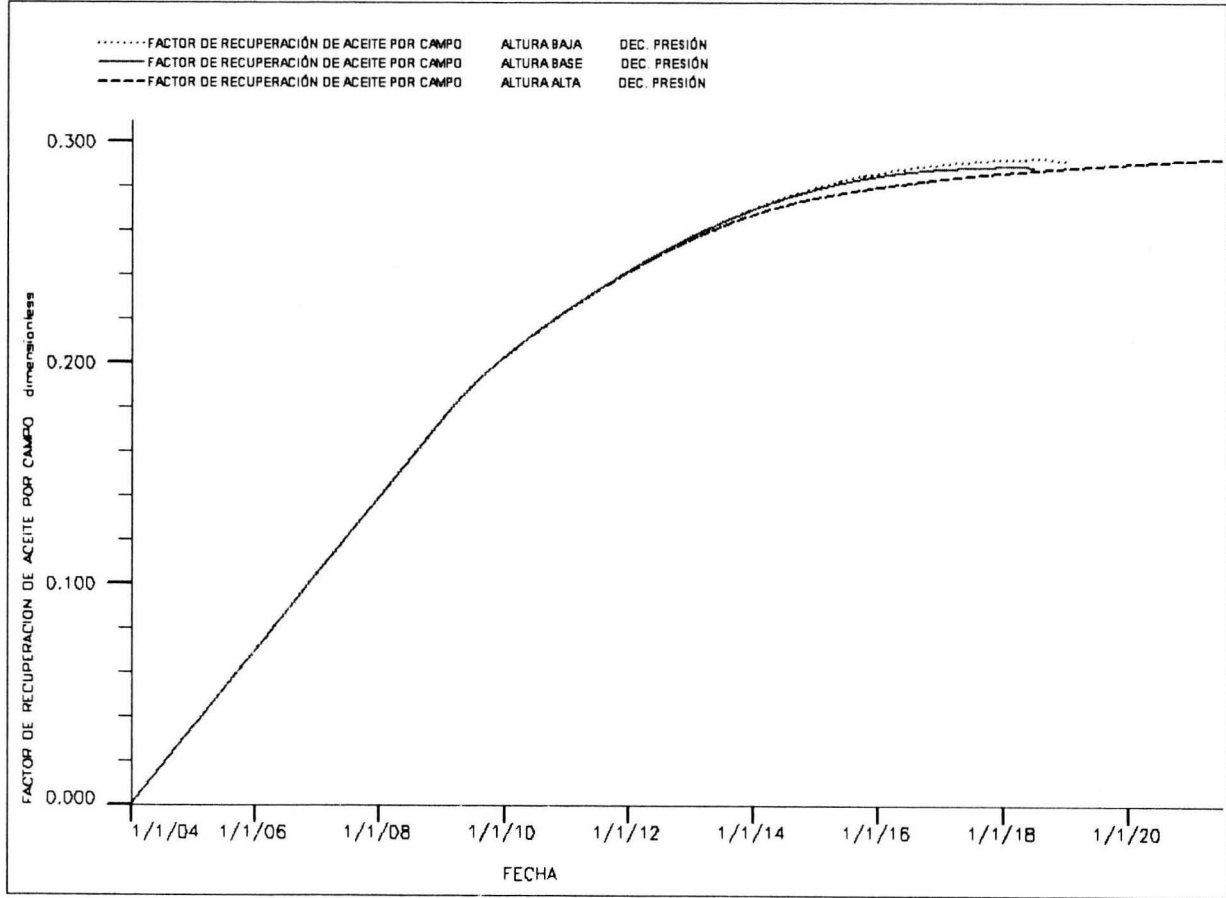


Figura.IV.28. Recuperaciones de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la altura de Bloqueo.

### **IV.3 MANTENIMIENTO A PRESIÓN VARIABLE.**

El objetivo de éste capítulo es realizar un análisis de los factores de recuperación de aceite que se obtienen, cuando no se tiene un mantenimiento de presión al 100%.

El análisis se hará cuando se tiene el 0, 25, 50 y 100% de la inyección total de gas, el primer caso corresponde cuando no se inyecta gas, que es el caso de declinación de presión y el último es el que se presenta en la primera parte de éste capítulo, que es el mantenimiento de presión.

Se realizarán las mismas sensibilidades que en los casos anteriores a los valores de sigma, presión capilar y altura de bloque, (baja, base y alta).

#### **IV.3.1 MANTENIMIENTO AL 50% DE LA INYECCIÓN TOTAL DE GAS.**

En ésta primera parte se inyectará el 50% de la cantidad total de gas, realizando las sensibilidades de Sigma, Presión Capilar y Altura de bloque.

##### **IV.3.1.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE SIGMA.**

El caso con el mayor gasto de producción lo presenta el caso de sigma alta ya que mantiene durante un tiempo mayor la producción de aceite comparado con el caso base, y el caso desfavorable es el caso de sigma baja.

La mayor recuperación de aceite total lo tiene el caso de sigma alta con un 46.368% de recuperación, con el caso base se obtiene 36.146% y el de sigma baja se obtiene el 28.692%.

Así mismo, la mayor producción total de aceite la tiene el caso de sigma alta con un 27% más de producción que el caso base, el de menor producción de aceite lo tiene el de sigma baja con 19.23% menos de producción que el caso base.

Al igual que en los casos anteriores el valor de sigma alta presenta los mejores resultados, a continuación se presentan los resultados.

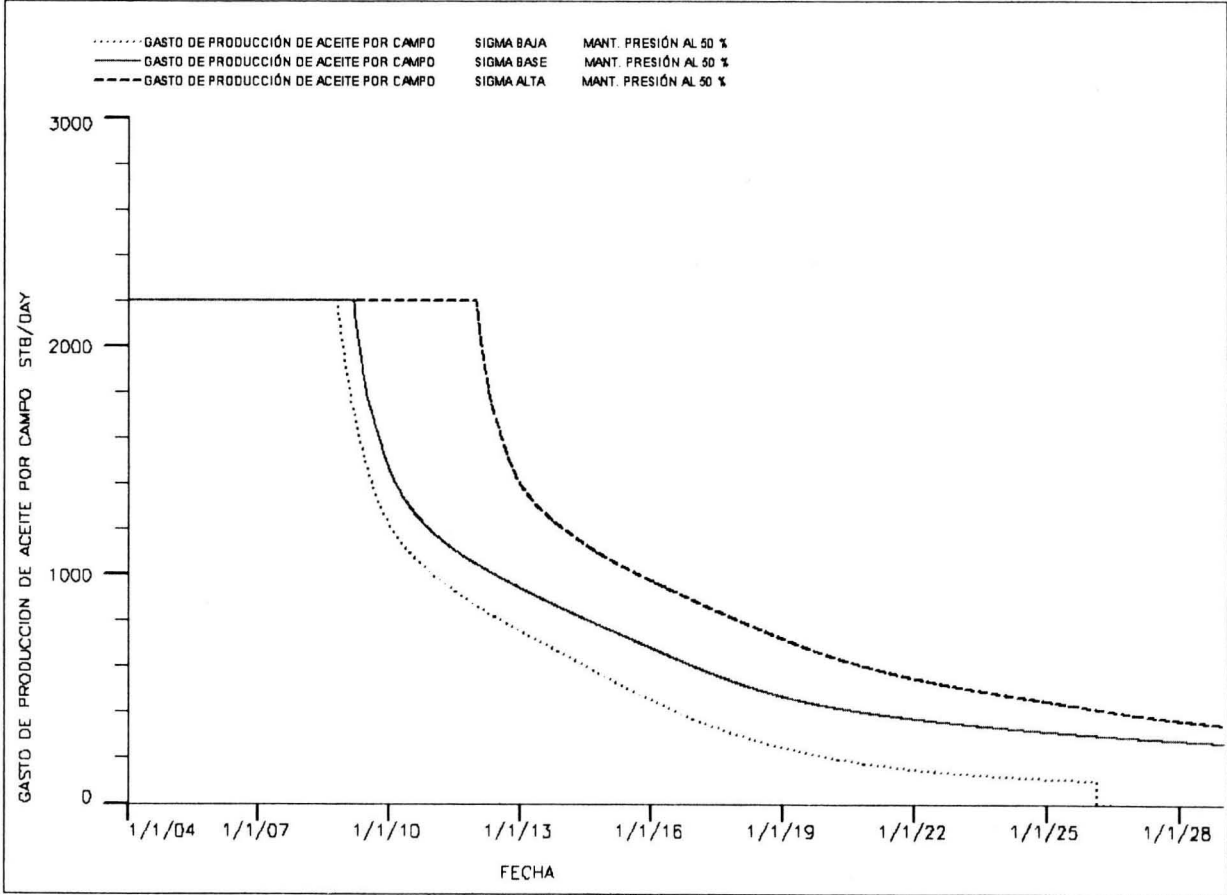
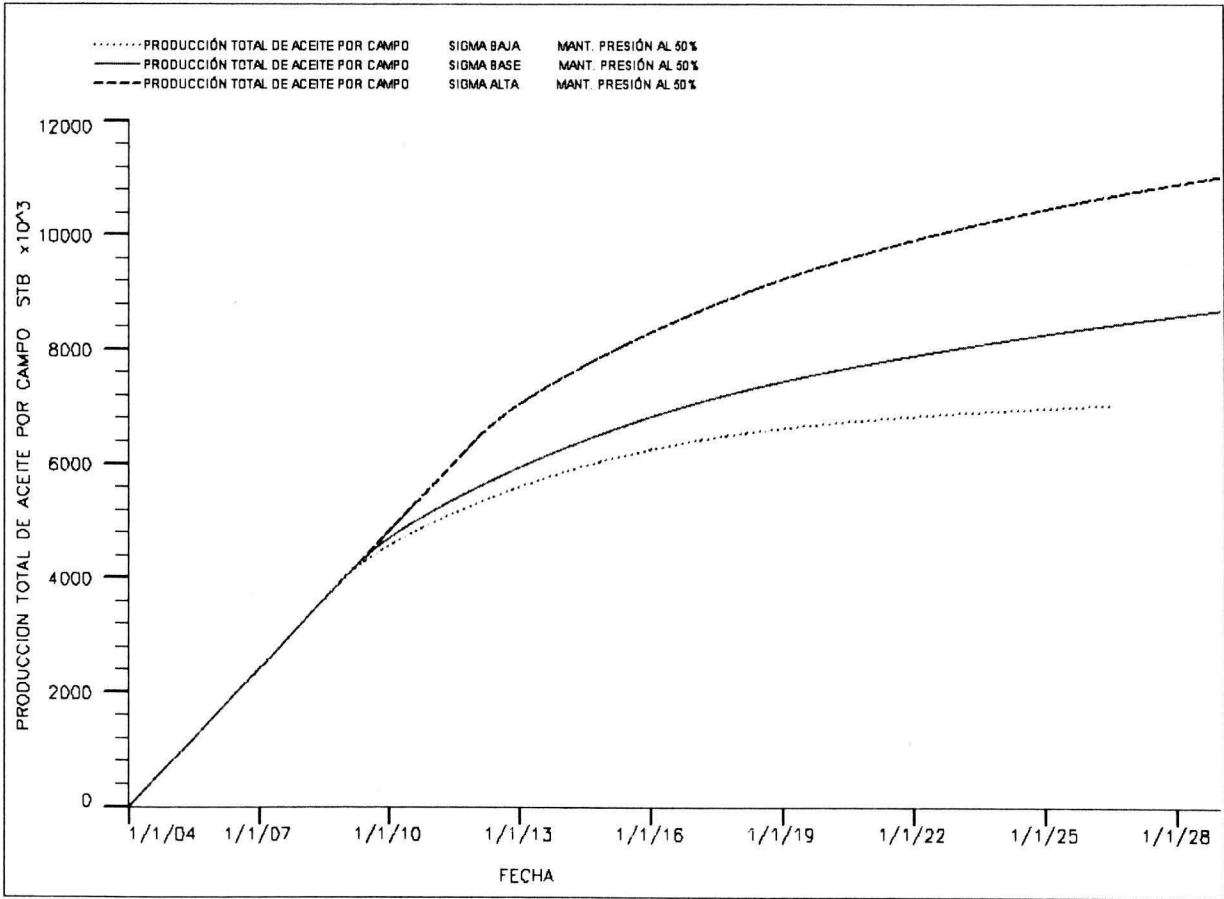


Figura. IV.29. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .



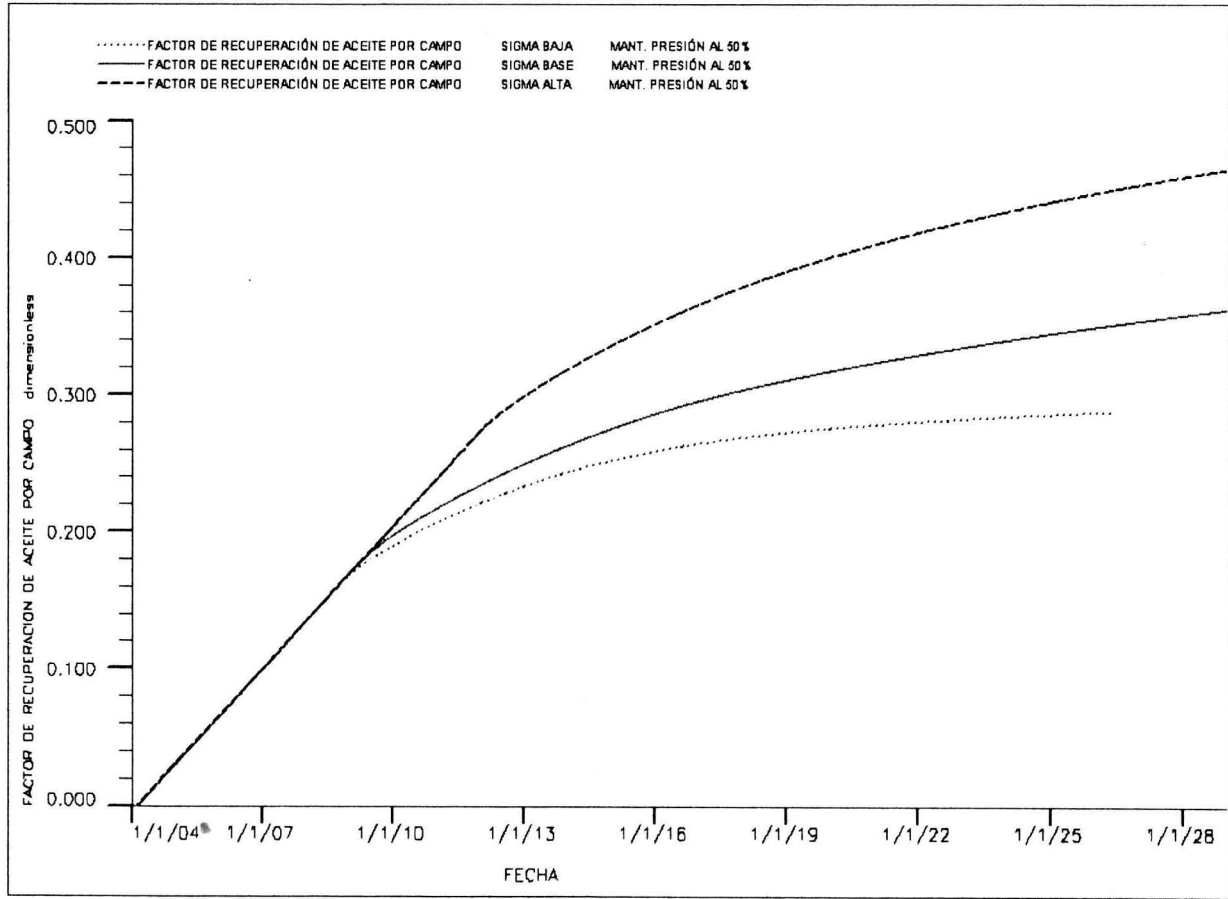


Figura 2.11. Factoro de Recuperación Total de Aceite para los tres casos de sensibilidad al nivel de drenaje.

#### IV.3.1.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE PRESIÓN CAPILAR.

El mayor gasto de producción de aceite se obtiene con el caso de presión capilar baja en comparación con el caso base, el caso más desfavorable es el caso de presión capilar alta.

La mayor recuperación de aceite se tiene en el caso de presión capilar baja con un 36.917% recuperación y el de menor recuperación lo presenta el caso de alta presión capilar con un 27.622% de recuperación, la recuperación en el caso base es de 36.146%.

Lo anterior representa que el caso de presión capilar baja tiene sólo el 2% más de producción acumulada, pero si se compara con el caso de presión capilar alta, ésta representa 22.44% menos que el reportado por el caso base.

Este comportamiento es el mismo que se observa en los ejemplos anteriores, por lo que el efecto de la presión capilar ya ha sido explicada en IV.1.

Los resultados del análisis anterior se presenta a continuación.

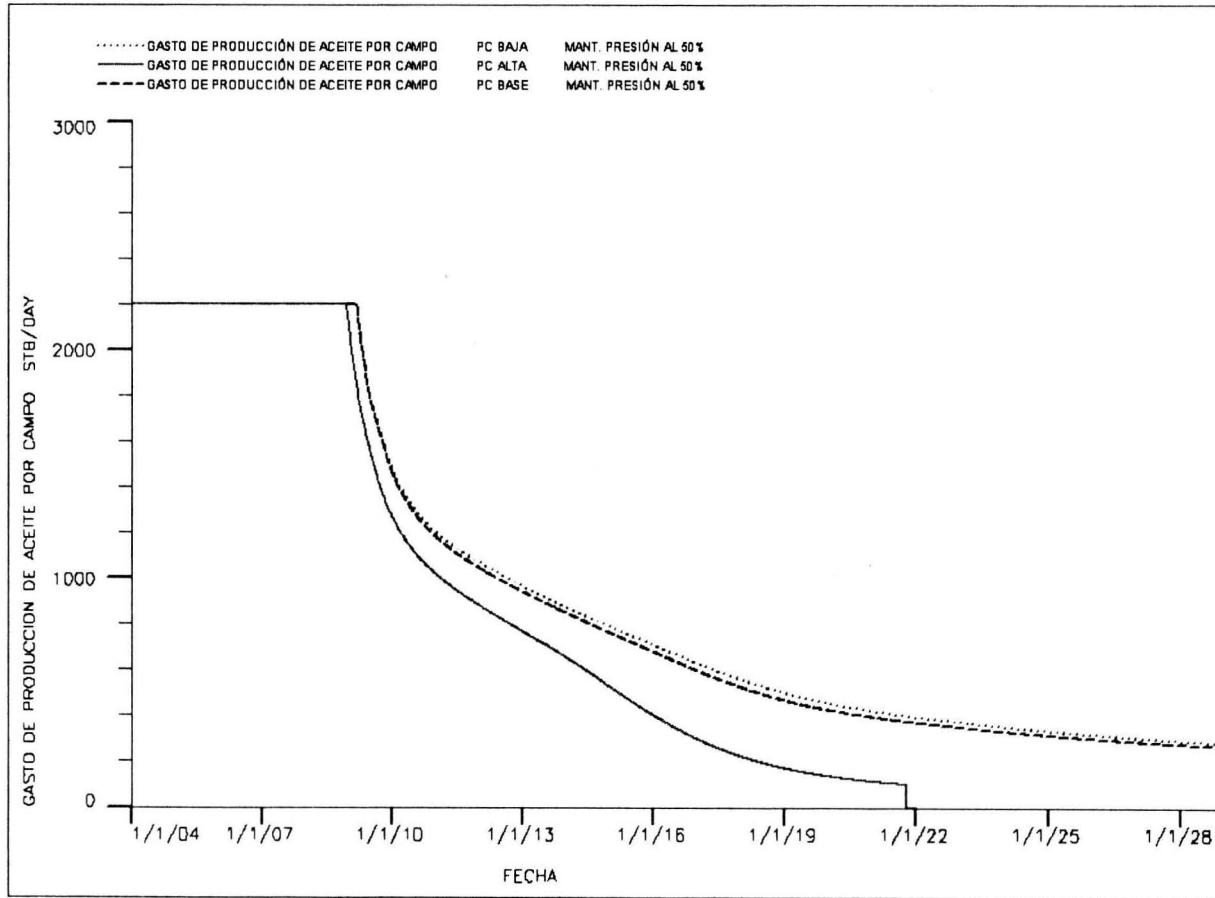


Figura. IV.32. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $P_c$ .



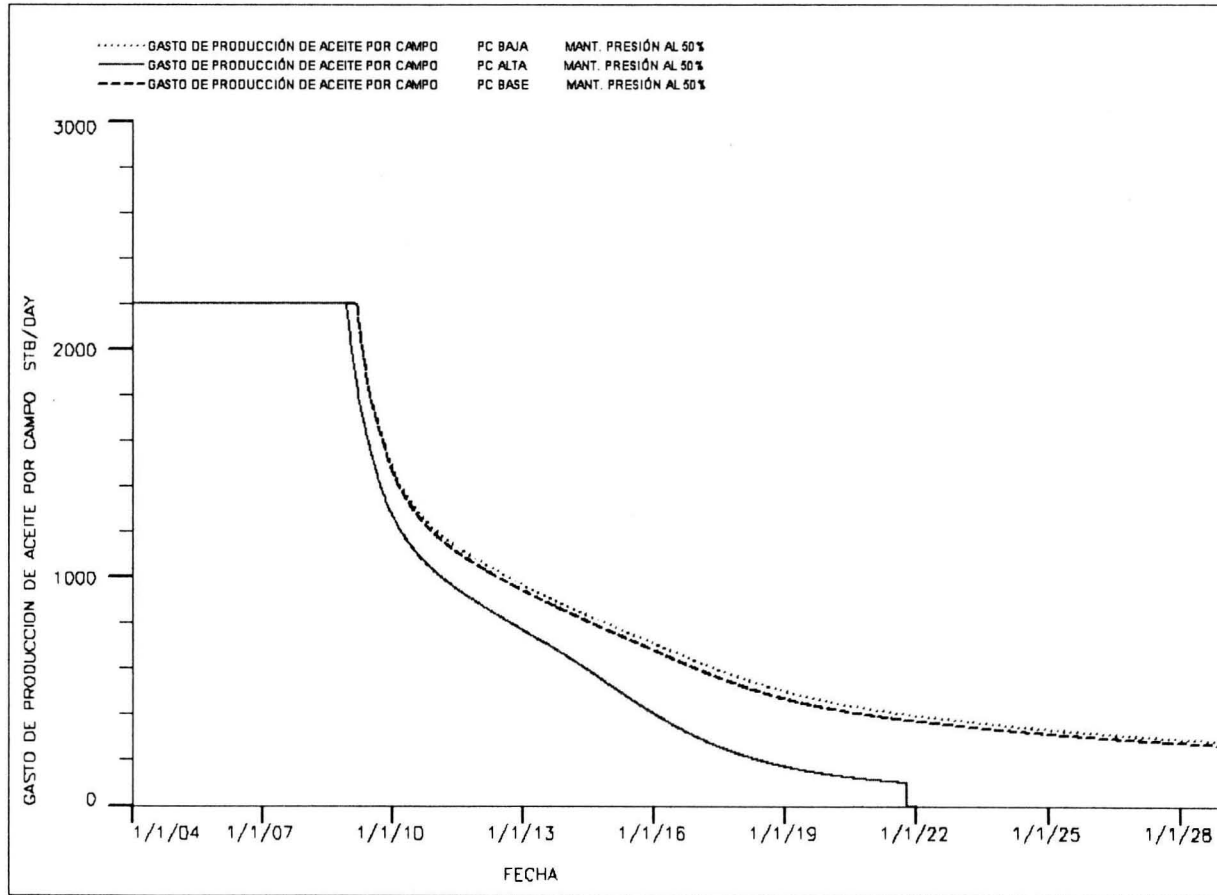


Figura. IV.33. Producción total de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de Pc.

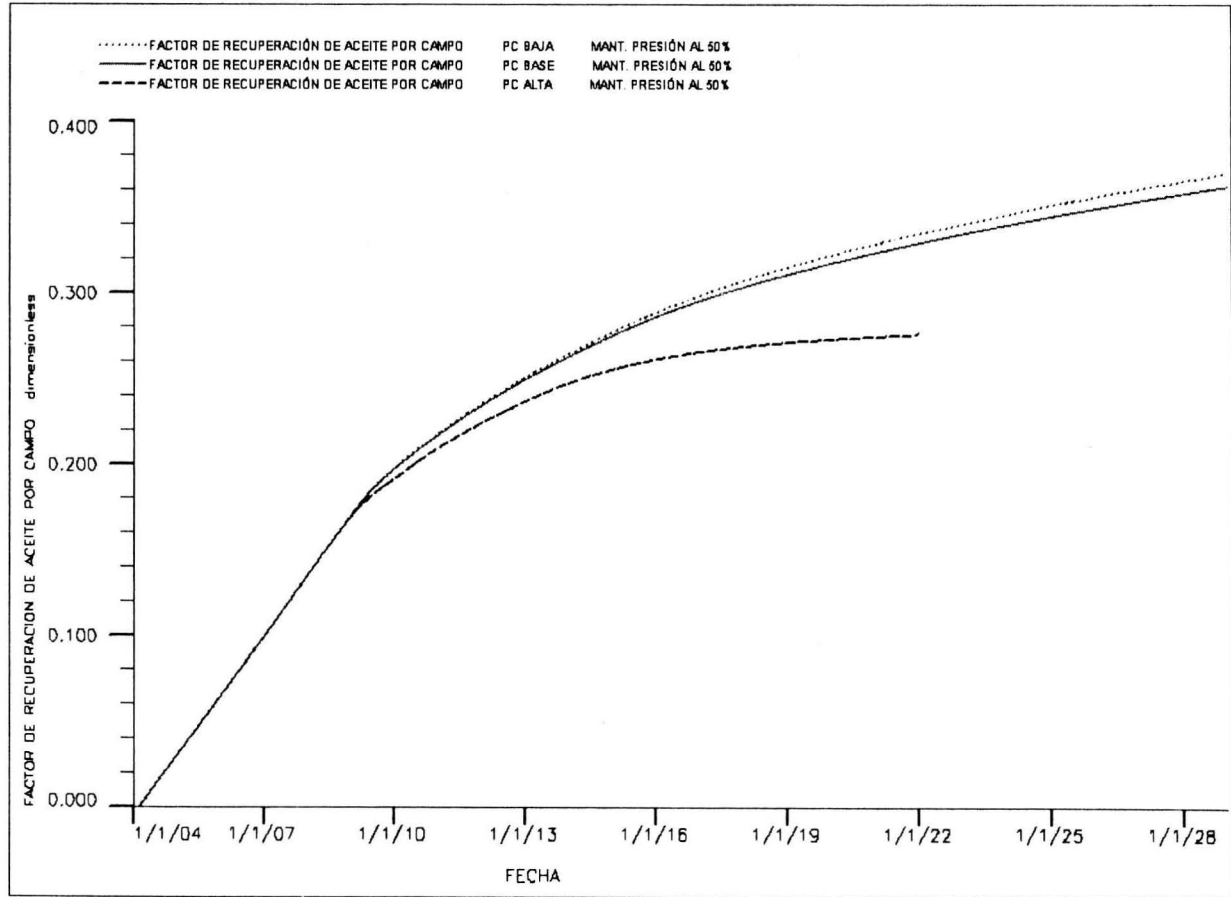


Figura. IV.34. Factor de recuperación de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de Pc.

#### IV.3.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE ALTURA DE BLOQUE (EN ECLIPSE DZMTRX).

El mismo comportamiento observado en el caso de mantenimiento de presión se observa en éste caso en donde la sensibilidad realizada al caso de altura de bloque considerable es la que arroja el mejor comportamiento de producción diaria de aceite, caso contrario sucede con el caso de altura baja de bloque, la cual presenta un pobre comportamiento de gasto de producción de aceite.

La producción total de aceite es muy considerable en el caso de altura de bloque alta, donde se tiene el 32.10% más de producción que el caso base, y el de altura de bloque baja presenta un 19.34% menos de producción que el caso base.

Lo anterior representa que el caso de mayor acumulada de aceite representa un 48.279% de recuperación, y el de menor acumulada representa un 28.651% de recuperación, el caso base arroja un 36.146% de recuperación de aceite.

La explicación del efecto de la altura de bloque ya se indicó en el caso de mantenimiento de presión.

A continuación se presentan los resultados de ésta sensibilidad.

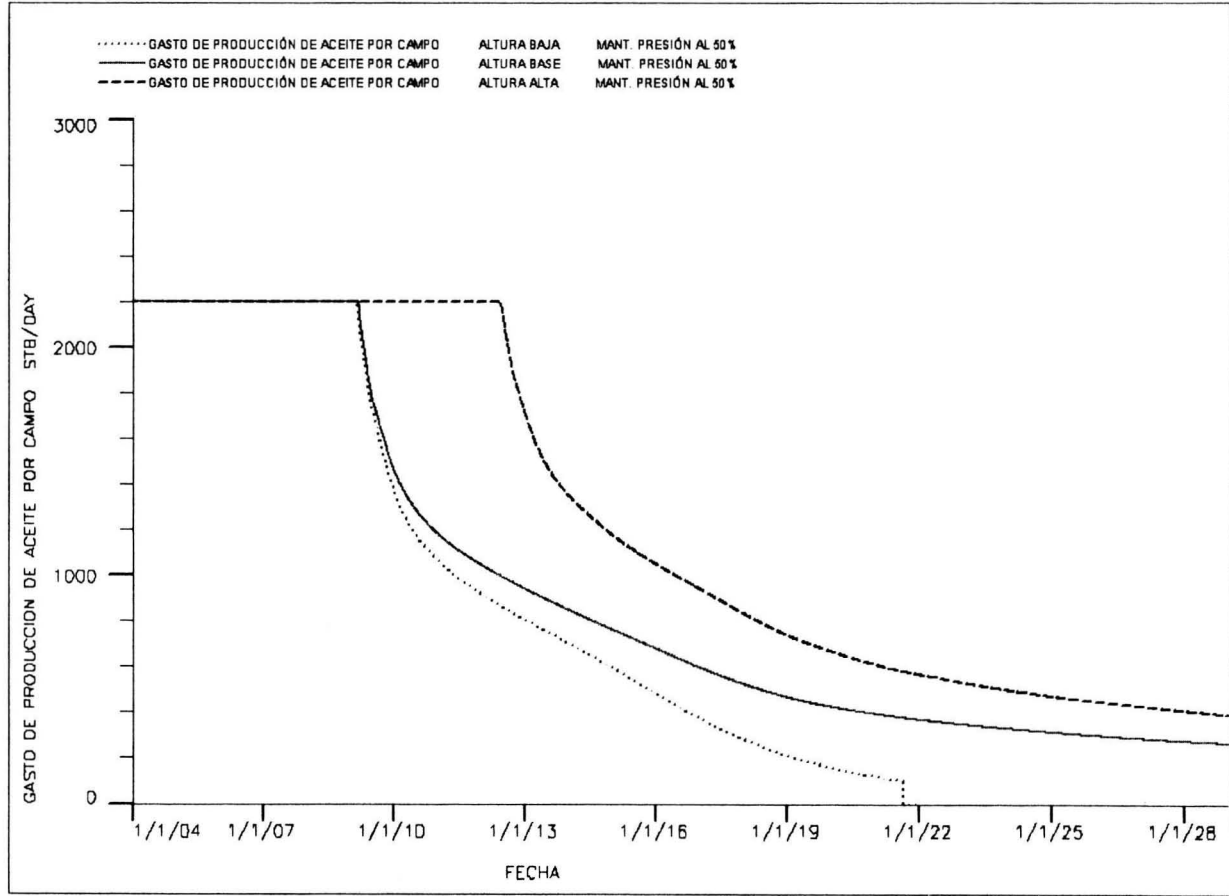


Figura.IV.35. Gastos de producción de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloque.

001

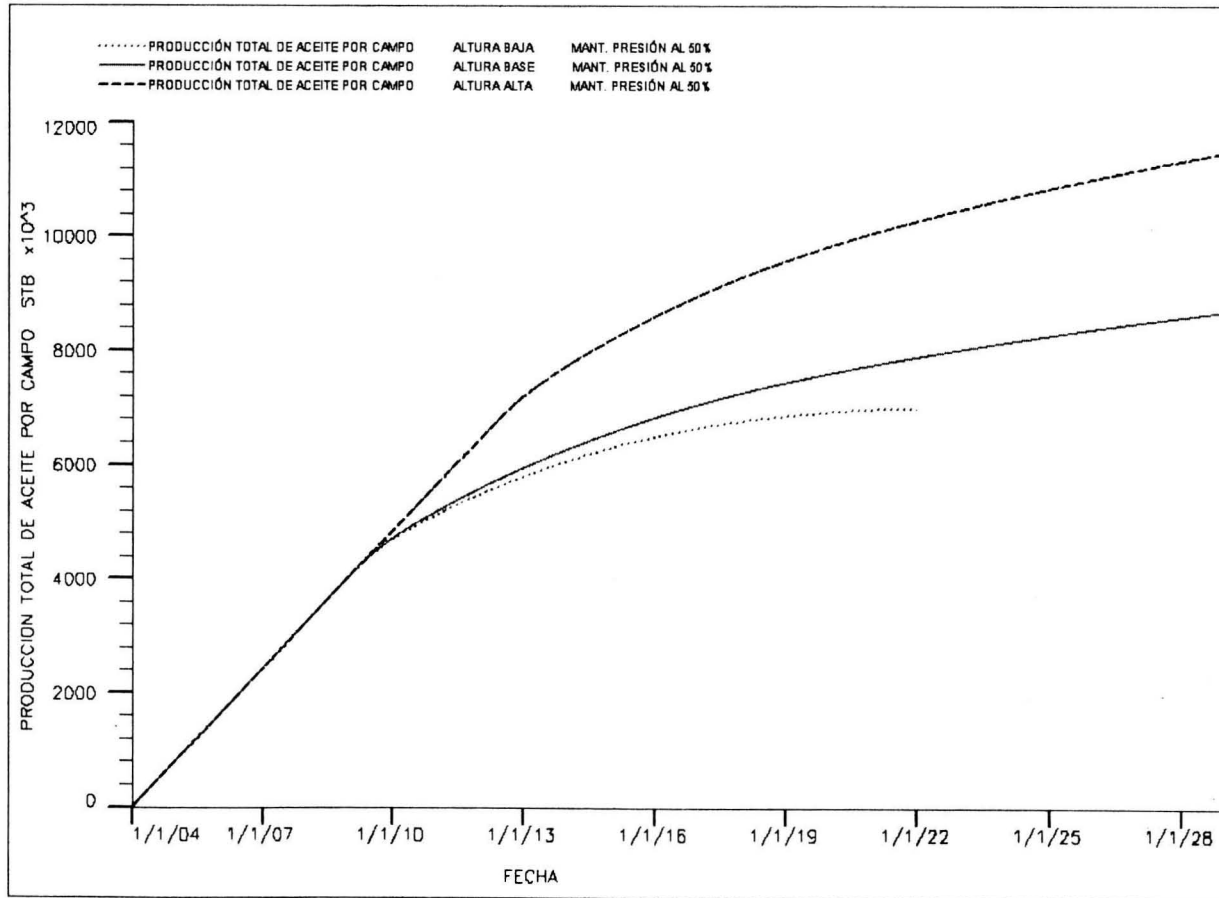


Figura.IV.36. Prducción de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloque.

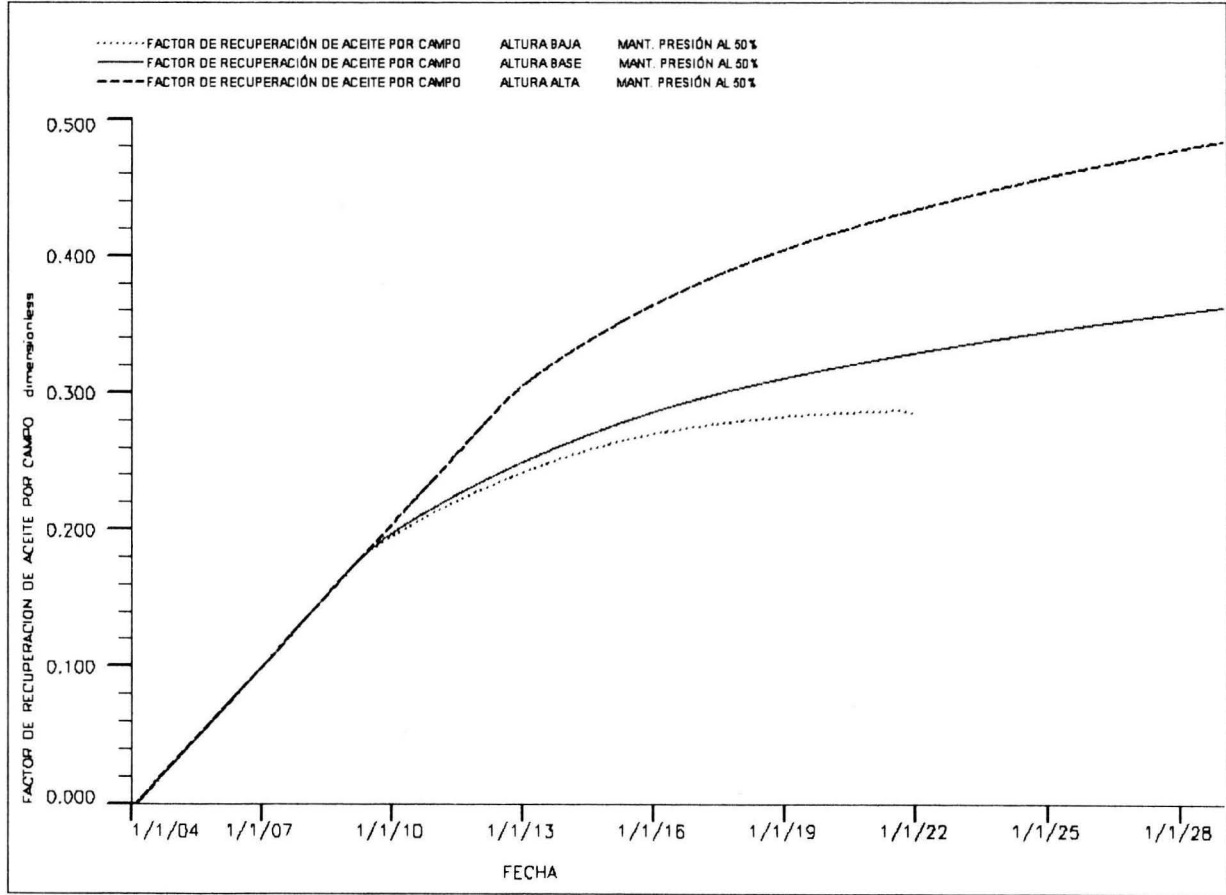


Figura.IV.37. Factor de Recuperación de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloqueo.

## **IV.3.2 MANTENIMIENTO AL 25% DE LA INYECCIÓN TOTAL DE GAS.**

### **IV.3.2.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE SIGMA.**

El caso con el mayor gasto de producción lo presenta el caso de sigma alta ya que mantiene durante un tiempo mayor la producción de aceite comparado con el caso base, y el caso desfavorable es el caso de sigma baja.

La mayor recuperación de aceite total lo tiene el caso de sigma alta con un 41.46% de recuperación, con el caso base se obtiene 34.194% y el de sigma baja se obtiene el 28.495%.

Así mismo, la mayor producción total de aceite la tiene el caso de sigma alta con un 20% más de producción que el caso base, el de menor producción de aceite lo tiene el de sigma baja con 15.36% menos de producción que el caso base.

Al igual que en los casos anteriores el valor de sigma alta presenta los mejores resultados, a continuación se presentan los resultados.

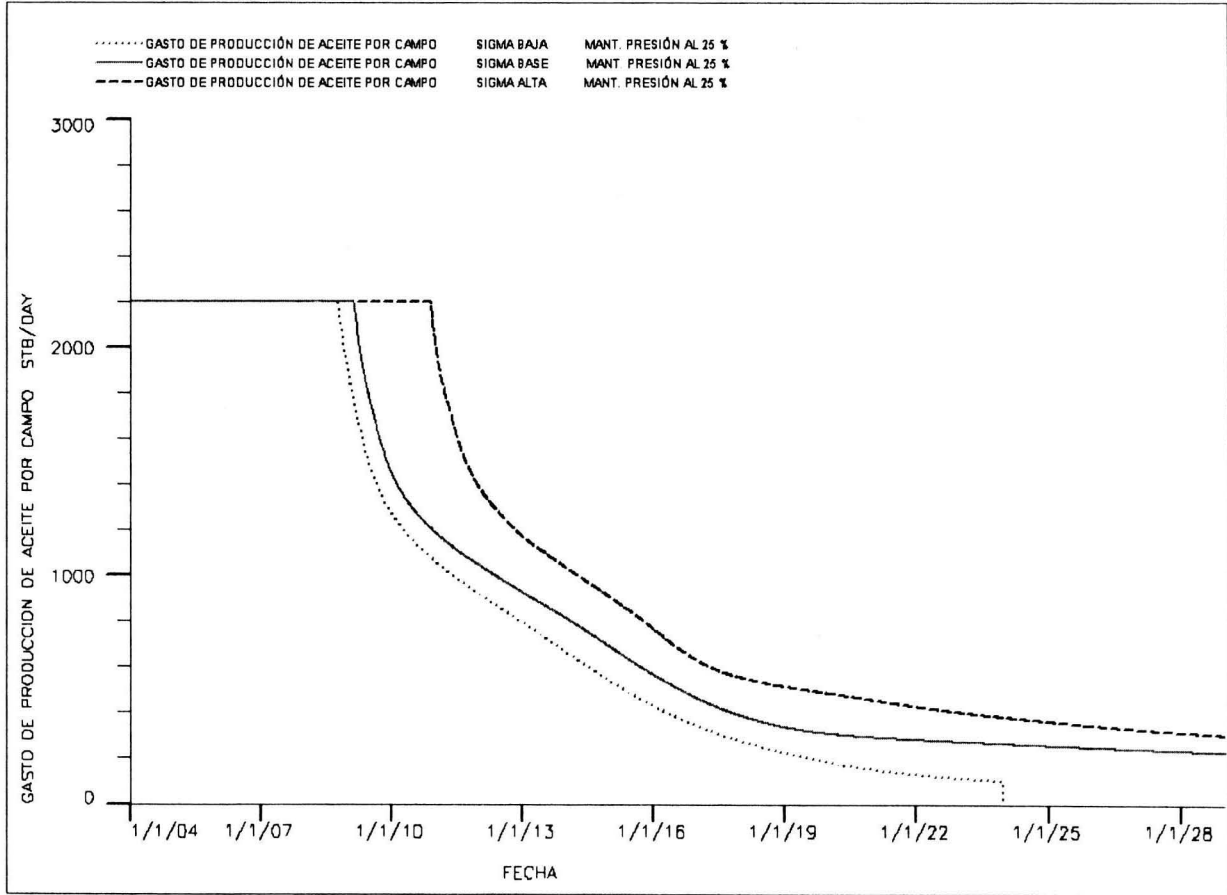


Figura. IV.38. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .



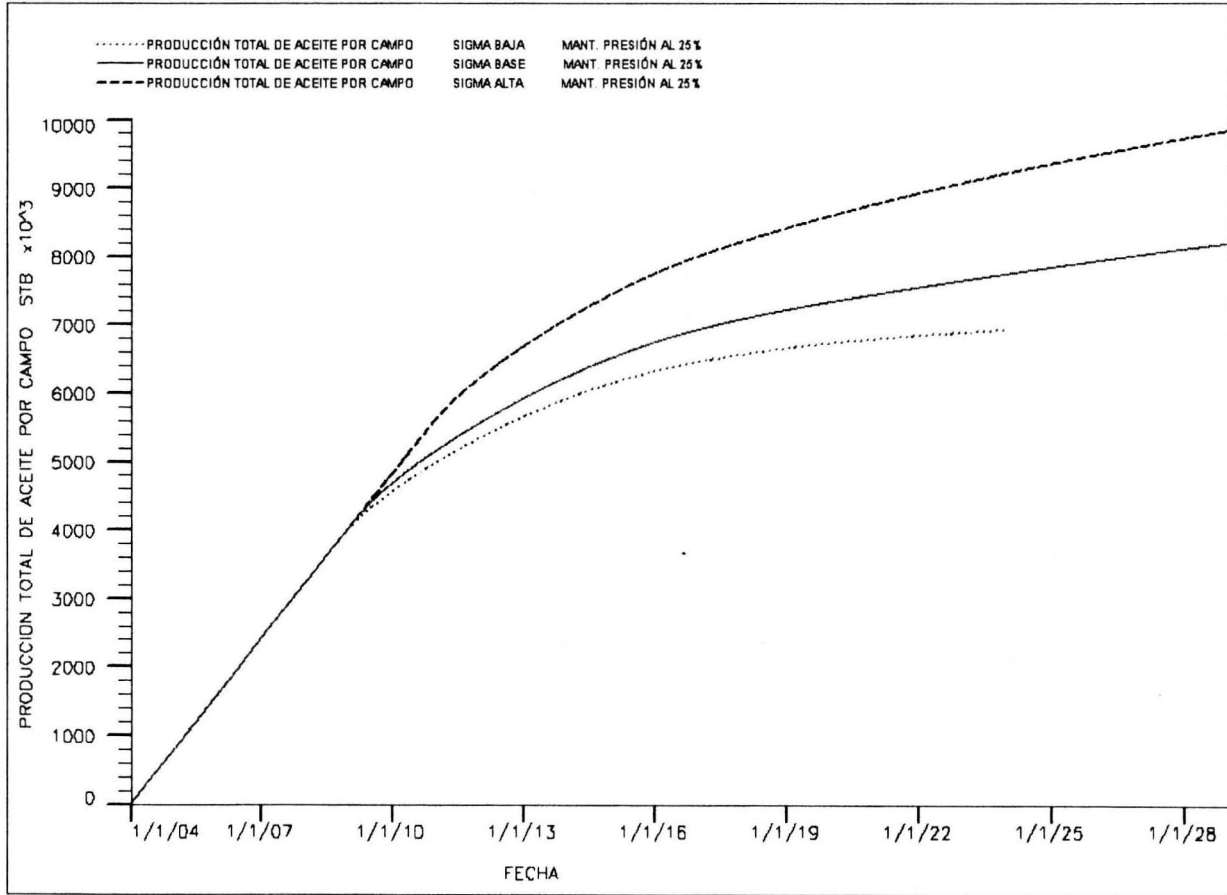


Figura. IV.39 Producción Total de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .

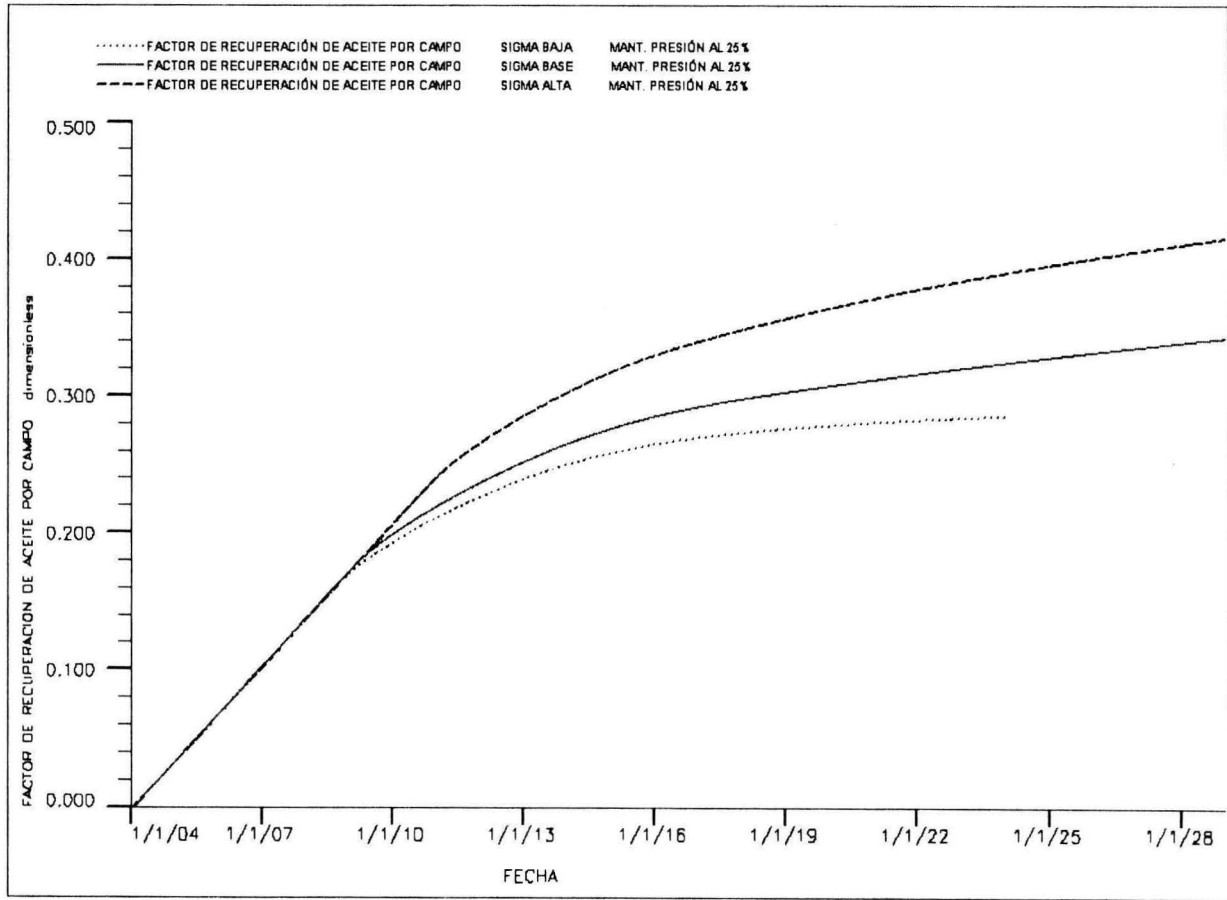


Figura. IV.40 Factor de recuperación de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $\sigma$ .

#### IV.3.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE PRESIÓN CAPILAR.

El mayor gasto de producción de aceite se obtiene con el caso de presión capilar baja en comparación con el caso base, el caso más desfavorable es el caso de presión capilar alta.

La mayor recuperación de aceite se tiene en el caso de presión capilar baja con un 34.678% recuperación y el de menor recuperación lo presenta el caso de alta presión capilar con un 27% de recuperación.

Lo anterior representa que el caso de presión capilar baja tiene sólo el 1.3% más de producción acumulada, pero si se compara con el caso de presión capilar alta, ésta representa 19.59% menos que el reportado por el caso base.

Este comportamiento es el mismo que se observa en los ejemplos anteriores, por lo que el efecto de la presión capilar ya ha sido explicada en IV.1.

Los resultados del análisis anterior se presenta a continuación.

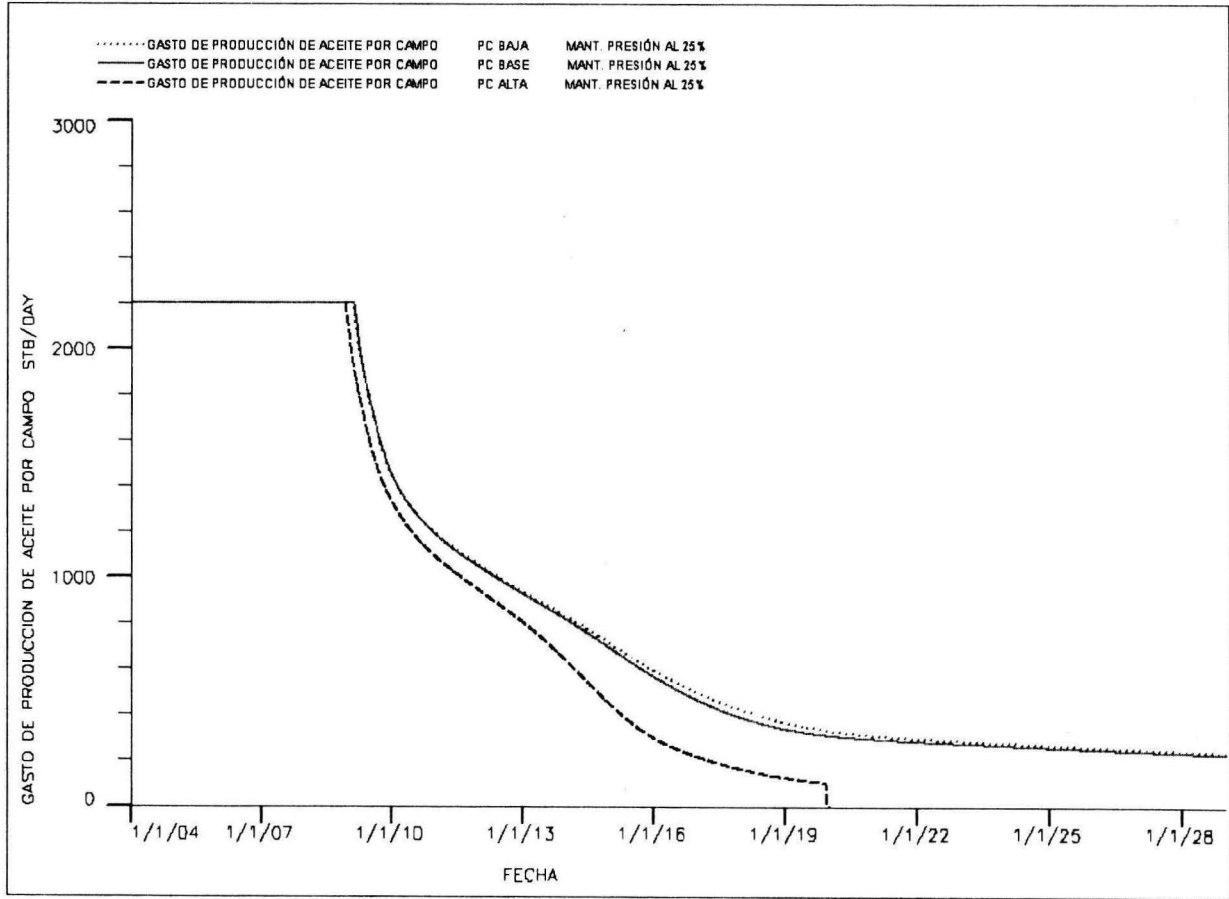


Figura. IV.41. Gastos de producción de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $P_c$ .

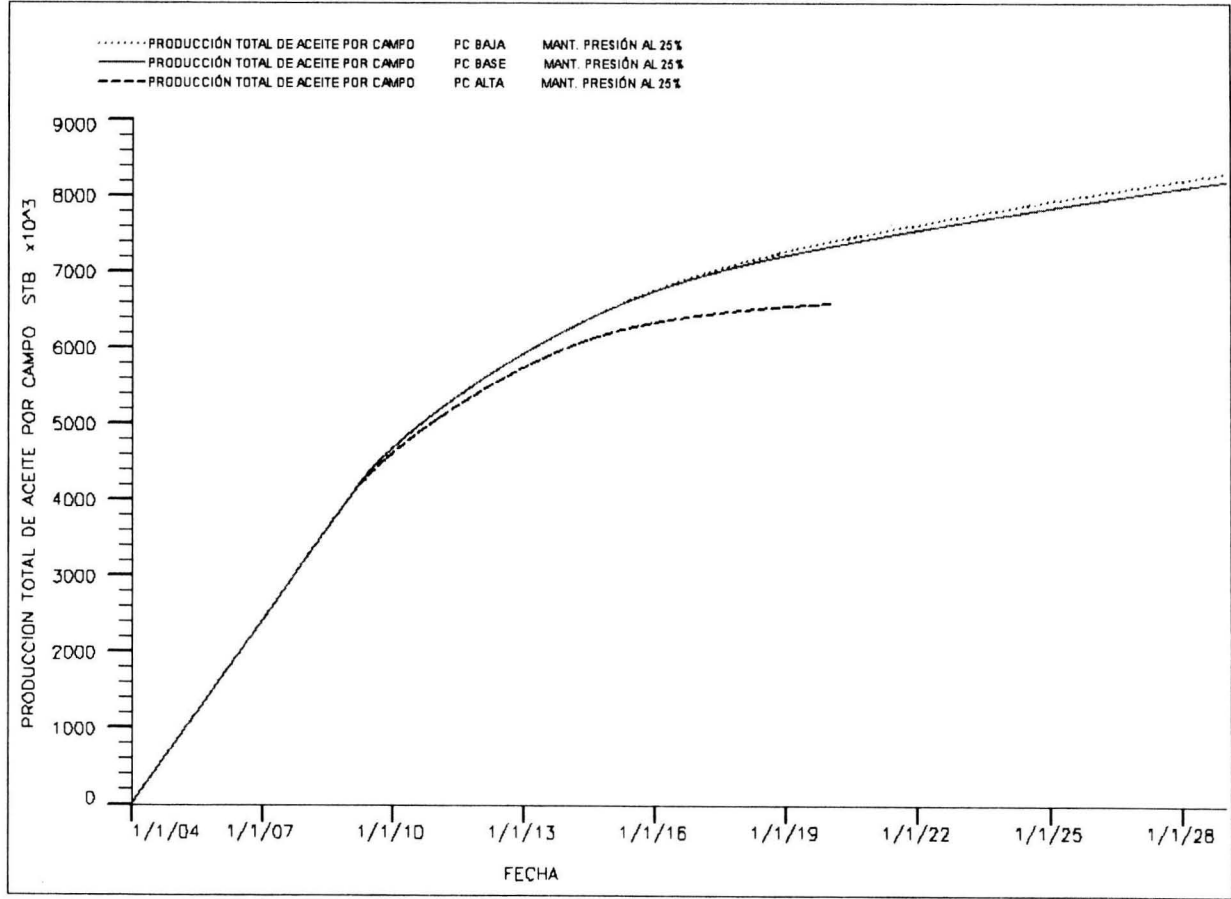


Figura. IV.42. Producción total de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de Pc.

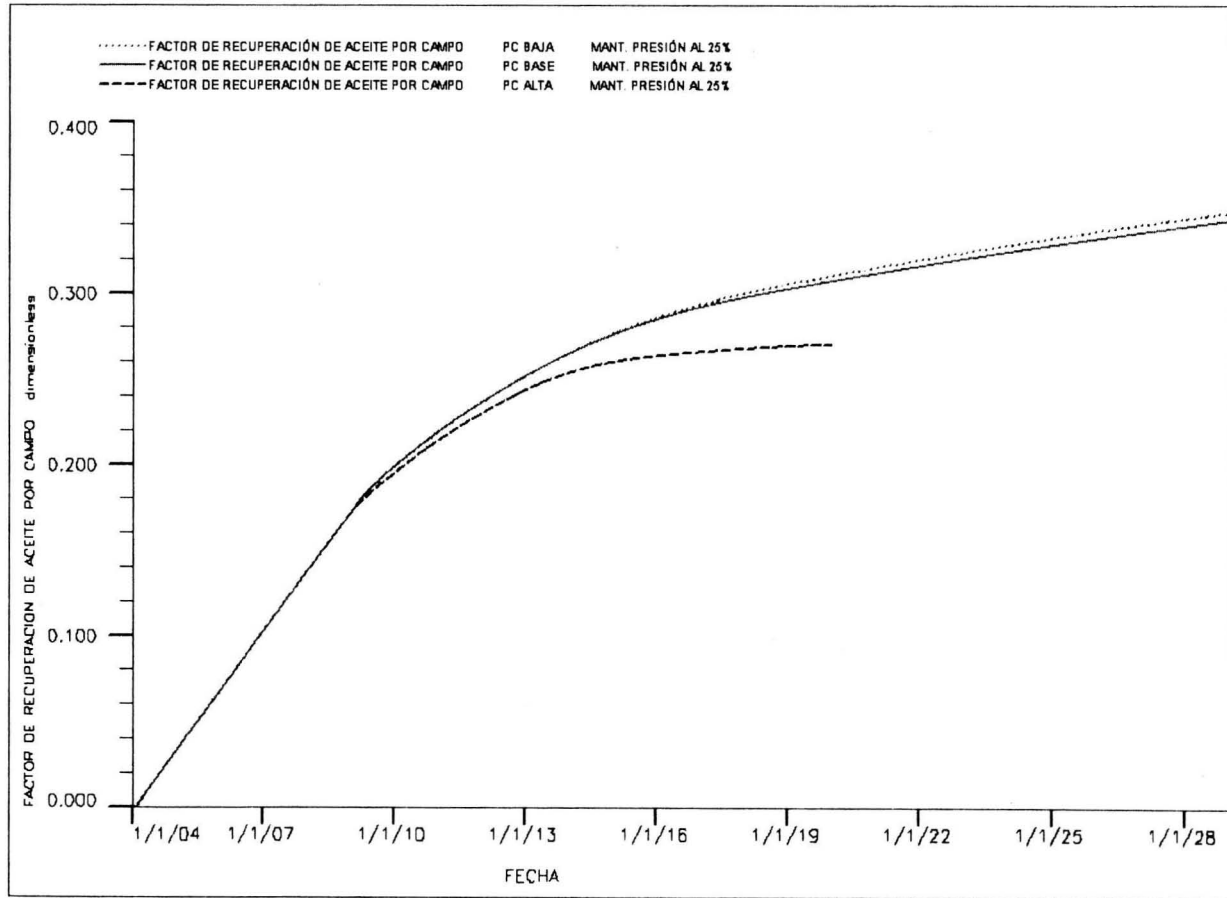


Figura. IV.43. Factor de recuperación de aceite para los tres casos de sensibilidad en el valor de  $P_c$ .

#### IV.3.2.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL VALOR DE ALTURA DE BLOQUE (EN ECLIPSE DZMTRX).

El mismo comportamiento observado en el caso de mantenimiento de presión se observa en éste caso en donde la sensibilidad realizada al caso de altura de bloque considerable es la que arroja el mejor comportamiento de producción diaria de aceite, caso contrario sucede con el caso de altura baja de bloque, la cual presenta un pobre comportamiento de gasto de producción de aceite.

La producción total de aceite es muy considerable en el caso de altura de bloque alta, donde se tiene el 24% más de producción que el caso base, y el de altura de bloque baja presenta un 14.20% menos de producción que el caso base.

Lo anterior representa que el caso de mayor acumulada de aceite representa un 48.882% de recuperación, y el de menor acumulada representa un 28.905% de recuperación, el caso base arroja un 34.194% de recuperación de aceite.

La explicación del efecto de la altura de bloque ya se indicó en el caso de mantenimiento de presión.

A continuación se presentan los resultados de ésta sensibilidad.

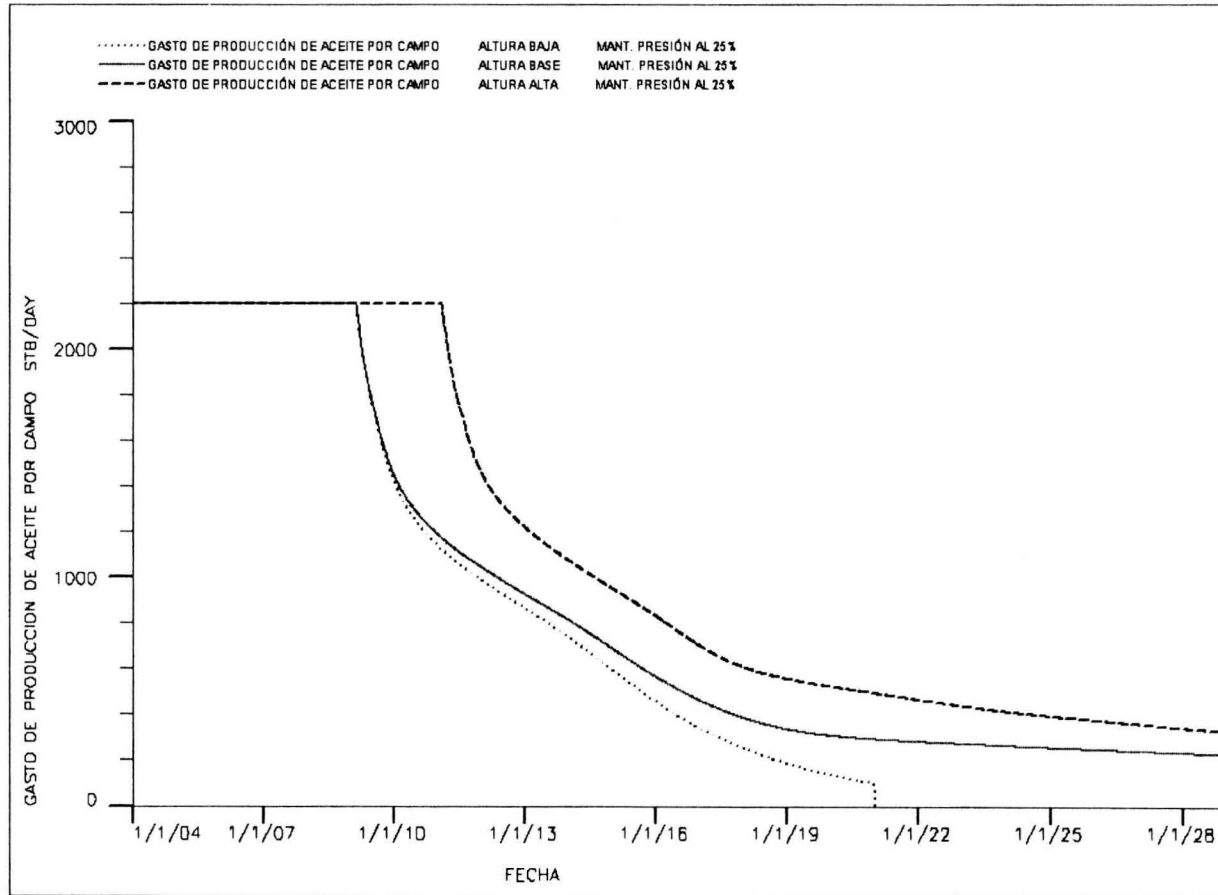


Figura.IV.44. Gastos de producción de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloque.



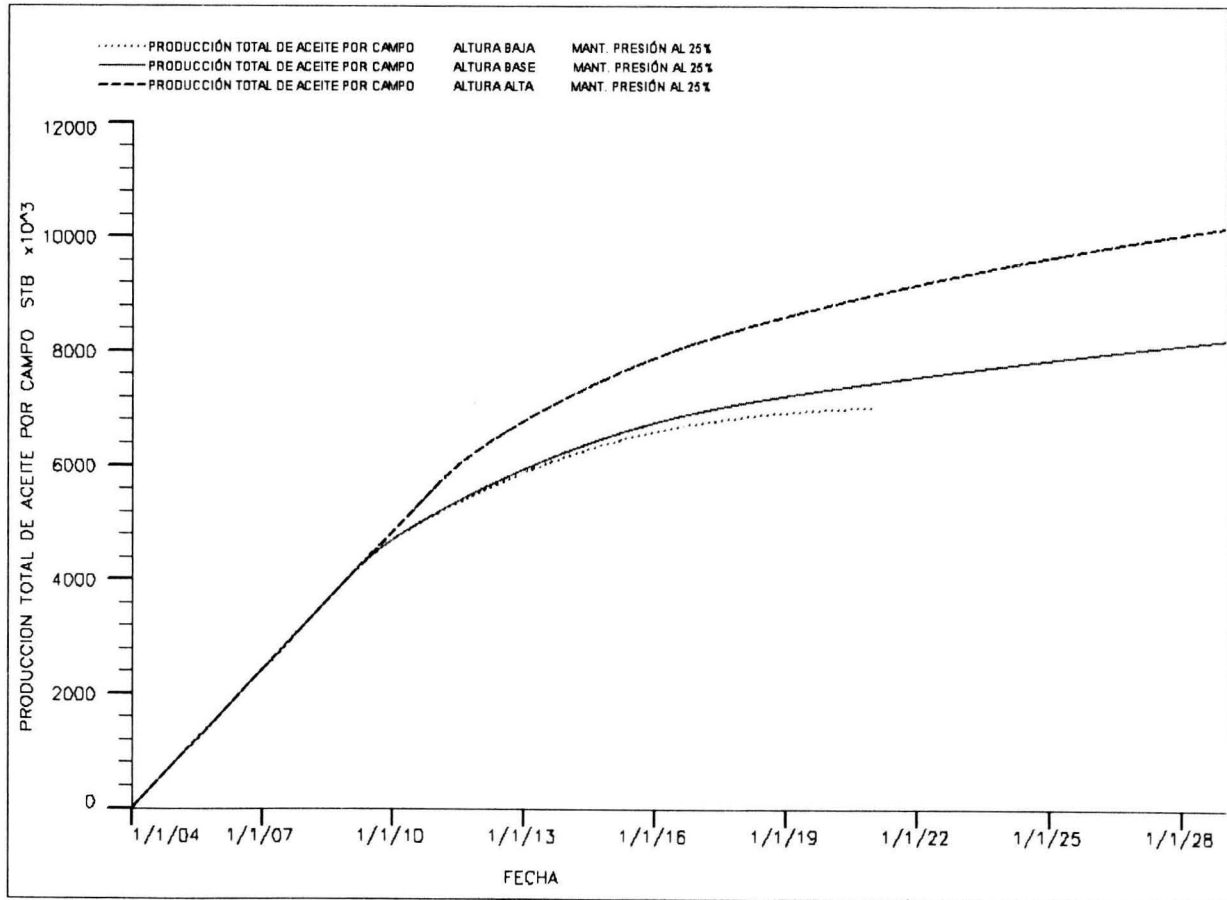


Figura.IV.45. Prpducción total de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloque.

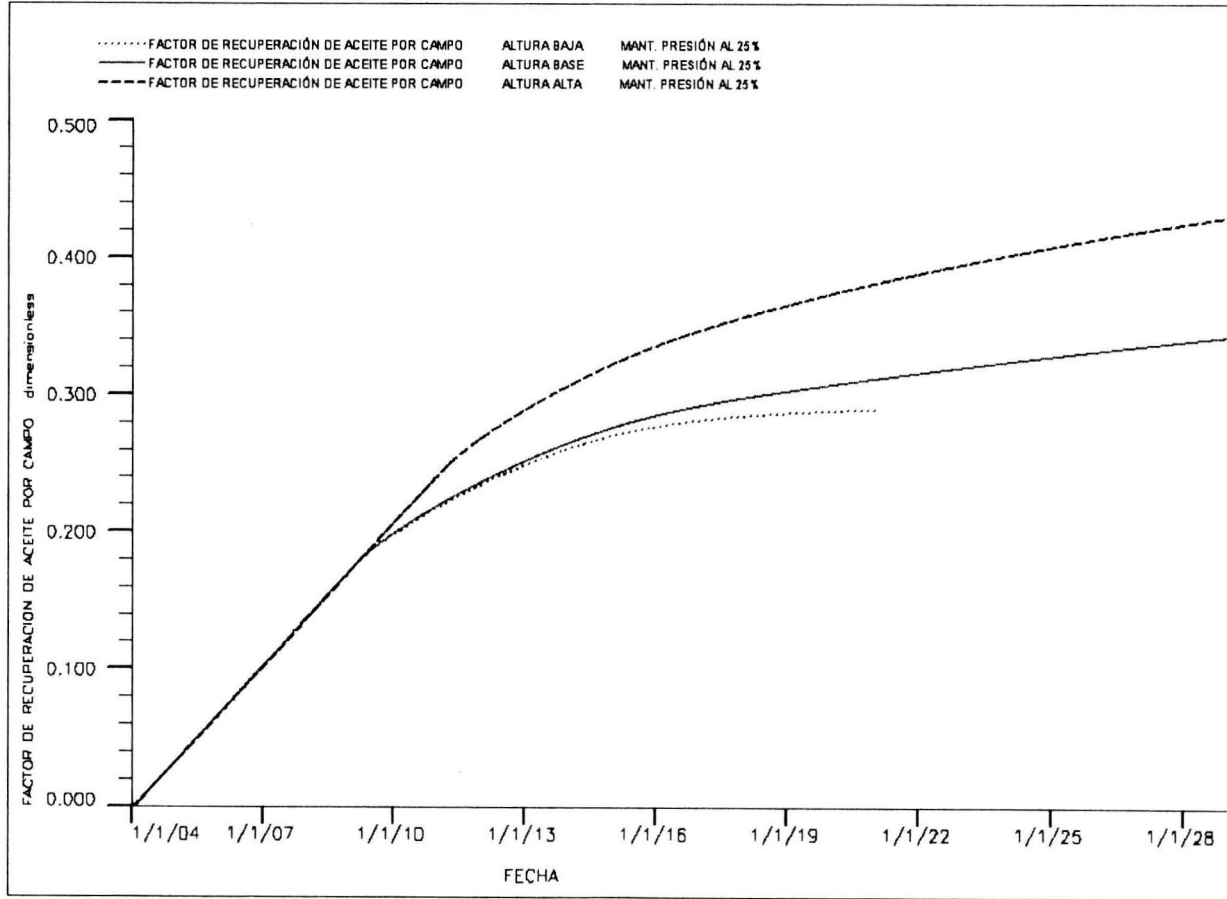


Figura.IV.46. Factor de recuperación de aceite para los 3 casos de sensibilidad en el valor de la Altura de Bloque.

Como podemos observar los resultados en cada una de las sensibilidades para los casos de 25% y 50% de inyección difiere significativamente del caso de mantenimiento y declinación de presión, por tal razón a continuación se presenta una gráfica de presión contra factores de recuperación, cuando se tiene 0%, 25%, 50%, 100% de inyección de gas.

El caso en el que se analiza la altura alta es el de mayor recuperación con un 53.74% de recuperación, si observamos la grafica IV.47, la efectividad de la inyección se obtiene cuando se inyecta hasta un 50%, después de esta cantidad, la recuperación es de sólo un 5.4%. Este comportamiento también se presenta con los casos de sigma alta y presión capilar baja que son los otros dos mejores casos. Este resultado indica que la efectividad de la inyección se da cuando se inyecta hasta un 50% del total del gas, después de esta cantidad no es tan viable económicamente seguir con la inyección ya que el valor agregado sería muy poco.

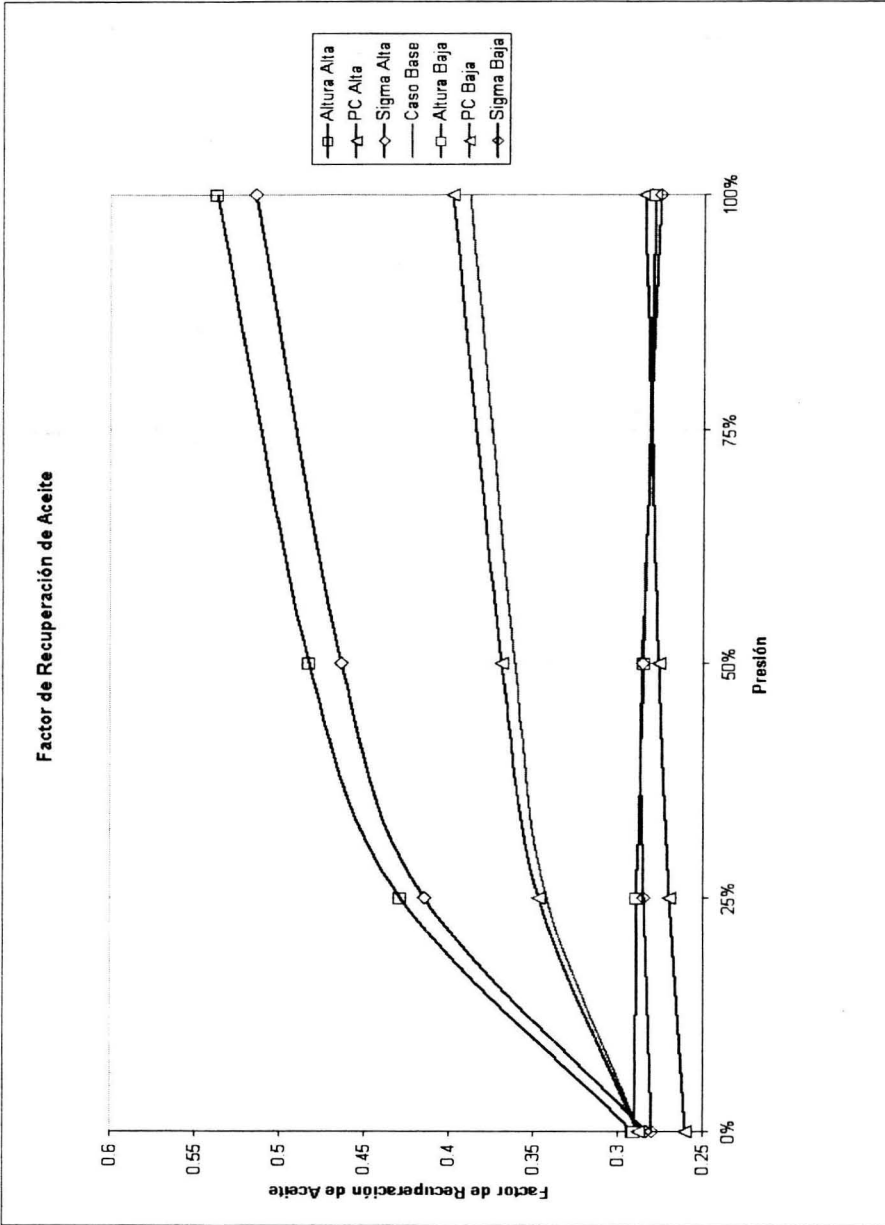


Figura.IV.47. Factores de recuperación de aceite para los casos de 0, 25, 50 y 100% de inyección de gas.

## CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados que se obtuvieron en el último capítulo observamos que los casos en lo que se obtiene los mejores resultados son presión capilar baja, sigma alta y altura de bloque alta, estos resultados van de acuerdo con el mismo concepto de drene gravitacional que se presentó en el primer capítulo de éste trabajo, ya que, cuanto más sean minimizados los efectos de las fuerzas capilares tendremos una mayor efectividad al drene, que es el caso cuando se tiene la sensibilidad a la presión capilar baja, y hay que recordar que una de las condiciones para que el drene tenga efectividad es la altura del bloque, de tal manera que permita el acomodo de las fases dentro del yacimiento, esto queda comprobado para el caso de sensibilidad de bloque de altura considerable.

Los casos en donde se vio desfavorecido la recuperación de aceite fueron para los casos Sigma Baja, altura baja y presión capilar alta, que son los casos contrarios vistos en el párrafo anterior.

En cuanto a la sensibilidad que se realizó con la inyección de gas, podemos observar que llega un momento que por más cantidad de gas que se inyecté la efectividad de la recuperación ya no es considerable, esta es una muy buena sensibilidad cuando se quiere evaluar la inyección de gas en un campo con la finalidad de mantener presión.

Podemos concluir que el mecanismo de drene gravitacional, es un mecanismo de recuperación efectivo cuando se cuentan y se presentan las características y condiciones favorables para que se presente éste mecanismo.

## RECOMENDACIONES

En la construcción de un modelo de simulación de yacimientos en el cual se tenga que simular el mecanismo de drene gravitacional hay que tener muy en cuenta, que las propiedades provenientes de análisis de núcleos como lo son, las presiones capilares sean confiables, así como, las decisiones que se toman en la construcción de la malla de simulación, como lo es el tamaño del bloque de simulación, sean las más adecuadas, para reproducir fielmente el comportamiento de un yacimiento.

Con lo anterior, minimizamos sobreestimar o subestimar producciones, esto en el caso que el modelo de simulación que sé esta estudiando sea únicamente de predicción de comportamiento futuro de un yacimiento.

En el caso de que se estuviera trabajando con un ajuste de la historia y un modelo fracturado, sigma se utiliza como parámetro de ajuste, por lo que con las sensibilidades realizadas en éste trabajo podemos apreciar los efectos de la sensibilidad de éste parámetro.

En general se recomienda hacer uso de las buenas prácticas al momento de la integración de la información en un modelo de simulación numérica de simulación, ya que no hay que olvidar que los resultados que te da una simulación es el reflejo de la información que se introduce al simulador.

## REFERENCIAS

1. R.H. Rossen, E.I.C. Shen.: "Simulation of Gas/Oil Drainage and Water/Oil Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs", SPE (Nov. 1989).
2. Dean, R.H. and Lo, L.L.: "Simulation of naturally fractured reservoirs", SPERE (may 1988) 638-48, TRANS.AIME,285.
3. Bech N, Jensen O.K. and Nielsen B.: "Modeling of Gravity-Imbibition and Gravity-Drainage Processes: Analytic and Numerical Solutions", documento de la SPE 18414, presentado en 1989 en el Simposium de Simulación de Yacimiento en Houston, Texas.
4. H.N. Hall: "Analysis of Gravity Drainage", documento de la SPE, presentado en 1960 en el congreso anual en Denver.
5. W.T. Cardwell and R.L. Parsons: "Gravity Drainage Theory", SPERE TRANS.AIME, presentado en octubre de 1948 en Dallas y Los Angeles.
6. S. Festoy, T.D. Van Golf-Racht: "Gas Gravity Drainage in Fractured Reservoirs Through New Dual-Continuum Approach", SPE (Aug.1989) 271-280.
7. F.Sonier, P.Souillard, F.T.Blaskovich: "Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs", SPE (Nov.1988),1114-1122.
8. Kazemi, H. Et al.: "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs," SPEJ, (Dec. 1976)317-26;Trans.,AIME,261.
9. Rossen,R.H.: "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs With Semi-Implicit Source Terms", SPEJ (Dec. 1977), 201-10.

10. Gilman, J.R. and Kazemi, H.: "Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs", SPEJ (Aug. 1983) 695-707.
11. Dean, R.H. and Lo, L.L.: "Simulations of Naturally Fractured Reservoirs", SPEJ (May 1988) 638-48; Trans., AIME 285.
12. B.L. Litvak, A. Satter, S. Etebar: "An Análisis of Naturally Fractured Reservoir Performance Using a Novel Fractured Reservoir Simulator", SPE (1988)
13. Satter, Abdus: "Integrated Petroleum Reservoir Management", quinta edición, 1994, Penn Well Books, E.E.U.U.
14. Satter, A., Varnon, J.E. and Huang, M.T.: "Reservoir Management : Technical Perspective", SPE (March 1997) 214.
15. Stearns, D.W. AAPG: "Fractured Reservoir School Notes", Great Falls, Montana (1982-1994).
16. Nelson, R. A.: "Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs", Gulf Publishing company, Houston, Texas (1985).
17. Aguilera, Roberto, Ph.D.: "Yacimientos Naturalmente Fracturados", segunda edición, 1995, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
18. Domínguez Vargas Guillermo: "Apuntes de simulación numérica de yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, Ciudad Universitaria.
19. Charles A. Chuck Kossack en su curso de entrenamiento "Reservoir Simulation Application Training Course and (Eclipse) Workshop Holditch-Reservoir Technologies (H-RT), Denver, Colorado.



20. Garaicochea, F.: "Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México, D.F. Abril 1972.
21. Kleiber, Juan, Dr. Karsten, "Tratado Popular de Física", 7a. edición, Barcelona
22. Conceptos fundamentales.
23. Villamar, M. Y Barrera. J.: "Notas y apuntes de la Asignatura Laboratorio de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México, D.F. 1990.
24. Apuntes de Caracterización de formaciones, de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
25. Van Golf, T.D.-Racht: "Fundamentals of fractured reservoir engineering", Elsevier science publishing company inc., 1988.
26. Rodríguez, R.: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México, D.F.
27. Saidi, A.M.: "Effect of Gas Pressure Maintenance on the Recovery of the Iranian Fractured Limestone Reservoirs". Ninth World Energy Conference. Vol. IV. Detroit 1974. 224-236.
28. James, W. Amyx, Daniel M. Bass Jr, and Robert L. Whiting: "Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties", McGraw-Hill, EUA, 1960.
29. P.A. Skopec: "Recent Advances in Rock Characterization", Orix Energy Company, Dallas, Texas, may-jun, 1992.

30. Charles A. Chuck Kossack en su curso de entrenamiento "Reservoir Simulation Application Training Course and (Eclipse) Workshop Holditch-Reservoir Technologies (H-RT), Denver, Colorado.

31. Manuel de Eclipse BlackOil, Schlumberger, GeoQuest.