



19  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACIONES DE SIMULACION NUMERICA DE  
YACIMIENTOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:  
VICTOR MANUEL MARIN RAPPOSO



DIRECTOR DE TESIS:

DR. HEBER CINCO LEY

MEXICO, D. F.,

JUNIO DE 1996

FALLA DE ORIGEN

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**APLICACIONES DE SIMULACION  
NUMERICA DE YACIMIENTOS**

**TESIS QUE PRESENTA:**

**VICTOR MANUEL MARIN RAPPOSO**

**DIRIGIDA POR:**

**DR. HEBER CINCO LEY**

**JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:**

**PRESIDENTE:**

**VOCAL:**

**SECRETARIO:**

**PRIMER SUPLENTE:**

**SEGUNDO SUPLENTE:**

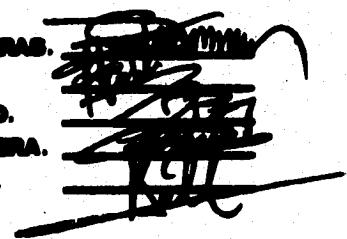
**ING. MANUEL VILLAMAR VISUERAS.**

**DR. HEBER CINCO LEY.**

**M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO.**

**ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.**

**ING. ROBERTO PADILLA SIKTO.**

A large, dark, handwritten signature or scribble, possibly in black ink, located to the right of the jury members' names. It consists of several overlapping, illegible strokes.

**MEXICO, D.F., MAYO DE 1995.**

---

## **AGRADECIMIENTOS.**

En esta hoja quiero dedicar algunas líneas a aquellos que hicieron posible, de alguna u otra forma, que este trabajo se llevara a cabo ( y todo lo que ésto signifique ).

La verdad, fueron tantos que sería injusto mencionar solo a:

**Juan y Sílvia, mis padres.**

*Por saber ser.... y dejarme ser. ¡Ah! y por el apoyo económico.*

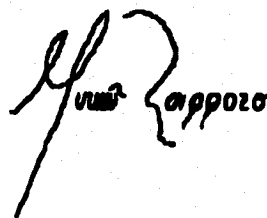
**Abraham de Swaan**

*Por tu amistad y la "transferencia" tecnológica.*

**Dr. Héber Cinco Ley**

*Por brindarme la oportunidad de colaborar en un equipo con gente experimentada, inteligente y amigable.*

Pero que podemos hacer, en ocasiones la vida es *tan injusta* .

  
Juan Rappoza

---

## **RESUMEN.**

El principal objetivo de este trabajo es proveer al ingeniero petrolero que tiene poca o ninguna experiencia en la realización de un estudio de simulación numérica de yacimientos de algunos aspectos prácticos obtenidos de la experiencia de personas que han realizado una simulación. Es por esto y porque existe una bibliografía bastante amplia que los principios teóricos en los que se basa la simulación numérica no son mencionados.

Este trabajo está enfocado a la realización de un estudio de simulación (mediante algún simulador, dejando por supuesto fuera al aspecto operativo), indicando aspectos básicos tales como: que es un simulador y qué consideraciones deben hacerse para elegirlo, que datos se requieren y cuales es posible variar y por qué, que es el modelo de simulación y cómo se construye, recomendaciones para lograr un ajuste, etc.

Adicionalmente, se presenta un estudio de simulación realizado con datos reales el cual, además de ejemplificar la metodología para realizar la simulación, muestra algunos problemas comunes que se tienen con la información y su validación.

---

## **CONTENIDO.**

### **I. INTRODUCCIÓN.**

<b>I.1. Breve historia de la simulación.</b>	<b>1</b>
<b>I.2. Definición y objetivo de la simulación.</b>	<b>2</b>
<b>I.3. Utilidad de la simulación.</b>	<b>8</b>

### **II. CLASIFICACIÓN DE SIMULADORES.**

<b>II.1. Introducción</b>	<b>10</b>
<b>II.2. Tipo de yacimiento.</b>	<b>11</b>
<b>II.3. Nivel de la simulación.</b>	<b>13</b>
<b>II.4. Tipo de hidrocarburos.</b>	<b>14</b>
<b>II.5. Tipo de flujo.</b>	<b>15</b>
<b>II.6 Tipos de simuladores.</b>	<b>16</b>
<b>II.6.1. Simulador de porosidad sencilla.</b>	<b>17</b>
<b>II.6.2. Simulador de doble porosidad.</b>	<b>17</b>
<b>II.6.3. Simulador de gas.</b>	<b>17</b>
<b>II.6.4. Simulador de aceite negro.</b>	<b>17</b>
<b>II.6.5. Simulador composicional.</b>	<b>18</b>
<b>II.6.6. Simulador de recuperación química.</b>	<b>20</b>
<b>II.6.7. Simulador de recuperación con miscibles.</b>	<b>20</b>
<b>II.6.8. Simulador de recuperación térmica.</b>	<b>21</b>

---

---

**III. METODOLOGÍA DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN.**

<b>III.1. Introducción.</b>	<b>23</b>
<b>III.2. Adquisición, revisión y adecuación de la información.</b>	<b>24</b>
<b>III.2.1. Mecanismos de desplazamiento</b>	<b>26</b>
<b>III.2.2. Propiedades de las rocas.</b>	<b>27</b>
<b>III.2.3. Propiedades de los fluidos.</b>	<b>28</b>
<b>III.2.4. Datos de producción.</b>	<b>29</b>
<b>III.3. Construcción del modelo.</b>	<b>31</b>
<b>III.3.1. Selección del número de dimensiones.</b>	<b>32</b>
<b>III.3.2. Selección del número de bloques.</b>	<b>38</b>
<b>III.3.2.1 Localizaciones donde las presiones y saturaciones         deben ser conocidas.</b>	<b>41</b>
<b>III.3.2.2 Representación de la geometría, geología y propiedades         físicas.</b>	<b>42</b>
<b>III.3.2.3 Representación del comportamiento de las presiones y         saturaciones dinámicas.</b>	<b>43</b>
<b>III.3.2.4 Efecto del tamaño de bloque en el cálculo de la presión         y la producción.</b>	<b>44</b>
<b>III.4. Ajuste de la historia.</b>	<b>46</b>
<b>III.4.1. Introducción.</b>	<b>46</b>
<b>III.4.2. Objetivos del ajuste de la historia.</b>	<b>47</b>
<b>III.4.3. Datos de comparación o ajuste.</b>	<b>48</b>
<b>III.4.3.1. Ajuste de presión.</b>	<b>49</b>
<b>III.4.3.2. Ajuste del avance de agua y gas.</b>	<b>51</b>

---

III.4.4. Estrategia general para ajustar la historia de presión-producción.	51
III.4.5. Parámetros que pueden ser variados para ajustar la historia.	53
III.4.6. Consideraciones especiales en el ajuste de la historia.	54
III.4.6.1. Evaluación de la calidad de los datos.	54
III.4.6.2. Corrección de las mediciones de presión a condiciones del modelo.	55
III.5. Predicción del comportamiento del yacimiento.	57
III.5.1 Introducción.	57
III.5.2 Planación de los casos de predicción.	59
III.5.2.1 Selección de los casos de predicción.	60
III.5.2.2 Restricciones y lineamientos de la predicción.	60
III.5.3 Datos requeridos para la predicción.	61
III.5.4 Transición de la historia a la predicción.	62
<b>IV. CASO PRÁCTICO.</b>	
IV.1. Introducción.	64
IV.2. Adquisición, revisión y adecuación de la información.	65
IV.2.1 Fuentes de error.	69
IV.3. Construcción del modelo.	70
IV.4. Ajuste de la historia.	72
IV.4.1 Pozo Valzel 1.	73
IV.4.2 Pozo Valzel 2	75
IV.4.3 Pozo Valzel 3.	77
IV.4.4 Pozo Valzel 4.	78
IV.5. Predicción del comportamiento.	81

---



---

**Contenido.**

IV.5.1. Agotamiento natural.	82
IV.5.2 Producción con bombeo neumático.	83
IV.5.3 Producción con bombeo electrocentrífugo.	84
IV.6. Discusión de resultados	86
<b>CONCLUSIONES.</b>	<b>C.1</b>
<b>REFERENCIAS.</b>	<b>R.1</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	<b>B.1</b>

---

## I. INTRODUCCIÓN.

### I.1. Breve historia de la simulación.

La simulación matemática de yacimientos se ha practicado desde el inicio de la ingeniería petrolera, en los años 30. Antes de 1960 los cálculos consistían en su gran mayoría de métodos analíticos, cálculos de balance de materia de cero y una dimensión.

El término "simulación" se hizo común a principios de los años 60, como un método de predicción desarrollado en programas de cómputo relativamente complicados. Estos programas representan un enorme avance porque permiten la solución de un gran número de ecuaciones en diferencias finitas, que son las que describen el flujo multifásico en medios porosos homogéneos y heterogéneos de 2 ó 3 dimensiones (2D y 3D). Este adelanto se hizo posible gracias a la evolución rápida que tuvieron las computadoras y el desarrollo de métodos numéricos para la solución de grandes sistemas de ecuaciones lineales en diferencias finitas.

Durante los años 60 los esfuerzos de la simulación numérica fueron dedicados en su mayoría a problemas bifásicos (gas-agua) y trifásicos (agua-aceite-gas), lo cual permitió desarrollar un modelo único de simulación capaz de dirigirse a la mayoría de los problemas que se tienen en un yacimiento. El concepto de un modelo único general siempre ha sido atractivo debido a que significa una reducción en los costos de desarrollo, mantenimiento y entrenamiento.

Durante los años 70 el panorama cambió de manera radical debido al incremento de los precios del petróleo. Esto motivó a que se buscara la forma de obtener una mayor recuperación, lo que condujo a una proliferación de procesos de recuperación mejorada, lo cual provocó que los estudios de simulación se extendieran más allá del convencional estudio del mantenimiento y declinación de la presión, para considerar flujo de miscibles, flujo de productos químicos,

inyección de CO<sub>2</sub>, vapor o agua caliente y combustión in-situ. Con ésto, el relativamente fácil manejo de dos componentes hidrocarburos (gas y aceite) en un flujo no miscible fue reemplazado por una lucha por describir los procesos físicos del desplazamiento del aceite bajo la influencia de la temperatura, agentes químicos y un complejo comportamiento de flujo multifásico. Además de ésto, los simuladores tenían que reflejar la degradación y absorción química, reducción de los efectos de tensión interfacial, emulsificaciones y efectos térmicos en un complejo equilibrio de fases.

Esto causó la orientación del modelo general hacia el desarrollo de modelos individuales para representar cada uno de estos nuevos procesos de recuperación.

Las investigaciones durante este tiempo dieron como resultado avances significativos en la formulación de modelos de simulación y de métodos de solución numérica. Estos avances permitieron la simulación de procesos de recuperación de los más complejos, así como la reducción de los costos y tiempos de cómputo, a través de un incremento en la estabilidad de las formulaciones y en la eficiencia de los métodos numéricos de solución.

En la actualidad las investigaciones en el campo de la simulación se enfocan a afinar los avances que hasta ahora se han obtenido y volver a tender hacia un simulador general aplicable a todos o a la mayoría de los procesos de recuperación.

### **1.2. Definición y objetivo de la simulación.**

El diccionario define simular de manera tan simple como "dar la apariencia de". En la industria petrolera se han desarrollado varias técnicas tratando de representar o simular el comportamiento de un yacimiento petrolero; éstas difieren en el grado de dificultad y en sus aplicaciones.

A continuación se mencionan algunas de las diferentes técnicas desarrolladas:

- **Curvas de declinación.**
- **Aproximaciones clásicas.**
- **Modelos potenciométricos.**
- **Modelos eléctricos o Redes de R-C.**
- **Modelos electrolíticos.**
- **Modelos numéricos de yacimientos.**

**Las curvas de declinación** son gráficas de gasto producido o acumulado contra tiempo en una variación de escalas de los ejes. En una de las técnicas de declinación (declinación exponencial) se gráfica en forma semilog el gasto contra el tiempo y es posible trazar una línea recta a lo largo de los puntos observados extrapolando para obtener la recuperación final. Como desventaja de esta técnica se puede decir que debido a que solamente considera los gastos producidos cualquier cambio en los ritmos de explotación puede provocar un cambio en la pendiente de la curva y por lo tanto en la información que obtenga a través de esta.

**Las aproximaciones clásicas** representan una serie de técnicas desarrolladas a través de los años por diversos autores. En general, estas aproximaciones utilizan los conceptos de:

- 1. Balance de materia:** Para relacionar presión y producción.
- 2. Flujo de fluidos:** Para relacionar el flujo con la presión del yacimiento y el flujo fraccional.
- 3. Buckley-Leverett y Welge:** Para relacionar el desplazamiento de los fluidos con la afluencia al pozo de éstos.

Para los estudios de desplazamiento se han utilizado varios modelos y técnicas. Los modelos pueden ser físicos o matemáticos. Los modelos físicos son esencialmente reproducciones a

pequeña escala donde se reproducen los procesos físicos similares a los que ocurren en los yacimientos. Dentro de éstos tenemos: los modelos electrolíticos, potenciométricos, eléctricos y los numéricos

Los modelos electrolíticos están basados en la analogía entre la ley de Ohm para flujo en conductores y la ley de Darcy para flujo en medios porosos. Si las fuentes, el almacenamiento y las fronteras del medio están debidamente definidas en un proceso de flujo de fluidos, entonces es posible construir un modelo estacionario, usualmente con papel secante, para analizar la distribución de potencial. Se aplica un voltaje en las localizaciones de los pozos que se modelan con electrodos de cobre y el movimiento del frente se traza con el movimiento de iones de amonio de cobre coloreados, que se mueven del electrodo negativo al positivo. El medio está impregnado con iones de amonio de zinc incoloros. Los iones de cobre se mueven en ángulos rectos a las líneas de isopotencial producidas por el potencial del campo. La Figura I.1 muestra el patrón de desplazamiento en un modelo electrolítico dado.

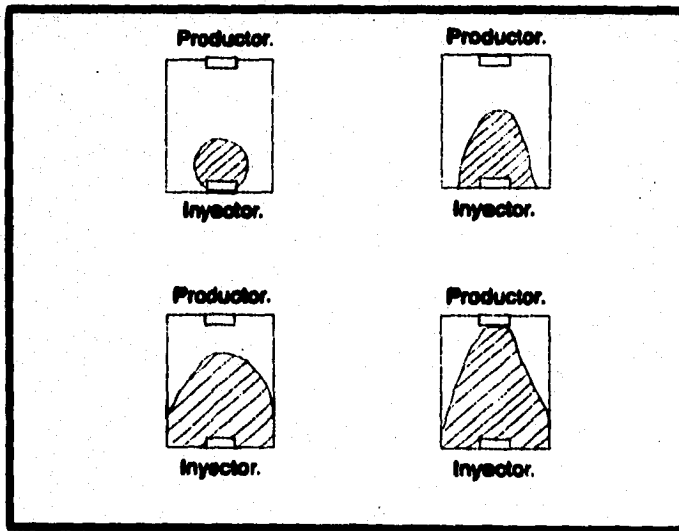


Figura I.1. Modelo electrolítico.

El modelo potenciométrico es un modelo de estado estacionario que utiliza un recipiente con relieve para conformar las fronteras y el espesor del yacimiento. Los pozos están representados por electrodos de cobre colocados dentro del medio que consiste en un electrolito y utiliza la analogía entre las líneas de isopotencial y la distribución de presiones en el yacimiento. Ver Figura 1.2.

Los modelos eléctricos, que son redes de resistencia-capacitancia, utilizan la similitud entre el flujo eléctrico y el flujo de fluidos para desarrollar así una analogía eléctrica del yacimiento. Dicha analogía entre los dos sistemas se puede observar en las siguientes ecuaciones.

Flujo de fluidos:

$$q = \frac{kA}{\mu L} (P_1 - P_2)$$

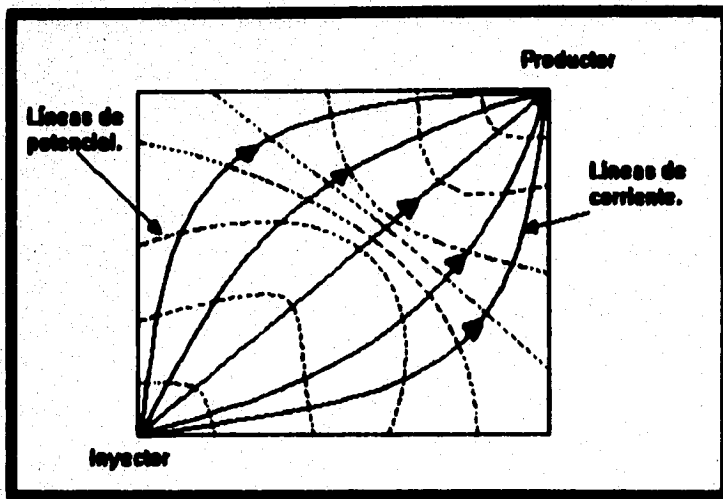
Flujo de intensidad corriente:

$$i = \frac{1}{R} (V_1 - V_2)$$

Las resistencias son calculadas de las permeabilidades, los parámetros medidos son la corriente y el voltaje mientras que las capacitancias son variadas en los circuitos.

Los modelos numéricos o matemáticos son los más complejos ya que son un conjunto de ecuaciones, que, sujetas a ciertas suposiciones, describen los procesos físicos activos en el yacimiento. Dentro de éstos se encuentran los simuladores de yacimientos.

La simulación numérica de yacimientos se refiere a la construcción y operación de un modelo numérico cuyas ecuaciones expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acopladas con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos.



**Figura I.2. Modelo potenciométrico.**

Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales no lineales en derivadas parciales y su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y espacio y no de una manera continua.

Esta no linealidad de las ecuaciones obedece a lo siguiente:

- a) La heterogeneidad en las propiedades del yacimiento.
- b) La relación que tiene la saturación con la permeabilidad relativa y con la presión capilar es de tipo no lineal.

**c) Las propiedades PVT de los fluidos como función de la presión, composición y temperatura no son lineales.**

Estas ecuaciones son generalmente muy complicadas por lo que se requiere el uso de algún sistema de cómputo para solucionarlas.

El simulador nos proporciona información que debe ser analizada y en algunas ocasiones modificada hasta lograr los resultados esperados. Ver Figura I.3.

Los simuladores se han convertido en una herramienta muy importante donde el flujo de fluidos en medios porosos puede ser modelado y analizado. El principal objetivo de la simulación numérica de yacimientos es el de predecir el comportamiento del yacimiento para que en base a los resultados obtenidos se puedan tomar decisiones para optimizar el o los procesos de producción, para incrementar la recuperación de hidrocarburos. En la Figura I.4 podemos observar algunos de los objetivos de la simulación numérica de yacimientos.

No se puede asegurar que la predicción que proporcione el simulador será exactamente igual al comportamiento que tenga el yacimiento, esto debido a que para poder hacer predicciones es necesario realizar un ajuste, esto es, comparar los valores de mediciones hechas en el campo con los obtenidos de la simulación.

El lograr un ajuste no es nada fácil ya que se combinan diversas variables como son la porosidad, la permeabilidad, los espesores, etc; a pesar de esto, es posible llegar a diferentes ajustes que se pueden considerar aceptables pero que pueden no ser representativos del yacimiento. Sin embargo, la aproximación que proporcione el simulador puede irse mejorando a medida que se vaya contando con mayor información.



### 1.3. Utilidad de la simulación.

Cuando un modelo matemático de simulación ha sido probado y calibrado adecuadamente, representa la herramienta más poderosa con que cuenta un ingeniero para estudiar el comportamiento de un yacimiento. Con esta herramienta podemos cuantificar, en poco tiempo, las variaciones en el comportamiento del yacimiento bajo diferentes mecanismos de explotación. Además, mientras que físicamente el yacimiento puede producirse una sola vez y lo más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso afectará cualquier cambio subsecuente, el modelo permite "producir" un yacimiento varias veces y en muy diferentes maneras, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar una de ellas.

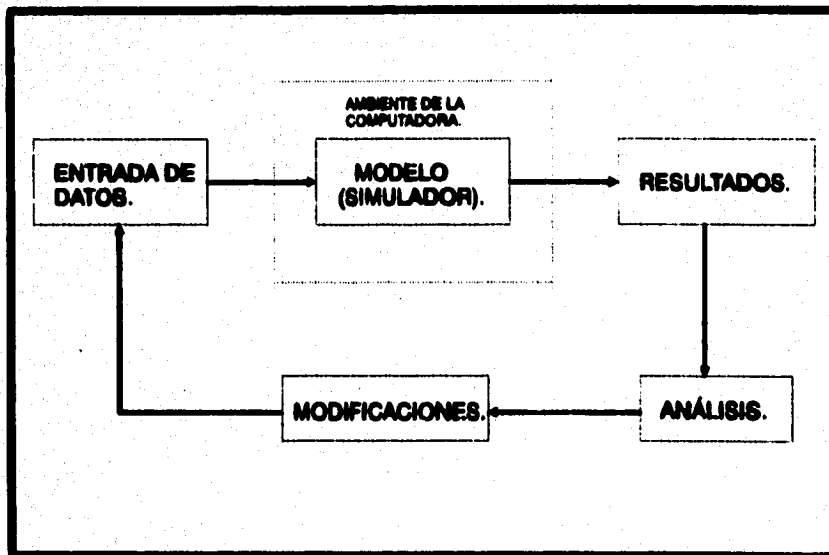
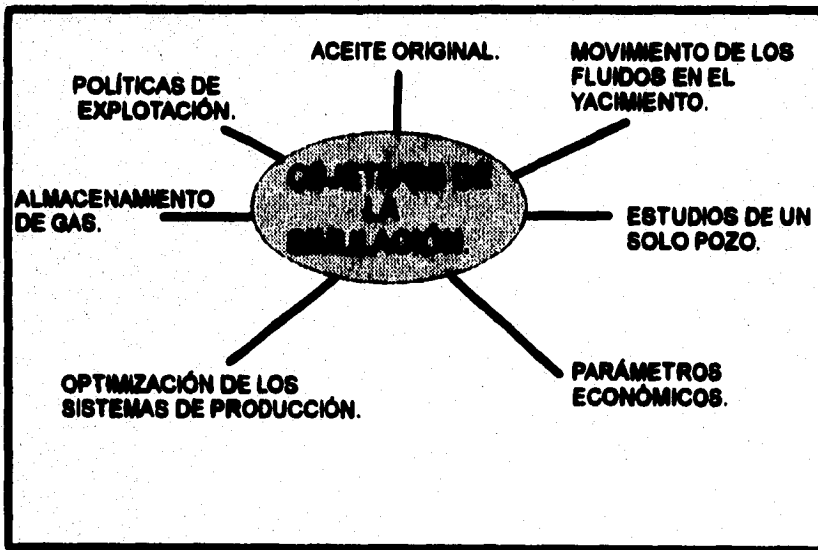


Figura 1.3. Papel desempeñado por el ingeniero con la información obtenida del simulador.

El observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento.

Todo esto nos permite estimar con mayor grado de confiabilidad las reservas, además de que nos permite realizar una optimización de la explotación mediante el análisis de:

- a) Localización y espaciamiento de nuevos pozos.
- b) Comportamiento de un campo bajo diferentes métodos de producción así como con el uso de algún método de recuperación secundaria o mejorada.
- c) Los sistemas de recolección.
- e) La sensibilidad de los resultados a variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento y/o a las propiedades PVT de los fluidos cuando no son bien conocidas.
- f) Variación de la presión con la recuperación.
- g) Análisis económico de los diferentes métodos de producción, recuperación secundaria y mejorada.



**Figura I.4. Objetivos de la Simulación Numérica de Yacimientos.**

## II. CLASIFICACIÓN DE SIMULADORES.

### II.1. Introducción

Debido al gran número de cálculos que se tienen que realizar al hacer una simulación numérica de yacimientos es necesario el uso de programas de cómputo. Al sistema que engloba estos programas se le da el nombre de simulador.

A través del tiempo se han desarrollado una gran cantidad de simuladores, los cuales en general se pueden clasificar en función de las características que presenta el yacimiento o bien del proceso que se quiere representar.

Para poder realizar una simulación de manera eficiente es necesario hacer una correcta selección del simulador; éste debe de ser capaz de realizar el trabajo utilizando sus características de diseño de una manera óptima. Esto quiere decir que, el simulador debe de trabajar utilizando la mayor parte de sus opciones, y no necesariamente porque el yacimiento sea muy complejo, sino porque la selección del simulador debe hacerse tomando en cuenta las características del yacimiento que se va a simular. Por ejemplo sería una pérdida de tiempo y dinero el seleccionar un simulador que maneje composición variable de hidrocarburos si el estudio que se va a realizar es en un yacimiento de aceites bajosaturado.

Existen varios parámetros que influyen en la selección del simulador, dentro de los cuales tenemos:

- a) Tipo de yacimiento.
- b) Nivel de la simulación.
- c) Tipo de hidrocarburos.
- d) Tipo de flujo.

## II.2. Tipo de yacimiento.

Un yacimiento petrolero puede ser definido de acuerdo a Uren<sup>1</sup> como un cuerpo de roca, porosa y permeable conteniendo aceite y gas, a través del cual, y bajo las condiciones de presión existentes o por aquellas que pueden ser aplicadas, dichos fluidos pueden moverse para ser recuperados.

En forma general y dependiendo del movimiento tectónico los yacimientos se pueden dividir en dos grandes grupos: yacimientos no fracturados y fracturados.

Para poder definir y diferenciar éstos dos tipos de yacimientos es necesario saber que es una fractura. En términos estrictamente geo-mecánicos una fractura es una superficie donde una pérdida de cohesión ha tenido lugar. Debido a que una ruptura es el resultado de una pérdida de cohesión de un material dado, podemos decir entonces que una fractura es el resultado de un ruptura. Van Golf<sup>2</sup> la define de una manera más general, como la discontinuidad que separa las capas de roca en bloques por medio de rompimientos, fisuras o cualquier cosa que pueda ser referida como tal, a lo largo de la cual no existe un desplazamiento paralelo con los planos de discontinuidad.

Yacimientos no fracturados: De acuerdo con lo anterior podemos decir que son aquellos que no presentan fisuras y/o fracturas. Por lo que se considera que sólo existe flujo del medio poroso hacia el pozo.

Para la selección del simulador es muy importante conocer si el yacimiento es o no fracturado ya que ésto nos permitira realizar una correcta representación del yacimiento.

**Yacimientos fracturados:** Los estudios de simulación en yacimientos fracturados tienen un mayor grado de dificultad debido a que existen dos medios, fracturas y bloques de matriz, que interactúan en el dominio del espacio y del tiempo y que además tienen características distintas. Los bloques de matriz presentan una capacidad alta de almacenamiento y una baja permeabilidad, las fracturas en cambio representan verdaderos canales de flujo con una capacidad de almacenamiento baja lo cual modifica el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso. En la Figura II.5 se muestra un modelo real e idealizado de un yacimiento fracturado.

Es obvio que para poder representar la transferencia de fluidos entre éstos dos medios las ecuaciones tienen que ser distintas a las consideradas cuando se tiene un yacimiento sin fracturas y por lo tanto también necesitan más información. Cuando se trata de un yacimiento fracturado es necesario introducir propiedades tanto de la matriz como de las fracturas, lo que también representa una dificultad ya que normalmente es muy difícil poder obtener esta información o la manera de calcularla no es del todo confiable.

Actualmente la mayoría de los simuladores disponibles en la industria petrolera tienen la capacidad de manejar de manera opcional yacimientos fracturados y no fracturados. El tiempo que necesita un simulador para solucionar las ecuaciones del modelo fracturado se incrementa con respecto al necesario en un yacimiento no fracturado, dependiendo del problema es el incremento del tiempo pero hablar de 10 veces o más no sería exagerado.

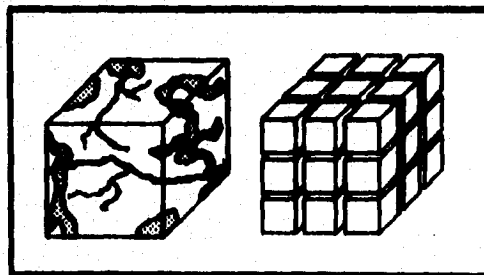


Figura II.5. Yacimiento fracturado real e idealizado.

### **II.3. Nivel de la simulación.**

Dependiendo del tiempo y de los resultados que se desean obtener la simulación puede hacerse a diferentes niveles:

- a) Pozos individuales.
- b) Sector del yacimiento.
- c) Todo el yacimiento.

Cada uno de éstos niveles tiene un cierto grado de dificultad pero en general se supone que las simulaciones a nivel de pozo son más sencillas que las que abarcan todo el yacimiento.

Las simulaciones de todo el yacimiento son las que más información requieren pero también las que más información proporcionan y pueden ser aplicados de manera rentable a muchos tipos de estudios como por ejemplo para definir el patrón y flanco de pozos inyectores, localización y tiempo de desarrollo de nuevos pozos, localización de disparos, tiempo en el que es necesario el bombeo, etc. Las simulaciones que se realizan considerando únicamente un sector del yacimiento son muy útiles cuando se quiere conocer los efectos de algún fenómeno, como la conificación, en una parte específica del yacimiento así como también como un primer paso para realizar análisis de sensibilidades, si todo esto se hace considerando todo el yacimiento traería consigo un incremento tanto en tiempo como en costos.

La razón de llevar a cabo una simulación a nivel de pozo es la de poder representar el flujo radial que se tiene, cuando no existe penetración parcial, del yacimiento al pozo ya que las simulaciones a nivel de pozo se pueden realizar utilizando esta geometría.

Algunas de las ventajas de realizar una simulación a nivel de pozo son:

- Proporcionan una manera confiable y más detallada de conocer el comportamiento de la presión en las cercanías del pozo.
- Al simular una prueba de presión ya sea de incremento y/o decremento nos permite obtener valores de permeabilidad así como de la posible distancia del radio de drene de una manera más confiable, normalmente éstos parámetros están afectados por muchos factores además de los posibles errores de las mediciones por fallas del aparato.
- Permiten investigar los perfiles de saturación y los problemas de conificación.

El nivel de la simulación se refiere entonces al número de dimensiones que se van a utilizar en el simulador para lograr una mejor representación del fenómeno físico que se quiera representar, del tiempo que se dispone para ello y de los resultados esperados. En el capítulo tres se hablará de los diferentes modelos dependiendo del número de dimensiones

#### **II.4. Tipo de hidrocarburos.**

Existe una gran variedad de hidrocarburos; tan grande, que se hace una clasificación de los yacimientos en función del tipo de éstos. Se tienen yacimientos de gas seco, yacimientos de gas húmedo, yacimientos de gas y condensado, yacimientos de aceite volátil y yacimientos de aceite. se sabe que la clasificación más apropiada se hace considerando además las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión a que se encuentran en el yacimiento. Para el caso de la clasificación de los simuladores se toman en cuenta los hidrocarburos que se encuentren presentes en nuestro yacimiento o que en algún tiempo se espere que vaya a haber así como también el cambio en las propiedades de éstos con la presión por lo que los simuladores que se han desarrollado pueden representar cada uno de los yacimientos antes mencionados, más adelante se hablará de cada uno de ellos así como de sus características principales.

## II.5. Tipo de flujo.

Nos referimos al tipo de flujo en el yacimiento como función del número de fluidos en movimiento. Esto va a depender principalmente de la composición del tipo de hidrocarburo y de la presión y temperatura del yacimiento. Dependiendo del número de fluidos que se encuentren fluyendo de manera simultánea podemos tener:

a) **Flujo monofásico:** Cuando se considera que únicamente existe flujo de un fluido, ya sea gas o aceite.

b) **Flujo bifásico:** Cuando existen dos fluidos diferentes fluyendo al mismo tiempo; las combinaciones posibles son:

1. Gas y aceite: En un yacimiento con casquete de gas inicial o de gas disuelto que al disminuir la presión se libera.

2. Agua y aceite: En un yacimiento bajosaturado con entrada de agua, mientras la presión del yacimiento se mantenga por debajo de la presión de saturación, o en un yacimiento cuya saturación de agua congénita sea mayor a la saturación de agua crítica .

3. Agua y gas: En yacimiento de gas con entrada de agua o cuya saturación de agua congénita sea mayor a la saturación de agua crítica.

c) **Flujo trifásico:** Cuando existen tres fluidos fluyendo a la vez. Este es el más complejo y se contempla cuando existen saturaciones de agua, aceite y gas mayores a sus saturaciones críticas ya sea al inicio o durante alguna etapa de explotación del yacimiento.

Como es de suponer y debido a que en la simulación se utilizan ecuaciones de flujo existe mayor complejidad a medida que mayor sea el número de fluidos.



**II.6 Tipos de simuladores.**

Una vez conocidos el tipo de yacimiento, el tipo de hidrocarburos, el tipo de flujo y el nivel al cual deseamos llevar a cabo nuestro estudio podemos hacer la selección del simulador que pueda realizar una representación lo más real posible de todos éstos factores. Existen muchos tipos de simuladores pero en general se pueden clasificar en tres grupos:

- A. Los que describen el flujo dependiendo del grado de fracturamiento.
- B. A partir del tipo de hidrocarburos que existen en el yacimiento.
- C. Para procesos de recuperación mejorada.

Dentro del primer grupo se encuentran :

- 1. Simuladores de porosidad sencilla.
- 2. Simuladores de doble porosidad.

En el segundo grupo tenemos:

- 1. Simuladores de gas.
- 2. Simuladores de aceite negro.
- 3. Simuladores composicionales.

Los yacimientos de aceite volátil y los de gas y condensado se analizan mediante el simulador composicional.

Y los del tercer grupo son:

- 1. Simuladores de recuperación térmica.
- 2. Simuladores de recuperación química.
- 3. Simuladores de recuperación con miscibles.

En la Figura II.6 se muestran los diferentes factores que se deben de tomar en cuenta para la selección del simulador.

### **II.6.1. Simulador de porosidad sencilla.**

Este tipo de simuladores se utiliza para modelar yacimientos no fracturados o fracturados que se pueden representar como no fracturados debido a que los bloques de matriz son prácticamente impermeables, en este caso y despreciando la escala los bloques impermeables juegan el papel de los granos sólidos y las fracturas el del espacio poroso.

Los modelos de porosidad sencilla frecuentemente se utilizan para estimar los siguientes efectos durante la recuperación de hidrocarburos:

- a) Declinación de la producción.
- b) Comportamiento de presión.

### **II.6.2. Simulador de doble porosidad.**

Los modelos de doble porosidad son los que se utilizan para describir el comportamiento de los yacimientos fracturados en donde normalmente existen una serie de discrepancias y discontinuidades a lo largo de todo el yacimiento, como resultado de dos sistemas distintos de porosidad en la misma formación. En este tipo de simuladores es necesario proporcionar para cada punto del yacimiento dos valores de propiedades, una para la matriz y otra para la fractura. Por lo que las ecuaciones y la forma de describir el modelo que va a representar al yacimiento son más complicadas que las utilizadas en los sistemas de porosidad sencilla.

### **II.6.3. Simulador de gas.**

Como su nombre lo indica, este tipo de simuladores se utiliza para llevar a cabo las predicciones del comportamiento de un yacimiento de gas. Sin lugar a duda, los estudios para este tipo de yacimientos son los más sencillos si se considera la presencia de una sola fase (gas).

Los parámetros que pueden definirse con este tipo de simulador son entre otros:

- a) Volumen de gas inicial.
- b) Gasto de producción.
- c) Distribución de presiones.

### **II.6.4. Simulador de aceite negro.**

Este es el modelo más simple que puede utilizarse para estudios de agotamiento primario o recuperación secundaria por medio de inyección de gas o agua. Cuenta con los cuatro mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de aceite.(expansión del sistema, segregación gravitacional, desplazamiento e imbibición).

Los modelos de este tipo se han utilizado durante más de veinte años y se basan en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse por medio de sólo tres componentes (aceite, gas y agua). Esta suposición funciona bien siempre y cuando el sistema durante el proceso de recuperación, quede lejos del punto crítico y de la región de condensación retrógrada y además, si los fluidos que se inyectan, consisten de los mismos componentes que los fluidos que se encuentran el yacimiento.

Los modelos de aceite negro frecuentemente se utilizan para estimar los siguientes efectos durante la recuperación de aceite:

- a) Declinación de la producción.
- b) Comportamiento de presión.
- c) Conificación del gas y/o agua.

#### **II.6.5. Simulador composicional.**

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no son válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite negro. Esto es cuando al existir pequeños cambios de presión y/o temperatura la composición de los fluidos del yacimiento varía. Este tipo de simuladores supone que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla de n-componentes. Las propiedades de la fase gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la composición y más recientemente por medio de ecuaciones de estado.

Algunos ejemplos de procesos en los cuales son utilizados éstos modelos son:

- a) Agotamiento de un yacimiento de aceite volátil o de gas y condensado donde la composición de fase y sus propiedades varían en una manera significativa, con presiones por debajo de la presión de burbujeo.
- b) Inyección de gas (seco o enriquecido) a un yacimiento de aceite negro para lograr su miscibilidad, ya sea total o parcial.
- c) Inyección de CO<sub>2</sub> a un yacimiento de aceite.

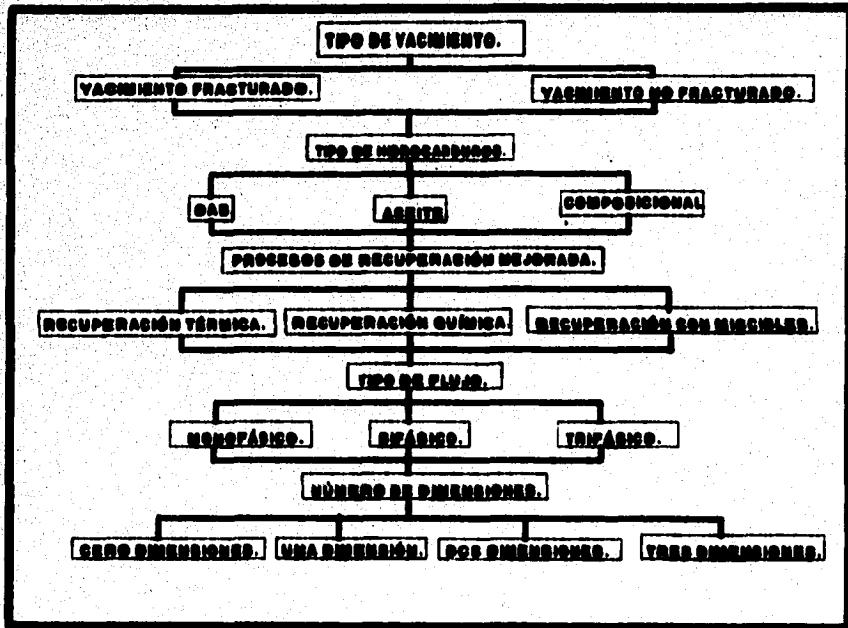


Figura II.6. Factores que se consideran para la selección del simulador.

### II.6.6. Simulador de recuperación química.

En los últimos años se han desarrollado nuevos procesos para recuperar una mayor cantidad de aceite de los yacimientos, ésto ha originado la necesidad de contar con simuladores capaces de reproducir el comportamiento de los yacimientos cuando se someten a este tipo de procesos. Como es de suponer, los modelos que se utilizan en este tipo de estudios, presentan un mayor grado de complejidad pues deben de considerar tanto la interacción que existe entre los propios fluidos químicos, como la que hay entre dichos fluidos y el medio poroso.

Dentro de este tipo de métodos de recuperación los más importantes son:

- a) Desplazamiento de aceite con soluciones miscelares y microemulsiones.
- b) Desplazamiento de aceite con polímeros.
- c) Desplazamiento de aceite con surfactantes.
- d) Desplazamiento de aceite por combinación de los tres anteriores.

#### **II.6.7. Simulador de recuperación con miscibles.**

Miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en cualquier proporción, sin que se forme entre ellos una interfase. Existen diferentes fluidos que se inyectan en el yacimiento bajo esta condición y el estudio del efecto que produce cada uno de ellos en la recuperación de aceite se hace con la ayuda de un simulador. Entre los fluidos que se utilizan en este tipo de procesos, se pueden citar:

- a) El gas enriquecido.
- b) El dióxido de carbono.
- c) El nitrógeno.

#### **II.6.8. Simulador de recuperación térmica.**

Este tipo de modelos se utilizan para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada, por medio de métodos térmicos, cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al aceite con el fin de disminuir su viscosidad y de esta forma,

facilitar su flujo hacia los pozos productores. Este tipo de métodos puede clasificarse en dos grupos:

- a) Inyección de fluidos calientes, agua caliente o vapor.
- b) Combustión in-situ.

Los problemas de procesos térmicos a los cuales se dirige este tipo de simuladores son, entre otros:

- a) Volumen necesario de vapor.
- b) Evaluar la posibilidad de incluir otros fluidos en la inyección de vapor.
- c) Recuperación esperada de aceite.
- d) Determinar los efectos gravitacionales en el proceso de recuperación de aceite.

### **III. METODOLOGÍA DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN.**

#### **III.1. Introducción.**

El objetivo de este capítulo es proporcionar y describir una forma de llevar a cabo un estudio de simulación. La mayoría de los estudios de simulación involucran esencialmente el mismo tipo de actividades, la diferencia principal radica en el tiempo y la distribución de éstas.

La etapa inicial de un estudio de simulación y frecuentemente una de las que consumen más tiempo es la adquisición, revisión y adecuación de los datos. La segunda etapa es la construcción del modelo que normalmente no representa mayor problema si en la etapa inicial se recabó información de calidad que cubra o sea representativa del área de estudio. La tercera etapa, que consume igual o más tiempo que la etapa inicial, es la realización del ajuste de la historia esta actividad es necesaria para poder realizar la última etapa que es la realización de la simulación del comportamiento futuro del yacimiento. Como se puede observar existe una relación directa entre las etapas que va a repercutir en una mayor certidumbre de los resultados obtenidos y por consiguiente en el éxito de la simulación.

El tiempo dedicado a cada actividad va a depender de la información disponible y de la actividad misma, por ejemplo si se cuenta con poca información, ya sea porque el campo en estudio tiene poco tiempo de haber empezado a explotarse o porque al inicio de su explotación no se llevaron a cabo mediciones (toma de registros, núcleos, aforos, etc.) la simulación llevaría poco tiempo, pero los resultados obtenidos no serían muy confiables porque como ya se mencionó la certidumbre de ésta aumenta al contarse con más información durante un mayor intervalo de tiempo. Las variaciones en los valores utilizados dificultan realizar el ajuste que valide el modelo, por lo que no solo es necesario contar con más información sino que también ésta sea de buena calidad.



**III.2. Adquisición, revisión y adecuación de la información.**

Para llevar a cabo una simulación numérica de yacimientos petroleros, lo primero que se tiene que hacer es recabar la información necesaria para construir el modelo que representará al yacimiento. Esto requiere de una amplia descripción física del yacimiento así como de las características de los fluidos que se encuentran en él y de los tipos de mecanismos por medio de los cuales éstos son producidos. Para lograr esto es necesario llevar a cabo un estudio geológico-geofísico de detalle que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico. Esto es lo que se conoce como la caracterización del yacimiento, que es un estudio previo a la simulación.

La caracterización de yacimientos requiere la integración de información de diferentes disciplinas de exploración y desarrollo de yacimientos, que además también deben de interactuar entre ellas para poder proporcionar a la simulación numérica de yacimientos de un modelo geológico cuantitativo y cualitativo con las características geológicas y petrofísicas del yacimiento.

En la Figura III.1 se presenta un esquema de las diferentes especialidades que participan en la caracterización de yacimientos.

En general la información que se necesita conocer para realizar una simulación numérica de yacimientos es:

- a) Mecanismos de desplazamiento
- b) Propiedades de las rocas
- c) Propiedades de los fluidos y
- d) Los datos de producción.

Las propiedades de las rocas y de los fluidos así como la descripción geológica y estructural son parámetros que actualmente son determinados en la realización de la caracterización del yacimiento, ésto no quiere decir que durante la simulación no se puedan alterar, lo que hace necesaria una retroalimentación entre la simulación y la caracterización. Los resultados que se obtengan de la simulación serán un reflejo de la información que se haya utilizado para realizarla. Por lo que debemos considerar a la selección y análisis de la información como una de las partes claves de la simulación.

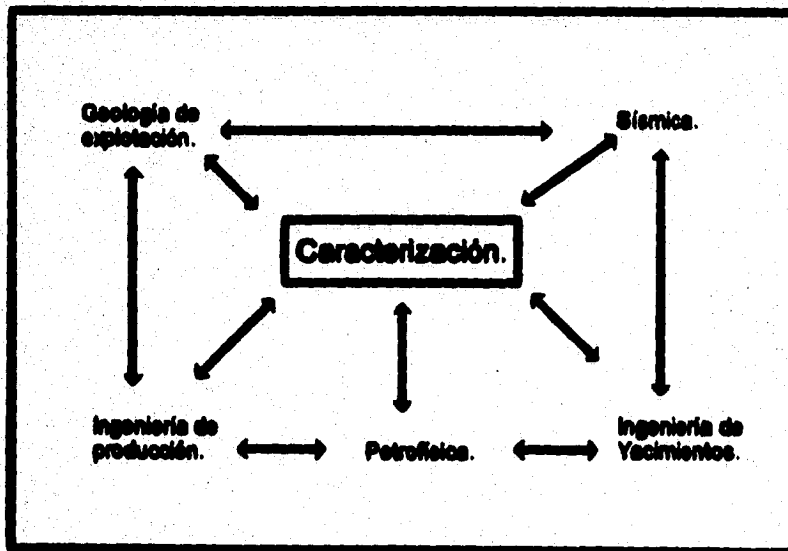


Figura III.1 Especialidades que participan en la caracterización de yacimientos.

### **III.2.1. Mecanismos de desplazamiento**

Es necesario conocer los mecanismos de desplazamiento que están actuando en el yacimiento para poder hacer una buena representación en el modelo.

Los cuatro mecanismos básicos que operan para recuperar los hidrocarburos del yacimiento son:

- a) Expansión del sistema roca-fluidos.
- b) Desplazamiento (agua o gas).
- c) Segregación gravitacional.
- d) Imbibición.

La expansión del sistema roca-fluidos se provoca al haber un abatimiento de presión, dando como resultado el movimiento de los fluidos a través del medio poroso del punto de mayor presión al punto de menor presión.

El desplazamiento se da con agua o gas. El primero puede ser debido al agua de inyección o bien a la entrada de agua natural debido a algún acuífero; el segundo puede ser debido al gas disuelto liberado o al casquete de gas, ya sea natural o inyectado.

La segregación gravitacional se presenta en yacimientos de espesor considerable o en capas de echado muy pronunciado que tengan valores de permeabilidad altos en el sentido vertical y consistente en el acomodo que tienen los fluidos de acuerdo con sus densidades.

La imbibición capilar se da generalmente en el sentido normal (perpendicular al flujo) y puede ser muy importante al inyectar agua en forma lateral en capas heterogéneas con variaciones considerables en las permeabilidades verticales.

### **III.2.2. Propiedades de las rocas.**

Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con la ayuda de núcleos obtenidos del yacimiento y que se procura que sean representativos. Para asegurar una mayor precisión en éstos datos se puede obtener información complementaria de estas propiedades. Dicha información la proporcionan los registros geofísicos y los análisis de pruebas de presión. Además, existen correlaciones publicadas para la obtención de estas propiedades y que pueden ser de utilidad en determinado momento. Actualmente se cuenta con *software* en la industria petrolera que permite realizar la interpretación de los registros geofísicos y poder determinar así la litología y la acumulación de fluidos en el yacimiento. Esta información se puede complementar con la información sísmica (interpretación estructural y estratigráfica) para obtener una mejor descripción del yacimiento, como sabemos los registros proporcionan información en el sentido vertical, con la ayuda de la sísmica podemos extrapolar esta información en dirección horizontal logrando así una distribución areal de las propiedades.

Las propiedades requeridas son:

1. Permeabilidad.
2. Porosidad.
3. Compresibilidad.
4. Presión capilar.
5. Permeabilidad relativa.

Una de las propiedades petrofísicas más difíciles de determinar es el valor y la distribución de la permeabilidad, ésta es más variable que la porosidad y más difícil de medir. No existe un solo método general apropiado para obtener datos de permeabilidad. Las pruebas de presión son una de las herramientas que nos pueden dar una idea de los valores de permeabilidad en las cercanías

del pozo, pero como normalmente existen heterogeneidades éstos no son representativos en todo el yacimiento.

Las permeabilidades relativas pueden obtenerse por medio de las siguientes maneras:

- a) Pruebas de desplazamiento.
- b) Cálculos por medio de datos de presión capilar.
- c) Correlaciones.

La presión capilar es un parámetro importante ya que nos define la distribución inicial de saturaciones, aunque también es posible definir esta distribución utilizando planos de saturaciones. La presión capilar puede ser una fuerza dominante en yacimientos fracturados, como en el caso de yacimientos mojados por agua que producen por imbibición de agua. Normalmente podemos obtener las presiones capilares de un análisis petrofísico realizado en el laboratorio, en caso de no contar con este análisis es posible utilizar la función  $J$  de Leverett.

### **III.2.3. Propiedades de los fluidos.**

Las propiedades de los fluidos son también obtenidas en el laboratorio. Esto se hace mediante una separación flash realizada a muestras obtenidas de fluidos del yacimiento mejor conocido como análisis PVT.

Las propiedades de los fluidos que se requieren en la simulación son:

1. Factores de volumen (aceite, agua y gas).
2. Viscosidad de los fluidos (aceite, agua y gas).
3. Relación del gas disuelto en el aceite.

4. Relación gas-agua.
5. Relación gas-líquido.
6. Densidad del aceite, gas y agua.

En la Tabla III.1 podemos observar con más detalle las propiedades de la roca y de los fluidos necesarias para la simulación numérica de yacimientos.

### **III.2.4. Datos de producción.**

Al realizar una simulación numérica de yacimientos es necesario, para validar el modelo, hacer un ajuste de datos medidos con los calculados por el simulador por lo que es necesario contar con la mayor cantidad de datos de los pozos como son: el o los intervalos productores, los ritmos de producción, la declinación de la presión a lo largo del tiempo, ésto es posible mediante la realización de aforos, mediciones de presiones estáticas y presiones de fondo fluyendo para poder así contar con parámetros de comparación. Para ésto lo que se hace es comparar las gráficas de:

- 1)  $Q_o$  vs tiempo.
- 2)  $Q_w$  vs tiempo.
- 3)  $Q_g$  vs tiempo.
- 4)  $P_{ws}$  vs tiempo.
- 5)  $P_{wf}$  vs tiempo.
- 6)  $P_{th}$  vs tiempo.

De los aforos se obtienen los gastos de aceite, agua y gas así como las relaciones gas-aceite. las presiones en la cabeza y en el separador.

También es de gran ayuda contar con pruebas de presión-producción por que aquí se mide la presión de fondo fluyendo y el gasto de manera simultánea durante la prueba.

Datos para describir las condiciones iniciales.	
<b>símbolo</b>	<b>Definición.</b>
<b>Rock:</b>	
D	Cima de la formación de la estructura.
h	Espesor bruto de la formación.
h <sub>n</sub>	Espesor neta.
φ	Porosidad.
P <sub>cow</sub> vs S <sub>w</sub>	Funciones de la presión capilar (agua/aceite)
P <sub>og</sub> vs S <sub>g</sub>	Funciones de la presión capilar (gas/aceite)
<b>Fluids:</b>	
B <sub>o</sub>	Factor de volumen del aceite @ P <sub>i</sub> .
B <sub>w</sub>	Factor de volumen del agua @ P <sub>i</sub> .
B <sub>g</sub>	Factor de volumen del gas @ P <sub>i</sub> .
ρ <sub>o</sub>	Densidad del aceite a cond. estándar y P <sub>i</sub> .
ρ <sub>w</sub>	Densidad del agua a cond. estándar y P <sub>i</sub> .
ρ <sub>g</sub>	Densidad del gas a cond. estándar y P <sub>i</sub> .
<b>Datos adicionales para describir el desplazamiento de aceite/gas.</b>	
<b>Rock:</b>	
K	Permeabilidad absoluta.
K <sub>rg</sub> y K <sub>ro</sub> vs. S <sub>o</sub>	Funciones de permeabilidad relativa del gas y aceite.
C <sub>t</sub>	Compresibilidad total.
<b>Fluids:</b>	
R <sub>g</sub> vs. p	Gas en solución vs. presión
B <sub>o</sub> vs. p	Factor de volumen del aceite vs. presión.
B <sub>g</sub> vs. p	Factor de volumen del gas vs. presión.
C <sub>o</sub>	Compresibilidad del aceite.
C <sub>g</sub>	Compresibilidad del gas.
μ <sub>o</sub> vs. p	Viscosidad del aceite vs. presión.
μ <sub>g</sub> vs. p	Viscosidad del gas vs. presión.
<b>Datos adicionales para describir el desplazamiento del agua/aceite.</b>	
<b>Rock:</b>	
K <sub>rw</sub> y K <sub>ro</sub> vs. S <sub>w</sub>	Funciones de la permeabilidad relativa del agua y del aceite.
P <sub>ow</sub> vs. S <sub>w</sub>	Funciones de la presión capilar.
<b>Fluids:</b>	
B <sub>w</sub> vs. p	Factor de volumen del agua vs. presión.
μ <sub>w</sub> vs. p	viscosidad del agua vs. presión.

Tabla III.1. Propiedades de la roca y de los fluidos necesarias para la simulación.

Mediante el análisis de la historia de producción es posible determinar el avance del contacto agua-aceite, declinaciones por pozo y por campo así como todo tipo de problemas que se hayan presentado en cada pozo durante la producción. Todo esta información es de utilidad en la simulación numérica de yacimientos.

### **III.3. Construcción del modelo.**

Como se había mencionado anteriormente la solución del modelo matemático es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta. Esto es posible sustituyendo las ecuaciones diferenciales, que describen el flujo de fluidos, por ecuaciones en diferencias. Implícito en las ecuaciones en diferencias esta la discretización que es la subdivisión de la distancia y el tiempo en incrementos específicamente definidos. En otras palabras al usar las ecuaciones en diferencias es necesario tratar al yacimiento como si estuviera compuesto de elementos de volumen discretos y calcular los cambios de las condiciones dentro de cada elemento de volumen para cada uno de los intervalos de tiempo discretos. Los elementos de volumen discretos del yacimiento se les da el nombre de *bloques* o *celdas* y a los intervalos de tiempo *pasos de tiempo*.

Resumiendo podemos decir que el modelo va a estar construido por una serie de bloques que van a constituir lo que de ahora en adelante llamaremos *mallá de simulación*.

Existen varios factores que influyen en la construcción de la *mallá de simulación*:

1. Tipo de complejidad del problema ( geometría del sistema, heterogeneidad de la roca, tipo de fluidos presentes, etc.)
2. Calidad de la respuesta necesaria para la toma de decisiones del manejo del yacimiento.
3. Tiempo disponible para terminar el estudio.
4. Factor económico.
5. Disponibilidad y calidad de los datos.
6. Capacidad del simulador y características del equipo de computo disponible.



Una vez definidos los puntos anteriores se procede a la selección del:

1. Número de dimensiones.
2. Número de bloques.

### **III.3.1. Selección del número de dimensiones.**

Uno de los primeros pasos en la construcción del modelo es decidir el número de dimensiones necesario para representar la geometría del sistema. Para esto, se debe de considerar tanto la geometría externa como la geometría interna. La geometría externa incluye el campo o límites del acuífero, la cima y base del yacimiento o acuífero (incluyendo las fallas). La geometría interna comprende la extensión areal y vertical de unidades independientes de permeabilidad (intercalaciones densas y estratificación) así como zonas importantes en la solución del problema y en la definición de la geometría del pozo.

Los diferentes tipos de modelos son:

1. Modelo Tanque o de cero dimensiones.
2. Modelos de una dimensión (1D).
3. Modelos areales (2D).
4. Modelos de sección-transversal (2D).
5. Modelos de tres dimensiones (3D).

**I. Modelo de cero dimensiones:**

A este modelo se le conoce también como modelo tanque y debido a que al realizar los cálculos lo que hace es un balance de materia de los fluidos que entran y los fluidos que salen, por lo que también se le conoce como de balance de materia. Se dice que es un modelo tanque porque las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto, es decir que se consideran valores promedio a lo largo de todo el yacimiento, Figura III.2.

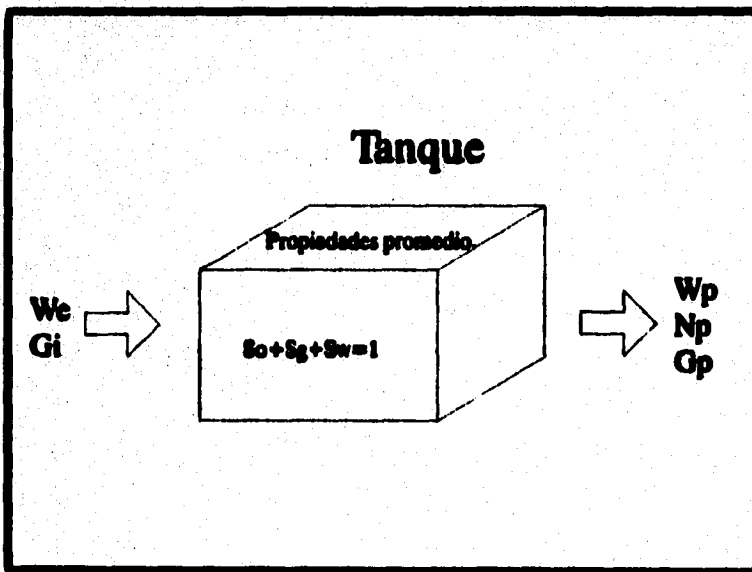


Figura III.2 Modelo de cero dimensiones.

Este modelo es la base de los demás modelos existentes y tiene como peculiaridad que en él no se pueden definir pozos.

El uso que generalmente se le da a este modelo es para estimar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento o como una herramienta para conocer la entrada de agua y la presión promedio del yacimiento.

## 2. Modelo de una dimensión (1D).

El modelo de una dimensión no es otra cosa que dos modelos de cero dimensiones juntos pero ahora considerando además el flujo entre ellos, por ejemplo considérese un yacimiento que varía en litología y que de acuerdo con esta variación el yacimiento puede dividirse en dos partes, en este caso el yacimiento no se debe considerar con propiedades promedio, sin embargo cada parte si es posible representaría de esta manera, por lo que el yacimiento consistirá de dos bloques. La transferencia de fluidos entre ambos bloques se evalúa con la ecuación de Darcy; Es decir que junto con la ecuación de balance de materia estas dos ecuaciones describen el comportamiento de cada celda. El modelo de una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial como se muestra en la Figura III.3

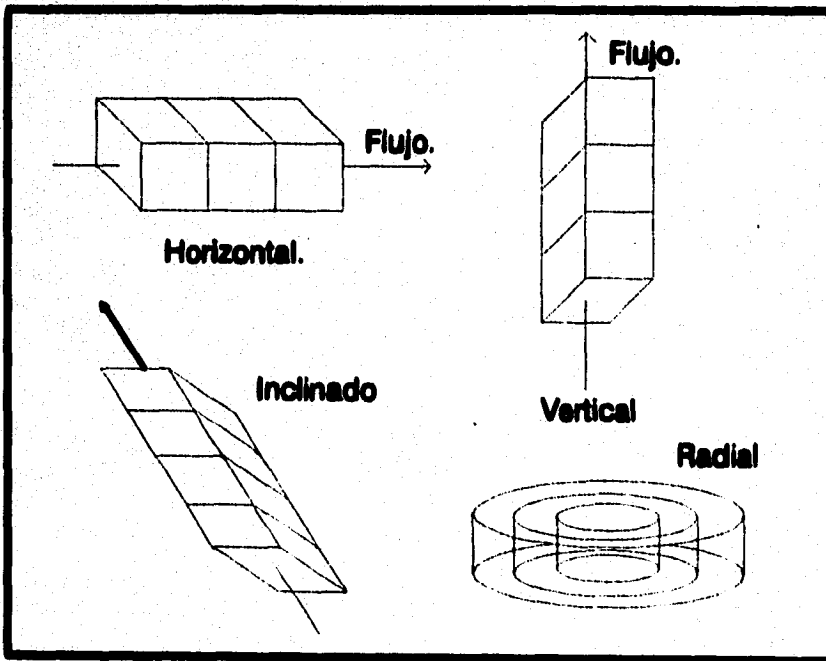


Figura III.3 Geometrias del modelo de una dimensión.

En la simulación de yacimientos dicho modelo puede ser aplicado para realizar análisis de sensibilidades del comportamiento del yacimiento con las variaciones de las propiedades, éstos estudios son de gran ayuda cuando se esta tratando de ajustar un modelo más grande y complejo. También son de gran ayuda en la evaluación de la influencia de las heterogeneidades en la dirección del flujo, pero normalmente no calculan la eficiencia de desplazamiento de manera realista en regiones invadidas por que no pueden representar los efectos gravitacionales perpendiculares al flujo.

### **3. Modelo de dos dimensiones (2D).**

El modelo de 2 dimensiones consiste en más de una celda en dos direcciones y de solo una celda en la tercera dirección. Como se puede apreciar en la Figura III.4 el modelo de dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial.

#### **a) simulador areal.**

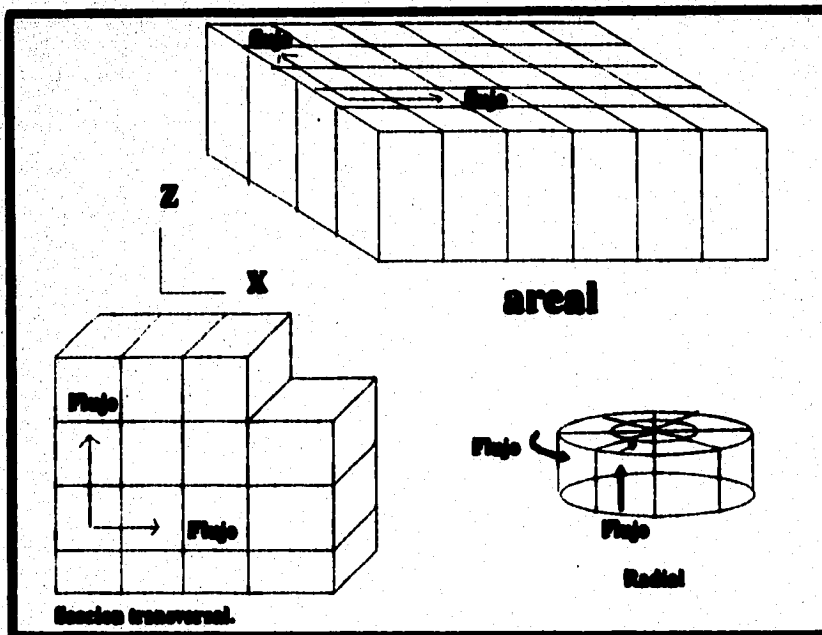
En este modelo se tienen variaciones de la propiedades en dos direcciones (x, y). Es posible considerar los efectos gravitacionales al asignar diferentes profundidades a cada una de las celdas del modelo.

Este tipo de modelos generalmente se aplica donde los espesores son pequeños con respecto a su área y no existe un efecto marcado de estratificación o también cuando patrones de flujo areales predominan en el yacimiento. Algunas de las aplicaciones que se les da son:

- 1. Simular lo efectos de barrido al inyectar gas o agua.**
- 2. Evaluar al heterogeneidades en el sentido areal del yacimiento.**

3. **Determinar la localización de pozos en yacimientos donde se tenga variaciones de las propiedades, para lograr de esta manera una recuperación óptima.**
4. **Tiempo de instalación de sistemas de producción artificial**

**Figura III.4 Modelo de dos dimensiones.**



b) **simulador de sección transversal.**

Este tipo de modelos es de gran utilidad cuando las propiedades varían en el sentido vertical. Puede describir la distribución de saturaciones en el avance de un frente de gas o agua considerando los efectos gravitacionales, además de ser el instrumento para la obtención de las llamadas *seudo funciones*.

El término de *pseudo funciones* fue utilizado por primera vez en la simulación numérica de yacimientos para describir modificaciones en los valores de las propiedades de las rocas y de los fluidos medidas directamente en el laboratorio. Las modificaciones fueron realizadas para reflejar efectos tridimensionales (3D) en un simulador de dos dimensiones areal (2D). Es decir que actúan como transformaciones al reducir el número de dimensiones de un problema de simulación. Frecuentemente las pseudo funciones son identificadas como pseudo permeabilidades relativas y pseudo presiones capilares únicamente, pero también tenemos pseudo porosidades, saturaciones, viscosidades, potenciales, etc.

*Las pseudo funciones son promedios ponderados de un cierto parámetro sobre cierto volumen del yacimiento, refiriéndonos al volumen del yacimiento en una escala mayor a la usada para realizar las mediciones de las propiedades de las rocas en el laboratorio (núcleos). Por ejemplo en una malla de simulación un solo bloque sería el volumen al cual nos referimos. La forma de obtener las pseudo funciones a partir de las mediciones de laboratorio se presentan en el trabajo realizado por G.W. Thomas.<sup>3</sup>*

**c) Simulador de dos dimensiones en forma radial.**

En este modelo de dos dimensiones en forma radial ( $r, z$ ) se pueden realizar las simulaciones a nivel de pozo y permite simular la condensación de agua o gas, además tiene la ventaja de poder analizar con mayor detalle los cambios bruscos de presión y de saturación que ocurren en la cercanía del pozo.

**4. modelo de tres dimensiones (3D).**

Este modelo consiste en n-número de dimensiones en cualquiera de las tres direcciones ya sea en coordenadas cartesianas ( $x, y, z$ ) o cilíndricas ( $r, \theta, z$ ). Ver Figura III.5.

Actualmente algunos simuladores puede manejar modelo de tres dimensiones híbridos, esto es con coordenadas cartesianas y cilíndricas. Esto es una gran ventaja por que permite construir un modelo con coordenadas cilíndricas en los bloques de pozo realizando de manera simultánea una simulación a nivel de pozo y de yacimiento.

Algunas de las razones por las que puede ser necesario o deseable el uso de modelos tridimensionales son:

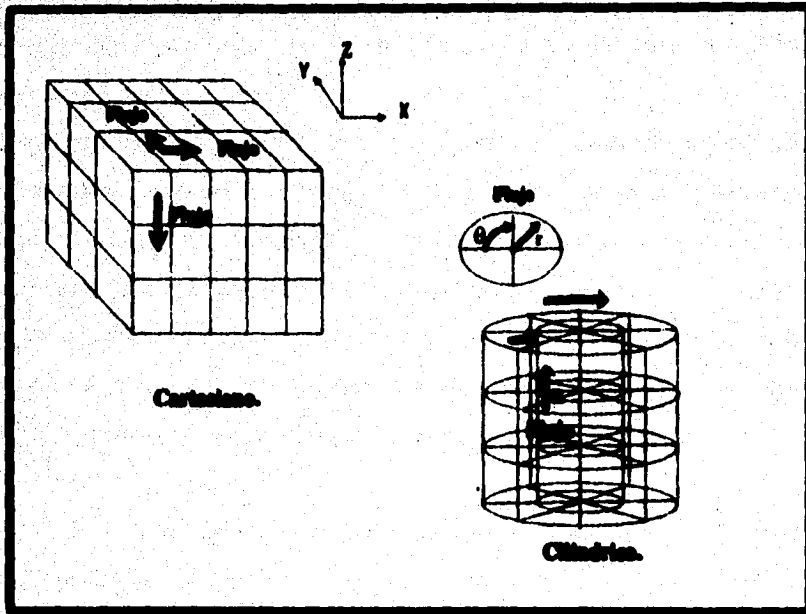
1. La geometría del yacimiento es muy compleja para reducirla a un modelo areal. Por ejemplo en yacimientos con intercalaciones de lutitas y otras barreras discontinuas que se extienden a lo largo de ciertas áreas del yacimiento.
2. La mecánica de flujo del yacimiento es tan compleja que su representación es difícil de analizar en modelos bidimensionales.
3. Cuando es necesario el detalle en el sentido vertical y areal.
4. Cuando el uso de modelo areales (2D) con pseudo funciones resulta caro y requiere de un gran esfuerzo para generarlas.

### **III.3.2. Selección del número de bloques.**

La selección del número de bloques en las direcciones x-y-z involucran muchos factores, incluyendo el presupuesto disponible para el proyecto y el juicio y la experiencia del ingeniero.

Para cualquier tipo de simulador el tiempo de los cálculos aritméticos o tiempo de cómputo empleado por cada paso de tiempo es, por lo menos, directamente proporcional al número de bloques de la malla. El tiempo empleado en una corrida de simulación es proporcional al producto del número de bloques por el número de pasos de tiempo requeridos por el simulador para cubrir el período de interés. El incremento de los pasos de tiempo esta controlado por el máximo cambio en una o más de las cantidades calculadas por el simulador (presión, saturación, etc.). Este

máximo cambio generalmente ocurre en o cerca de los pozos o en las vicinidades de una frontera de flujo.



**Figura III.5. Modelo de tres dimensiones (3D).**

No existe una regla para definir el número de bloques y sus dimensiones, pero las siguientes consideraciones son de gran ayuda:

a) Algunos de los factores que sugieren el uso bloques finos (pequeños) son: una gran cantidad de pozos, forma y rapidez de los cambios areales de permeabilidad, porosidad, espesor, y profundidad.



### Metodología de un estudio de simulación.

- b) En general las dimensiones de los bloques pueden ser mayores hacia las fronteras más profundas del yacimiento y se pueden incrementar más dentro del acuífero si es que este existe y está siendo incluido en la malla de simulación.
- c) Normalmente el número de bloques se incrementará con el tamaño del yacimiento y el número de pozos pero el tamaño de los bloques finos y burdos(grandes) puede ser diferente para yacimientos de dimensiones parecidas.
- d) El menor número de bloques se asocia generalmente a estudios limitados únicamente al agotamiento natural y un flanco de inyección gas o agua. En este caso en malla burda puede haber bloques que contengan dos o más pozos del mismo tipo (producción e inyección), obteniéndose resultados confiables o con variaciones de poca significancia. Un mayor número de bloques en el sentido areal puede ser necesario en estudios con procesos de recuperación mejorada o en casos de patrones de flujo de agua. Como regla debe de haber por lo menos dos, de preferencia tres o más bloques separando cada par de pozos de inyección-producción.

Los bloques de la malla deben ser lo suficientemente pequeños para satisfacer además los siguientes requerimientos.

1. Identificar las saturaciones y las presiones en las localizaciones y tiempos requeridos por el estudio.
2. Deben describir la geometría, geología y las propiedades físicas iniciales del yacimiento de una manera adecuada.
3. Describir las saturaciones dinámicas así como los perfiles de presiones con suficiente detalle para lograr los objetivos del estudio.
4. Describir de manera apropiada la mecánica de los fluidos en el yacimiento.

### III.3.2.1 Localizaciones donde las presiones y saturaciones deben ser conocidas.

El primer paso en el diseño preliminar del modelo del yacimiento es identificar las zonas donde las presiones y saturaciones deben de ser conocidas. Estas zonas como ya se mencionó anteriormente son las localizaciones de o cerca de los pozos, el área de las localizaciones puede incluir todos los pozos existentes y planeados o puede estar limitada a un pequeño subgrupo de ellos. El conocimiento de estas áreas nos ayuda a definir una menor segmentación en todo el yacimiento o menor área de malla fina, pero también es necesaria una mayor segmentación en las localizaciones de los pozos. En la actualidad es posible realizar una mayor segmentación en uno o varios bloques del modelo, ésto nos permite hacer una mayor segmentación únicamente en los bloques de pozo, a ésto se le conoce como *refinamiento local de malla (LGR por sus siglas en inglés)*. El refinamiento local es posible realizarlo en coordenadas cartesianas o cilíndricas. En la Figura III.6 se ilustra la comparación de una malla sin refinamiento local con otra utilizando el refinamiento local en los bloques de pozo.

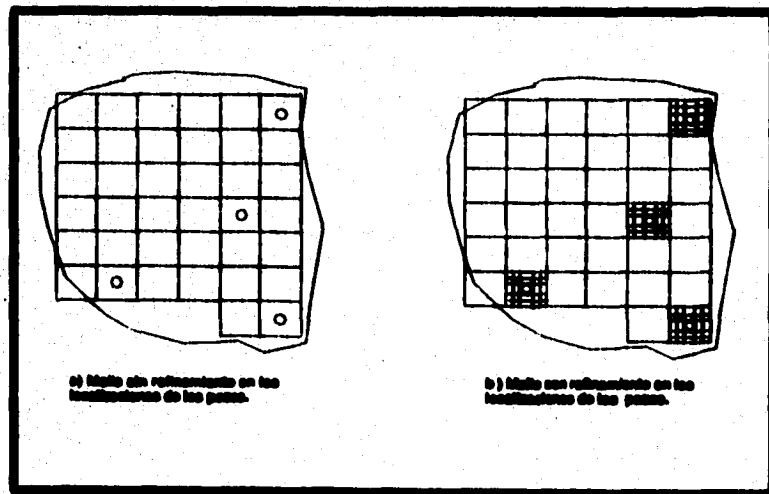


Figura III.6. Comparación de malla ubicando localización de los pozos y malla con segmentación adecuada.

### **II.3.2.2 Representación de la geometría, geología y propiedades físicas.**

Las fronteras externas del yacimiento son el factor geométrico más obvio a ser representado. La malla de simulación debe estar orientada para que las fronteras del yacimiento correspondan a las orillas de ésta, en los casos en los que las fronteras tengan una forma muy compleja las zonas que caigan fuera del yacimiento pueden ser representados haciendo los bloques inactivos, es decir que no se consideren en los cálculos, o asignándoles cero permeabilidad.

Otro factor que influye mucho en la selección del número de bloques es la presencia de barreras internas al flujo de fluidos, como por ejemplo las intercalaciones de lutitas, discontinuidades del yacimiento y fallas no conductivas. Estas barreras generalmente son incluidas en el modelo asignándoles cero permeabilidad en la frontera interna del bloque apropiado. En la Figura III.7 se muestra una malla en la que se representan los límites del yacimiento y las barreras de lutitas.

Cambios significativos en permeabilidad y porosidad deben ser representados por una frontera entre las capas del modelo. Los yacimientos altamente estratificados pueden requerir una segmentación muy extensa en la dirección vertical. Por otra parte si hay poca variación de las propiedades en el sentido vertical la segmentación vertical extensa no es necesaria.

La definición de la malla en una zona de transición debe ser lo suficientemente fina para describir la distribución de saturaciones, gradientes de presión y eficiencia de desplazamiento en la zona con la exactitud requerida por el estudio. En caso de que una definición adecuada de la malla no sea práctica se deben de utilizar las pseudo funciones.

### III.3.2.3 Representación del comportamiento de las presiones y saturaciones dinámicas.

En adición a los factores de descripción del yacimiento antes discutidos existen varios factores dinámicos que necesitan ser considerados en la selección del tamaño de bloque. Por ejemplo una definición de saturaciones en una malla burda puede traer como consecuencia un error en el cálculo de los gastos y eficiencias de desplazamiento. Algunos de éstos factores involucran la resolución areal y vertical, mientras que otros, como la dispersión numérica, influyen en la exactitud de los cálculos involucrados para la solución de las ecuaciones de flujo.

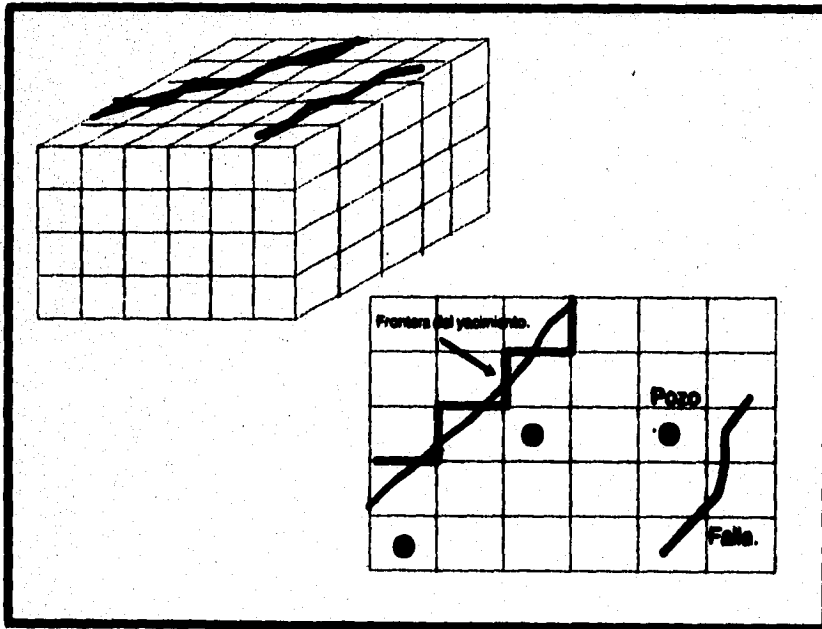


Figura III.7. Influencia de la geometría interna y externa sobre el diseño del modelo.

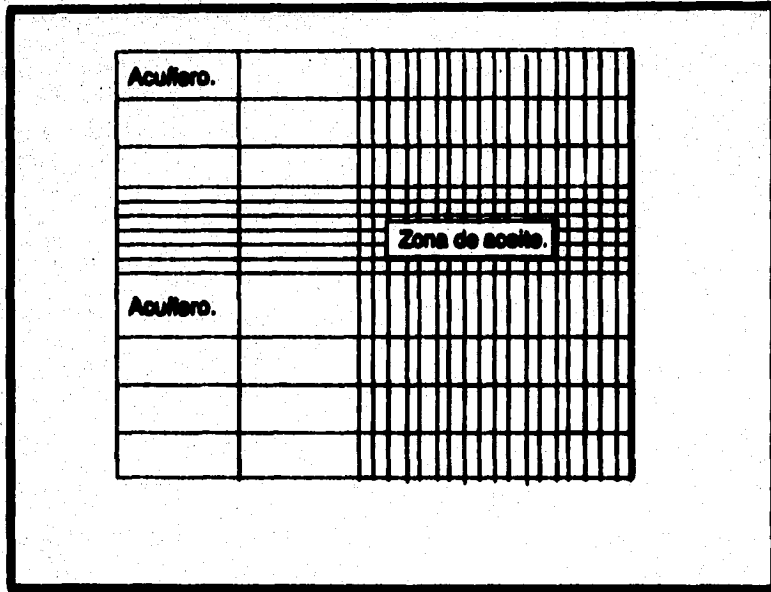
Para poder representar el comportamiento dinámico del yacimiento adecuadamente, el modelo debe de ser capaz de:

1. Describir las presiones del yacimiento en función del tiempo. Exactitud en los cálculos de presiones si estas van a ser utilizadas para la predicción del índice de productividad de los pozos.
2. Si existe más de una fase móvil en el yacimiento, describir los movimientos y localizaciones de cada uno de los fluidos. Si la segregación de fluidos es significativa una apropiada segmentación en el sentido vertical puede ser muy importante
3. Representar correctamente el comportamiento de los pozos durante la producción o inyección y su dependencia con las presiones y saturaciones en la vecindad de éstos pozos.

#### **III.3.2.4 Efecto del tamaño de bloque en el cálculo de la presión y la producción.**

Si una región del yacimiento contiene solo una fase móvil y no existen pozos, solo se requieren algunos bloques para representar de manera adecuada la presión en esa zona. Por ejemplo los bloques que se utilizan para representar el acuífero o el casquete de gas pueden ser más grandes que aquellos donde existe flujo de dos o más fases. La Figura III.8 muestra una malla donde se utilizan bloques grandes en el acuífero; incluso si el acuífero representado en la fig. 3.8 contiene pozos de inyección puede ser representado de manera adecuada, ya que el detalle del comportamiento de los pozos inyectoros no es necesario. Las zonas de aceite que contienen pozos productores usualmente se modela con bloques más pequeños, incluso si el aceite es la única fase fluyendo en esa zona, ésto porque, el detalle del comportamiento de los pozos productores casi siempre se desea conocer.

Estudios realizados por Staggs y Herber<sup>6</sup> demuestran que el tamaño de bloque afecta la producción. En sus estudios ellos utilizaron varios modelos en donde la única diferencia era el número de bloques ( 3x3, 4x4, 5x5, 6x6 ), los modelo tenían un pozo productor y un inyector como se muestra en la Figura III.9.



**Figura III.8. Malla con bloques más grandes donde existe una sola fase (acuífero).**

En la Figura III.10 se presentan los resultados del cálculo de la producción con las diferentes mallas. Staggs y Herber concluyeron que al menos dos bloques deben de ser colocados entre un pozo productor y un pozo inyector.

### **III.4. Ajuste de la historia.**

#### **III.4.1. Introducción.**

Uno de los objetivos de la simulación numérica es la predicción del comportamiento del yacimiento con el mayor detalle y exactitud que sea posible con técnicas simples como la extrapolación. Es evidente que para que el modelo se comporte como el yacimiento debe ser conceptualmente similar a él. Una diferencia significativa entre los datos y los valores reales en el yacimiento causarán un error en los resultados de la simulación. Desafortunadamente no se conoce lo suficiente el yacimiento para desarrollar un modelo exacto sin probarlo y de alguna manera alterar sus propiedades hasta que pase la prueba. La manera más usual, y normalmente la única, de probar el modelo es simular el comportamiento pasado del yacimiento y comparar con datos del comportamiento histórico real. Al simular el comportamiento pasado se identificarán debilidades en los datos, lo que sugiere la necesidad de modificar algunos de ellos, para aprobar el modelo y demostrar que la calidad de la descripción del yacimiento no está totalmente aceptada. Si los cambios hechos en el modelo para forzar la simulación del comportamiento histórico son consistentes con un entendimiento racional de la descripción del yacimiento, el proceso de ajuste de la historia puede ser una técnica especial y poderosa para describir el yacimiento.

El ajuste de la historia puede consumir mucho tiempo y puede ser caro y frustrante, debido a que el comportamiento del yacimiento puede ser muy complejo y con numerosas interacciones, que como un todo, dificultan su comprensión. Para lograr que este proceso sea manejable es necesario dividirlo en varios procesos.

A pesar de que no existe un procedimiento general para lograr el ajuste existen algunas técnicas que nos permiten estructurar una metodología de ajuste. En este capítulo se presentan algunas técnicas que pueden ser utilizadas para obtener el ajuste de la historia de producción.

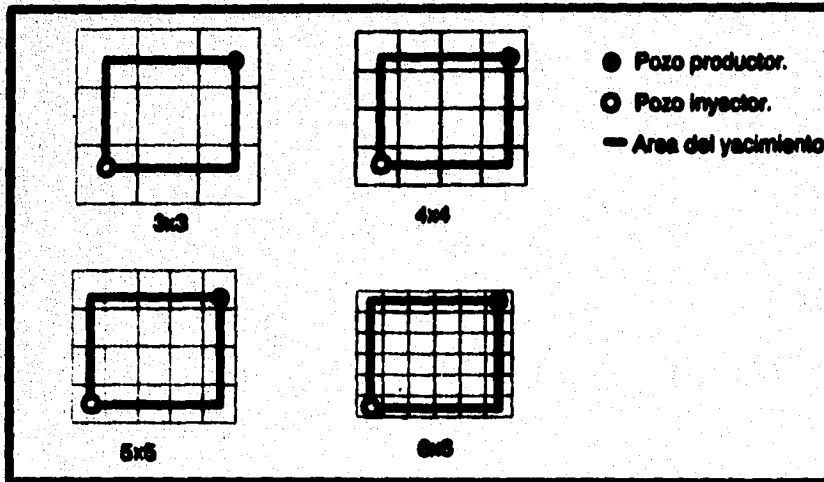


Figura III.9 Diferentes mallas utilizadas por Staggs y Herber.

Para poder iniciar el ajuste de la historia es necesario que el modelo este totalmente definido, ésto es, que contenga cimas, espesores, porosidades, permeabilidades y que además los pozos y sus disparos estén correctamente ubicados en el modelo.

#### III.4.2. Objetivos del ajuste de la historia.

Como se dijo en la introducción el principal objetivo del ajuste es probar y validar el modelo del yacimiento, pero también existen algunos objetivos secundarios que en algunas ocasiones no se visualizan o convierten en un procedimiento más para lograr el ajuste. Por ejemplo, el ajuste de la historia puede contribuir a comprender el estado actual del yacimiento, incluyendo la distribución y el movimiento de los fluidos además podemos verificar o identificar el mecanismo de declinación así como inferir la descripción del yacimiento, incluyendo distribución de aceite y gas iniciales, en lugares del yacimiento donde no existen datos. En algunas ocasiones durante el ajuste se pueden descubrir problemas de fallas de tuberías.



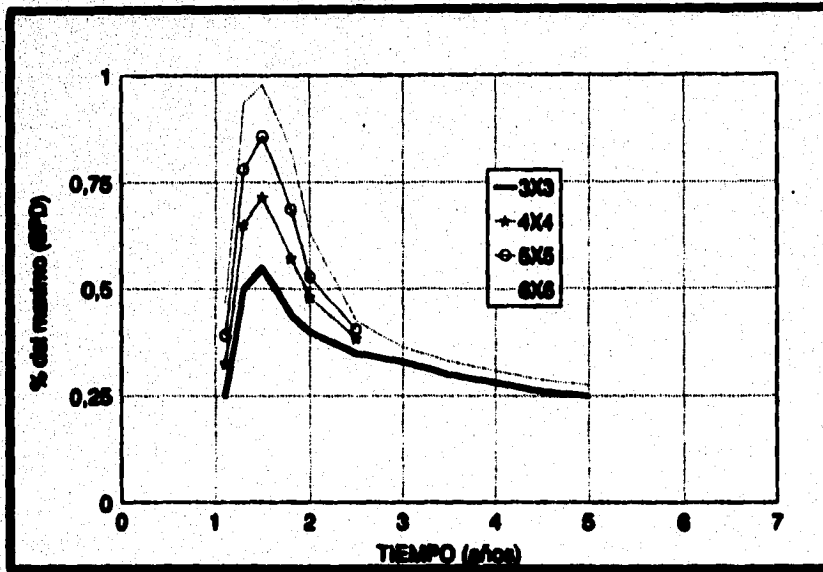


Figura III.10 Predicción de gastos con las diferentes mallas.

#### III.4.3. Datos de comparación e ajuste.

Normalmente los datos que se comparan o ajustan son: presión (estática y de fondo fluyendo), relación aceite-agua (WOR), relación gas-aceite (GOR), tiempo de aparición de agua y/o gas, saturación de fluidos de núcleos y registros.

Si el yacimiento se encuentra en una etapa inicial de su declinación o si por alguna otra razón no existen datos directos que definan movimientos de agua o gas se debe de utilizar la información de registros, análisis de núcleos y el conocimiento de la depositación del medio, lo último para establecer la continuidad del yacimiento. Los datos de pruebas de interferencia y de impulso

pueden ser de gran ayuda, pero no pueden por si solos dar una imagen de la complejidad del yacimiento y proporcionar una base para la predicción de los tiempos de llegada y producciones de agua y gas. Como consecuencia, las predicciones del arribo de agua y/o gas en estudios de campos jóvenes normalmente se presenta después de cuando en realidad ocurren.

Las mediciones de los gastos de producción e inyección normalmente se utilizan sin alteración alguna, pero existen algunas situaciones, como siempre, en donde puede ser apropiado asumir que estas mediciones están erróneas y es necesario ajustarlas.

Los gastos de producción de aceite normalmente son los datos más exactos disponibles, en cambio la producción de gas en campos cuya etapa de explotación es avanzada pudo no haber sido medida con exactitud, especialmente si el gas ha sido quemado. Los datos de inyección tienden a ser menos exactos que los gastos de producción ya sea por los errores en las mediciones o por las pérdidas de fluidos en intervalos diferentes al intervalo de interés debido a rupturas en las tuberías que producen canalizaciones. Estos errores también pueden ocurrir durante la producción pero normalmente es posible detectarlos y corregirlos.

#### **III.4.3.1. Ajuste de presión.**

La calidad del ajuste de presión generalmente se observa en los siguientes niveles:

- a) Yacimiento.
- b) Regiones del yacimiento.
- c) Pozos.

En general se espera que el mejor ajuste sea a nivel de yacimiento. Las presiones promedio del yacimiento pueden diferir de las presiones promedio del modelo solo en unidades de psi. La

calidad del ajuste normalmente es más pobre conforme se particulariza a regiones del yacimiento o a pozos.

Normalmente se considera aceptable una diferencia de  $\pm 50$  psi entre las presiones a nivel de pozo.

Los siguientes pasos pueden ayudar a lograr un ajuste de la presión:

1. Listar las propiedades del acuífero (si existe) y del yacimiento que afectan más el comportamiento de presión.
2. Estimar la incertidumbre y límites de las propiedades arriba listadas.
3. Después de una primera simulación observar el "ajuste".
4. Si el "ajuste" no es satisfactorio definir los cambios que se tienen que hacer en las propiedades y dimensiones del yacimiento y del acuífero, ésto tomando en cuenta la información geológica.
5. Realizar el cambio de propiedades y dimensiones hasta lograr un ajuste satisfactorio.

En general la permeabilidad y el volumen del acuífero son los parámetros que se utilizan para obtener el ajuste del comportamiento de presión, ésto debido a que son valores con un mayor grado de incertidumbre y por ser parámetros de variación efectivos.

Los valores de porosidad no se recomienda que se alteren a menos que los datos hayan sido obtenidos de valores muy dispersos o de baja calidad o que al realizar cambios en otras propiedades de menor certidumbre no se logre un ajuste satisfactorio.

Las propiedades y magnitudes del acuífero se conocen con menor grado de "exactitud" que en el caso del yacimiento, por lo que es posible variarlas en un mayor rango.

### **III.4.3.2. Ajuste del avance de agua y gas.**

El realizar el ajuste de movimiento de fluidos es usualmente una muy buena verificación para validar la descripción y los mecanismos de desplazamiento de fluidos del yacimiento.

El mejor parámetro que puede utilizarse para comparar el ajuste del movimiento de los contactos es el tiempo de llegada del agua y del gas así como el subsecuente comportamiento de WOR y GOR.

La permeabilidad vertical normalmente se utiliza para tratar de ajustar los tiempos de llegada del agua y/o gas, desafortunadamente este es un parámetro del cual usualmente no existen mediciones y que no puede ser estimado confiablemente de núcleos.

Los datos de permeabilidades relativas también pueden ser modificados pero en general se debe de evitar si estas fueron obtenidas de mediciones, a condiciones de yacimiento, en muestras representativas.

### **III.4.4. Estrategia general para ajustar la historia de presión-producción.**

A pesar de que cada yacimiento presenta sus propios problemas es posible aplicar los siguientes pasos para conducir de manera efectiva el ajuste de la historia de producción.

1. Preparar los datos del comportamiento histórico.
- 2 Evaluar la calidad de los datos.
3. Definir los objetivos específicos del ajuste de la historia.
4. Desarrollar un modelo preliminar con los mejores datos disponibles.

5. Simular la historia con el modelo preliminar y comparar el comportamiento simulado con el comportamiento real del yacimiento.
- 6 Decidir si el modelo es satisfactorio. Si no, que es lo más probable, analizar los resultados para identificar cambios en las propiedades que son las que normalmente pueden mejorar el ajuste entre los datos observados y los calculados.
7. Desarrollar el modelo final o realizar, si es necesario, ajustes al modelo inicial.
8. Simular nuevamente la historia para mejorar el ajuste y analizar los resultados como en el paso seis.
9. Repetir los pasos 6, 7 y 8 hasta obtener resultados satisfactorios en el ajuste.

Para casos de yacimientos complejos se propone que se realice el ajuste en dos etapas, una etapa burda y una etapa de detalle. En la etapa burda todas las variables de ajuste, incluyendo presiones, saturaciones, tiempos de llegada del agua y/o gas y todos los demás datos del campo deben de ser consideradas dentro de ciertos rangos no muy estrechos. En esta primera etapa una malla burda puede ser utilizada para reducir tiempos y costos del estudio. Después de que esta primera etapa se ha concluido el ajuste de la presión, movimientos de los contactos, etc., debe de hacerse dentro de rangos más reducidos.

A pesar de que no existe un orden, porque este puede variar dependiendo del criterio del ingeniero, de los parámetros a ajustar se sugiere que este sea de la siguiente manera:

1. Ajustar los valores de presión promedio del yacimiento. Esto es un primer paso para confirmar la compresibilidad total del sistema, así como el volumen de acuífero si este existe. El ajuste no tiene que ser muy fino en esta primera etapa.
2. Realizar un ajuste general de las caídas de presión para establecer los patrones de flujo. Aquí se sugiere trabajar con áreas grandes del yacimiento y del acuífero y ser agresivo en los cambios de la distribución de permeabilidades.

3. Ajustar con mayor precisión los valores de presión, realizando cambios en pequeños grupos de bloques. Hay que tener cuidado de no realizar cambios significativos en la descripción del yacimiento.

4. Ajustar el comportamiento de los pozos.

Durante la etapa de ajuste es importante tener contacto con los ingenieros geólogos de yacimientos y de producción para evitar cambios inconsistentes con los datos geológicos y de producción así como para descubrir posibles errores en los datos del campo.

#### **III.4.5. Parámetros que pueden ser variados para ajustar la historia.**

Las propiedades del yacimiento y del acuífero que pueden ser alteradas en un orden decreciente aproximado de incertidumbre son:

1. Transmisibilidad ( $k_h$ ) del acuífero
2. Almacenamiento del acuífero ( $\phi h C_t$ ).
3. Transmisibilidad ( $k_h$ ) del yacimiento.
4. Funciones de presión capilar ( $P_c$ ) y permeabilidad relativa ( $K_r$ ).

Las siguientes propiedades también pueden en algunas ocasiones ser alteradas pero usualmente se conocen con un grado aceptable de exactitud.

5. Porosidad ( $\phi$ ) y espesor del yacimiento.
6. Definición estructural.
7. Compresibilidad de la roca ( $C_f$ ).
8. Propiedades del aceite y gas (y su distribución geográfica dentro del yacimiento, si sus propiedades no son uniformes).

9. Contactos agua-aceite (WOC) y gas-aceite (GOC).

10. Propiedades del agua.

### **III.4.6. Consideraciones especiales en el ajuste de la historia.**

#### **III.4.6.1. Evaluación de la calidad de los datos.**

Buenos datos de producción y presión son de vital importancia para obtener un buen modelo del yacimiento. Estos datos deben ser graficados pozo a pozo para poder identificar datos inconsistentes. Estos datos normalmente no deben ser considerados en el ajuste pero tampoco se recomienda eliminarlos por el simple hecho de ser anómalos ya que en algunas ocasiones las anomalías son la clave para entender cualidades únicas del yacimiento en estudio.

Cuando se inicia la etapa de ajuste de la historia es muy importante estar lo más cerca posible de las fuentes de información. Si el tiempo lo permite se recomienda que la adquisición de la información la realice el ingeniero de simulación en el lugar donde se origina dicha información.

Los datos de profundidades de los contactos (WOC y GOC) y del volumen original de hidrocarburos (N) son igualmente importantes. Los valores iniciales de la simulación deben ser comparados con estimaciones anteriores, si existen diferencias estas deben ser resueltas antes de que la simulación continúe avanzando. Generalmente los campos que se encuentran en una etapa de explotación avanzada cuentan con una serie de estudios anteriores mediante los cuales se determinaron éstos valores, especialmente el volumen original de hidrocarburos, el cual no debe de ser modificado sin una razón adecuada. En los yacimientos cuya historia de producción no es muy grande es posible que no se tenga una estimación de N muy confiable, en este caso debe tenerse mucho cuidado que los valores sean consistentes con los demás datos disponibles.

### III.4.6.2. Corrección de las mediciones de presión a condiciones del modelo.

Antes que nada es necesario confirmar que las mediciones de presión se encuentran corregidas todas a un mismo plano de referencia para poder ser utilizadas como parámetro de comparación durante el ajuste. Pero además es muy importante mencionar que estas presiones medidas en los pozos no corresponden directamente a las presiones calculadas en los bloques que contienen a los pozos. La razón para esto es que las dimensiones horizontales del bloque son mucho más grandes que las del radio del pozo. Se han realizado estudios para examinar las presiones de bloque y se ha obtenido que la presión de bloque es en realidad igual a una presión fluyendo a una cierta distancia del pozo. Para realizar una comparación adecuada es necesario ajustar ya sea las presiones calculadas o las medidas para que ambas representen condiciones en las mismas localizaciones del yacimiento. Por ser más práctico se recomienda que la corrección se realice sobre las presiones medidas.

Considerando flujo estacionario en un yacimiento homogéneo en el cual el pozo se encuentra disparado en todo el intervalo productor se puede establecer una distribución de presiones que describen una línea recta en una gráfica de  $p$  vs  $\ln r$ , donde  $r$  es la distancia radial desde el pozo.

En la Figura III.11  $P_f$  es la presión de fondo fluyendo en estado estacionario para un cierto gasto  $q$ . Cuando el pozo se cierra por un cierto tiempo la presión en el pozo cambia. Para el caso de una malla cuadrada y una permeabilidad igual ( $K_x = K_y$ ) y uniforme Peaceman<sup>5</sup> demostró que el modelo calcula una presión equivalente a una presión fluyendo a una distancia igual a un radio ( $r_e$ ) que le llamo radio equivalente y es igual a  $0.2\Delta x$  donde  $\Delta x$  es el ancho del bloque. Kuniansky y Hillstead<sup>6</sup> sustentan este radio equivalente desarrollado por Peaceman para pozos centrados en el interior de un bloque y además concluyen que es una buena aproximación para pozos ubicados en las orillas y las esquinas del bloque, pero difiere si los bloques no son cuadrados o cuando se



considera anisotropía. Más tarde Peaceman demostró que para mallas con cualquier relación de dimensiones de bloque ( $\Delta x$  y  $\Delta y$ ) y anisotropía el radio equivalente es :

$$r_o = 0.28 \frac{[(kx/ky)^{0.5} \Delta x^2 + (kx/ky)^{0.5} \Delta y^2]^{0.5}}{(kx/ky)^{1/4} + (ky/kx)^{1/4}} \quad \text{III.1}$$

En la Figura III.11 se utilizó un tiempo de cierre que permitiera medir un valor de presión  $p = p_m$ . Aquí la presión,  $p_m$ , debe ser corregida restándole la diferencia de  $p_m - p_o$  para obtener el valor de  $p_o$  que corresponde al valor del modelo. Para estimar la corrección de  $p_m - p_o$  la teoría de Miller *et al* junto con el radio equivalente de Peaceman proporcionan el tiempo de cierre para obtener  $p_o$  :

$$t_o = 1687 \frac{\phi C_t (r_o)^2}{k} \quad \text{III.2}$$

Donde:

$C_t$  es la compresibilidad de la roca y de los fluidos del sistema, en  $\text{psi}^{-1}$ .

$r_o$  es el radio de Peaceman ( $\text{pie}$ ).

$k$  es la permeabilidad ( $\text{mDarcy}$ ).

$\mu$  es la viscosidad ( $\text{cp}$ ).

$\phi$  es la porosidad ( $\text{fracción}$ ).

Por lo que la presión de corrección si  $t_m \neq t_o$  es:

$$p_o - p_m = \frac{162.6 q \mu B}{kh} (\log(t_o/t_m)) \quad \text{III.3}$$

Donde:

$t_m$  es el tiempo de cierre de la presión medida ( $\text{hrs}$ ).

$q$  es el gasto antes del cierre ( $\text{STB/D}$ ).

$B$  es el factor de volumen del aceite ( $RB/STB$ )

$h$  es el espesor de la formación ( $pie$ ).

$\mu$  es la viscosidad ( $cp$ ).

Si solo se midió un valor de presión en la prueba de incremento la ecuación III.3 se puede utilizar para corregirlo y poder compararlo con el valor de presión calculado por el modelo. Si la permeabilidad no se conoce de pruebas anteriores, el valor de  $kh$  de la ecuación III.3 que se puede utilizar es el promedio de los valores de las orillas del bloque del modelo. El gasto de aceite,  $q$ , debe ser el promedio extraído en el periodo inmediatamente antes de la prueba de incremento.

La ecuación III.3 puede no ser una corrección efectiva en pruebas de muy corta o larga duración.

En las pruebas de corta duración porque los efectos de llenado o algún otro efecto como el daño cerca del pozo puede ser muy importante y para pruebas de mucha duración porque los límites del yacimiento pueden interferir o influenciar el comportamiento de presión.

Si una curva de incremento o decremento esta disponible se debe de graficar  $p$  vs  $\log t$  para asegurarnos que estamos en la región del tiempo medio, periodo de transición, para la cual la implicación de línea recta de la ecuación 2 existe y por eso  $t_D$  esta en la región.

### III.5. Predicción del comportamiento del yacimiento.

#### III.5.1 Introducción.

En la mayoría de los estudios de simulación de yacimientos se requiere conocer el comportamiento futuro del yacimiento bajo diferentes condiciones de operación. En este capítulo se describen los conceptos y procedimientos más usuales durante la realización de la predicción así como el análisis de los resultados obtenidos.

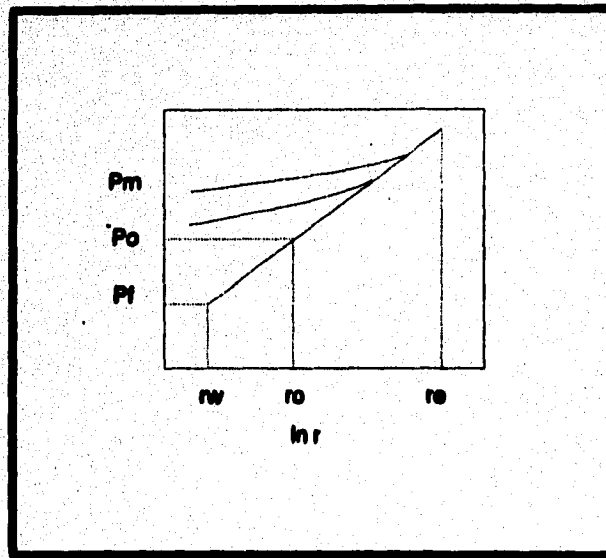


Figura III.11. Distribución de presiones para comparar las presiones medidas y calculadas.

La predicción es una de las partes más importantes del estudio de simulación ya que proporciona una oportunidad de visualizar el comportamiento futuro de un pozo o de un yacimiento bajo diferentes estrategias de operación así el o los ingenieros pueden tener una variedad de posibilidades y seleccionar la estrategia que aporta el comportamiento más deseable. También se tiene la oportunidad de demostrar los beneficios potenciales de nuevas ideas y de generar resultados de interés para la compañía.

La simulación numérica de yacimientos también se ha aplicado en casos urgentes, como por ejemplo, para asistir en la predicción del comportamiento de un pozo descontrolado mediante la inyección de agua en un pozo de alivio.

### **III.5.3 Planeación de los casos de predicción.**

La planeación de las predicciones debe hacerse antes de iniciarse el estudio a pesar de que las corridas de predicción son una de las últimas etapas en un estudio de simulación. Esto es necesario para asegurarse de que el modelo del yacimiento y la manera en que el simulador trata a los pozos incluya todos los rasgos necesarios para poder cumplir con los objetivos del estudio. También puede ayudar a identificar cualquier dato requerido para la predicción que no había sido considerado o simplemente no estaba disponible durante la etapa de recopilación de información.

Generalmente es suficiente si una planeación inicial contiene la descripción general de los casos que se van a correr, datos especiales que se requieran para cada uno de éstos y las características necesarias del simulador para satisfacerlos.

Para la selección de los casos que se van a considerar durante esta etapa es necesario tomar en cuenta las aproximaciones más simples que satisfagan los objetivos del estudio y que además proporcionen la información necesaria para una futura toma de decisiones. Estas aproximaciones nos ahorran tiempo, reducen los costos totales y minimizan errores y dificultades inesperadas que son más frecuentes conforme el grado de complejidad se incrementa.

El número de casos de predicción que se van a correr generalmente están limitados por tiempo y dinero. Los resultados frecuentemente son necesitados en un tiempo determinado y en algunas ocasiones antes si éstos van a ser considerados para operaciones y decisiones importantes. En estas situaciones los casos de predicción más importantes deben ser identificados para poder fijar los tiempos de simulación de cada uno. Es importante establecer tiempos realistas para terminar la predicciones prioritarias, en este sentido la experiencia es determinante ya que los tiempos van a depender del tamaño y complejidad del modelo, del simulador y del número de casos. Normalmente las corridas de predicción pueden hacerse en 1 ó 2 días en modelo simples, pero pueden tardar más de 1 mes en modelo tridimensionales.

### **III.5.2.1 Selección de los casos de predicción.**

Normalmente durante la predicción se evalúan diferentes alternativas de operación, esto considerando cada una como un caso de predicción único. Por ejemplo en un estudio dado el agotamiento natural y la inyección de agua pueden ser dos esquemas viables de explotación por lo que los resultados de cada caso, obtenidos en corridas de simulación separadas, deben ser comparados para seleccionar la mejor alternativa.

Frecuentemente un caso representa la continuación de las condiciones de explotación existentes, a este normalmente se le conoce como el caso base. Los resultados de los demás esquemas de producción se comparan con este para poder así realizar la decisión de cual esquema es el más rentable.

En algunos otros estudios, los casos de predicción cubren además un amplio rango de valores de algunas operaciones específicas, esto para poder determinar su impacto en el comportamiento del yacimiento. Por ejemplo la influencia de los ritmos de extracción sobre la recuperación final puede ser evaluada realizando corridas con ritmos de extracción altos, medianos y bajos.

### **III.5.2.2 Restricciones y lineamientos de la predicción.**

Es necesario seleccionar con mucho cuidado los lineamientos generales así como las restricciones físicas del modelo durante la realización de las predicciones ya que estas pueden tener un gran impacto en los resultados calculados.

Debemos de entender como *lineamientos* las políticas y estrategias que se van a seguir en la determinación del comportamiento general del yacimiento y modelo. Generalmente los lineamientos que rigen a cualquier yacimiento se autodefinen y son los máximos gastos de

producción y las presiones de operación mínimas, con ésto es posible definir criterios para determinar cuando y donde perforar nuevos pozos así como definir los tiempos de introducción de los métodos de producción artificial.

Las *restricciones* tienen que ver más con los límites físicos y externos del sistema. Por ejemplo capacidad de manejo de fluidos, presiones permitidas de operación, controles legales y de mercado.

### **III.5.3 Datos requeridos para la predicción.**

El número de datos requeridos esta en función del número de pozos. Los datos que normalmente se requieren son:

1. **Nuevas localizaciones de pozos en el modelo.** Si una de las políticas de explotación es la perforar nuevos pozos es necesario conocer el lugar donde éstos son de mayor beneficio, en algunas ocasiones estas localizaciones pueden definirse después de varias corridas de predicción.

2. **Tipo del pozo (productor, inyector, etc).** Es necesario definir aquellos pozos que se van a seguir considerando como productores y cuales como inyectores ya que, como es de suponerse, la manera de definirlos es diferente.

3. **Modo de control.** Es necesario especificar algún modo de control a los pozos durante la etapa de predicción, normalmente es la presión en la cabeza, pero también pueden ser las producciones de aceite, agua o gas. Este modo de control en realidad es un dato necesario para que las ecuaciones de flujo puedan ser resueltas.

4. **Tablas hidráulicas.** Se conoce como tablas hidráulicas a las presiones de fondo fluyendo obtenidas del análisis del comportamiento de flujo en las tuberías para combinaciones de un cierto

rango de presiones, gastos, GOR's y WOR's. En la industria petrolera existen programas y paquetes, por ejemplo FLOWSYSTEM de la compañía Edinburgh Petroleum Services y Vertical Flow Performance de la compañía INTERA, para el análisis de flujo multifásico en tuberías mediante los cuales podemos realizar las tablas hidráulicas.

5. **Reparaciones.** En algunas ocasiones y debido a ciertos problemas o disminución de la producción es necesario realizar algunas reparaciones en los pozos. Como ejemplo tenemos entrada de agua, si es posible se taponan los intervalos productores y se dispara un nuevo intervalo más arriba, utilización de sistemas artificiales de producción, etc.

#### **III.5.4 Transición de la historia a la predicción.**

El comportamiento durante el cambio de ajuste de historia a predicción debe de ser suave, sin ninguna discontinuidad marcada, a menos que haya un cambio en la estrategia o esquema de producción al iniciarse la predicción. La habilidad del modelo de cambiar suavemente de un gasto histórico especificado a la predicción de éstos, utilizando algún modo de control que no sea el gasto, es otra forma de probar la calidad del modelo del yacimiento.

Tal vez sea necesario realizar algunos ajustes para evitar que existan discontinuidades que puedan afectar la credibilidad de los resultados obtenidos en la predicción. Resolver estas discontinuidades es muy importante, sobre todo cuando los resultados se presentan a personas que no están familiarizadas con la simulación, la mayoría de las veces es más fácil resolver estas discrepancias, por pequeñas que estas sean, que convencerlos de que no afectan los resultados y conclusiones finales.

Un procedimiento para evaluar la transición de la historia a la predicción y sobre todo el comportamiento del modelo, es simular un cierto tiempo de la historia sin controlar las producciones de los pozos, es decir, "predecir la historia" mediante este método podemos observar si el modelo se comporta, con las características logradas después del ajuste, de manera similar a la conocida.



## **IV. CASO PRÁCTICO.**

### **IV.1. Introducción.**

En este capítulo se presenta la realización de un estudio de simulación utilizando datos reales de un campo: *VALZEL*, este campo es un yacimiento de aceite bajoaturado por lo que se utilizó un simulador de aceite negro: *Eclipse 100*. Este simulador fue desarrollado por la compañía *INTERA* y puede manejar algunas opciones de gas y condensado así como tres fases y tres dimensiones. Actualmente se han desarrollado nuevas versiones de este simulador las cuales pueden manejar entre otras cosas yacimientos con fluidos de composición variable (*Eclipse 300*) y refinamientos cartesianos y radiales en cualquier parte del modelo (*Eclipse 200*). Dentro de las cualidades del *Eclipse 100* está el poder utilizar algunos de estos nuevos desarrollos.

La forma de proporcionarle la información a este simulador es mediante un archivo llamado *archivo de datos*, el cual tiene un formato libre y una serie de palabras claves mediante las cuales se le indica al simulador cual es la producción de cada pozo, la ubicación del pozo y sus disparos, los datos que tiene que utilizar para las movilidades, la geometría del modelo, propiedades, etc.

El simulador proporciona, al término de cada corrida, unos archivos que contienen todos los vectores que previamente y mediante una palabra clave se le indicaron que reportara, por ejemplo: producción de aceite, producción de agua, presión promedio del yacimiento, presión de fondo, presión en la cabeza, etc.

Cualquier corrección que se tenga que hacer para lograr mejorar el comportamiento de algún parámetro se realiza en el *archivo de datos*.

**IV.2. Adquisición, revisión y adecuación de la información.**

El campo VALZEL cuenta con estudio de caracterización el cual proporcionó la siguiente información:

- Datos de porosidad, saturación y espesor por pozo.
- Planos de las propiedades anteriores para cada estrato .
- Mapas de cimas.

De la revisión de la información anterior se obtuvo la siguiente información del campo:

- Yacimiento no fracturado y bajosaturado.
- Existen cuatro pozos productores.
- El yacimiento esta conformado por tres estratos.
- Los límites del yacimiento son el contacto agua-aceite, una capa de roca impermeable y una falla.

En la Tabla IV.1 se presentan los nombres de los pozos existentes en el campo así como el valor de porosidad, saturación, espesor y permeabilidad obtenido en cada uno de ellos.

Se realizó un mapa de isopermeabilidades tomando los valores de permeabilidad de las pruebas de presión de los pozos, para la interpolación en las zonas donde no existen pozos se consideró un promedio ponderado en base a distancia.

Pozo	Primer estrato				Segundo estrato			Tercer estrato		
	h (m)	φ (%)	h (m) *	Sw (%)	h (m)	φ (%)	Sw (%)	h (m)	φ (%)	Sw (%)
Valzel1	11.3	9.0	12.5	30.2	7.6	9.1	29.7	23.7	7.1	33.9
Valzel2	7.1	9.7	26	31.9	5.0	7.9	26.6	32.3	6.0	36.0
Valzel3	10.8	9.0	7	26.1	15.2	6.1	26.4	13.8	4.7	31.8
Valzel4	17.5	3.7	13	28.9	18.4	6.7	21.1	17.21	9.2	40.0

\* Mismo valor para los tres estratos.

**Tabla IV.1 Propiedades y características petrofísicas.**

En la Tabla IV.2 se presentan las fechas de inicio de producción y el intervalo productor correspondientes a cada pozo. Se construyó la historia de producción en forma trimestral haciendo un promedio de los datos del llamado reporte mecanizado de gastos y de los aforos realizados en cada pozo, Tabla IV.3. Como el inicio a producción o cierre de algunos pozos no coincide con algún trimestre considerado lo que se hizo fue agregar el promedio del mes en donde existe un cierre o inicio de un pozo.

Pozo	Fecha de inicio de producción.	Intervalo productor (m)
Valzal1	Enero de 1993	4165-4190
Valzal2	Marzo de 1992	4090-4115
Valzal3	Mayo de 1991	4000-4020
Valzal4	Abril de 1990	4110-4135

**Tabla IV.2** Fechas de inicio de producción e intervalo productor.

Como es yacimiento bajoaturado la relación gas-aceite es constante e igual a  $260 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Los valores de las mediciones de presión estática se presentan en la Tabla IV.4. Estos valores no fue posible corregirlos como se propuso en el capítulo III ya que no se tiene la medición del gasto antes del cierre y utilizar el gasto del mecanizado puede generar un error y la corrección no sería válida.

Las propiedades de los fluidos ( viscosidad, factor de volumen y relación gas disuelto en el aceite) se obtuvieron de un análisis PVT. En la Tabla IV.5 se presenta el análisis PVT correspondiente al pozo Valzal4. Debido a que es el único que se tiene se utilizará para todo el yacimiento.

De los cuatro pozos existentes ninguno cuenta con un análisis petrofísico por lo que se va a correlacionar con los datos de un campo vecino. Ver Tabla IV.6

Fecha/Pozo	Qo (Bbl/d)				Qw (Bbl/d)			
	Valze1	Valze2	Valze3	Valze4	Valze1	Valze2	Valze3	Valze4
Abril/90	0	0	0	1555	0	0	0	0
Jul/90	0	0	0	2226	0	0	0	0
Oct/90	0	0	0	2216	0	0	0	0
Ene/91	0	0	0	1983	0	0	0	0
Abr/91	0	0	0	1799	0	0	0	0
May/91	0	0	672	1683	0	0	34	0
Jul/91	0	0	1031	2018	0	0	33	0
Oct/91	0	0	1256	2107	0	0	80	0
Ene/92	0	0	1248	2264	0	0	124	0
Mar/92	0	859	1732	1806	0	0	179	0
Abr/92	0	1609	1447	0	0	0	164	0
Jul/92	0	642	872.6	0	0	0	44	0
Oct/92	0	446	502	2107	0	0	22	0
Ene/93	546	6009	1470	2168	0	0	126	0
Feb/93	755	609	0	1391	0	0	0	0
Mar/93	670	598	731	1236	0	0	31	0
Abr/93	652	455	517	0	0	0	13	0
Jul/93	466	374	469	0	0	0	33	0
Oct/93	471	378	393	0	0	0	8	0
Dic/93	0	404	590	0	0	0	0	0
Ene/94	1028	378	0	1600	0	0	0	0
Feb/94	889	464	712	1592	0	0	13	0

Tabla IV.3 Historias de producción.

Pozo	Fecha	Presión (psi)	Pozo	Fecha	Presión (psi)
Valze1	Dic/92	3623	Valze2	Feb/92	3923
	Ene/93	3639		Nov/92	3339
				Nov/92	3347
Valze3			Valze4	Nov/92	3755
	Jun/91	3785		Abr/90	4495
	Mar/92	3802		May/90	4542
	Dic/92	3729		Mar/92	4118
			Ago/92	3707	
			Sep/93	3646	

Tabla IV.4. Presiones estáticas.

**Case práctico.**

<b>Rs (mpc/bl)</b>	<b>Pb (psia)</b>	<b>Bo (RB/STB)</b>	<b><math>\mu_o</math> (cp)</b>	<b>Bg (RB/STB)</b>	<b><math>\mu_g</math> (cp)</b>
0.66	284.0	1.02	1.005	7.9726	0.0181
0.172	711.0	1.182	0.7541	4.6502	0.0186
0.244	1066	1.229	0.3582	3.021	0.1930
0.327	1422	1.274	0.5808	2.199	0.0200
0.419	1777	1.320	0.5593	1.809	0.0207
0.514	2133	1.367	0.4717	1.532	0.0217
0.612	2488	1.421	0.4330	1.411	0.0227
0.713	2855	1.485	0.4018		
	3199	1.472	0.4116		
	3555	1.463	0.4219		
	3910	1.455	0.4321		
	4266	1.447	0.4423		
	4621	1.440	0.4525		

Tabla IV.5. Análisis PVT del pozo Valzola.

<b>Sw</b>	<b>Krw</b>	<b>Krow</b>	<b>Pcow</b>
0.054	0.0000	0.9331	0.0
0.098	0.0000	0.8410	0.0
0.201	0.0000	0.6401	0.0
0.437	0.0190	0.2622	0.0
0.501	0.0371	0.1856	0.0
0.570	0.0687	0.1195	0.0
0.741	0.2408	0.0218	0.0
0.938	0.7375	0.0000	0.0

Tabla IV.6 Análisis petrofísico.

**IV.2.1. Fuentes de error.**

Al realizar el análisis de la información lo primero que normalmente uno se pregunta es como se obtuvo esta información. En la industria petrolera mexicana existen, debido a la forma de obtención de información, varios factores que pueden provocar que algunas de las mediciones no sean muy confiables.

Por ejemplo normalmente la producción de varios pozos concurre a una misma línea y debido a que no se realizan aforos frecuentes, en algunas ocasiones no se realizan aforos en todo el mes, se tiene que realizar una distribución diaria del gasto para cada pozo. Lo que se hace es introducir los datos de aforos que se tengan de cada pozo a un programa que realiza un promedio mensual el cual puede sub o sobrevaluar el caudal real del pozo por lo que al reporte mecanizado de gastos debe considerarse con cierta reserva.

Otra posible fuente de error se tiene durante las mediciones de presión estática ya que existen varios factores que las influyen como son: el tiempo de estabilización o cierre, fallas de la herramienta, etc.

### IV.3. Construcción del modelo.

Para la construcción del modelo o malla de simulación se utilizaron los mapas de porosidad, espesor y cimas de la caracterización.

Se creó una malla de simulación híbrida de  $22 \times 9 \times 3$ , esta malla abarca un área de  $7.2 \text{ Km}^2$ , en el plano xy, incluyendo el yacimiento y una pequeña zona de acuífero. El área productora es  $5.6 \text{ Km}^2$  aproximadamente. En las figuras 4.1 y 4.2 se presenta la malla de simulación.

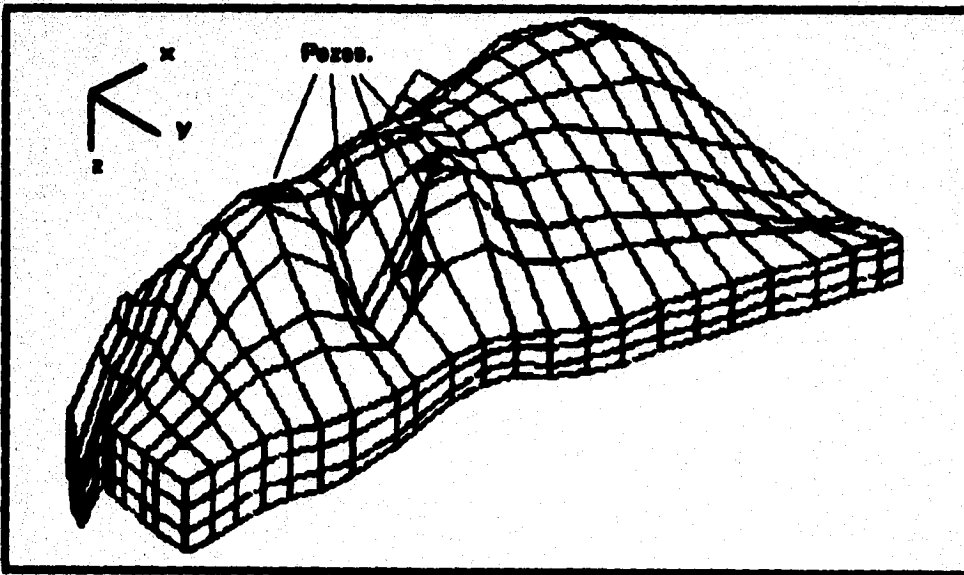
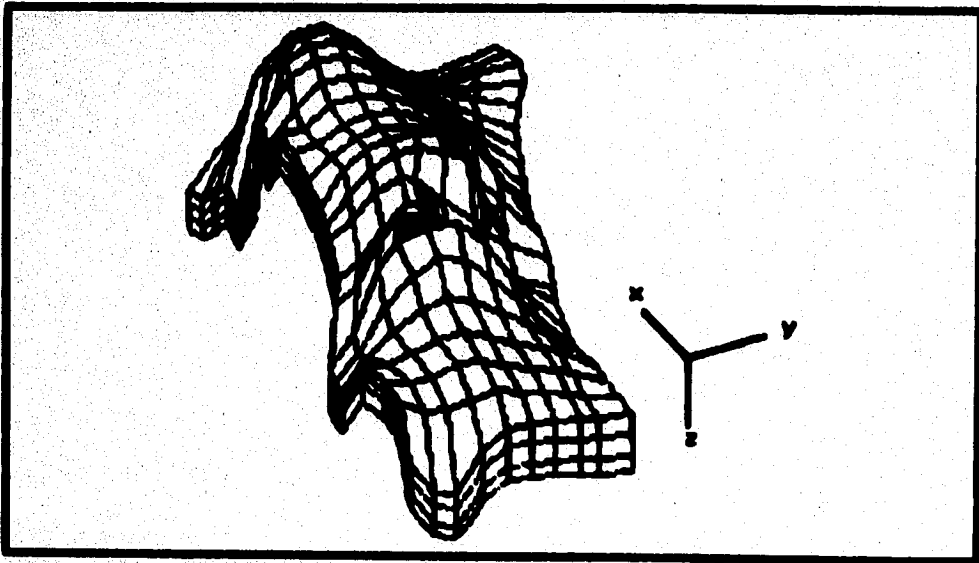


Figura IV.3 Malla de simulación a 45°.

En los bloques donde se encuentran ubicados los pozos se realizó refinamiento radial y vertical. Cada bloque se dividió en 5 radios, el primer radio fue el radio del pozo, la distancia entre cada uno de los radios siguientes se asignó considerando el menor número de problemas de convergencia que se generan al tener conectados bloques pequeños con bloques grandes. Para la

división vertical se consideraron los espesores de los estratos en la ubicación del pozo así como los espesores de los diapos de cada uno. En la Tabla IV.7 podemos observar los refinamientos realizados en cada uno de los pozos del Campo Valzal

Con la geometría anterior se logra una descripción geológica y geométrica bastante aceptables del yacimiento así como una adecuada distribución de las propiedades iniciales.



**Figura IV.2. Malla de simulación a 125°.**

Pozo	ubicación		División	
	i	j	NR	NZ
Valzal 1	9	5	5	7
Valzal 2	7	4	5	5
Valzal 3	10	8	5	7
Valzal 4	11	6	5	6

**Tabla IV.7. Refinamientos realizados en los pozos**



IV.4. Ajuste de la historia.

Para el ajuste de presión se seleccionaron los puntos más altos en la historia de presión puesto que los más bajos fueron medidos después de tiempos de estabilización demasiado cortos. Ver Figura IV.3.

Se consideró para realizar un ajuste las producciones de aceite y agua del mecanizado y a partir de Agosto de 1992, que fue cuando se instaló el separador, se consideraron los aforos. Esto se realizó considerando las presiones en la cabeza, gracias a esto fue posible notar que algunos de los gastos reportados en el mecanizado no son reales ya que los valores de presión en cabeza eran muy bajos e inclusive negativos lo que físicamente significa que se tendría que haber succionado o que se tenía una contrapresión muy baja en el fondo para que el yacimiento pudiera aportar esa cantidad de hidrocarburos la cual además no sería suficiente para hacerlos llegar a la superficie.

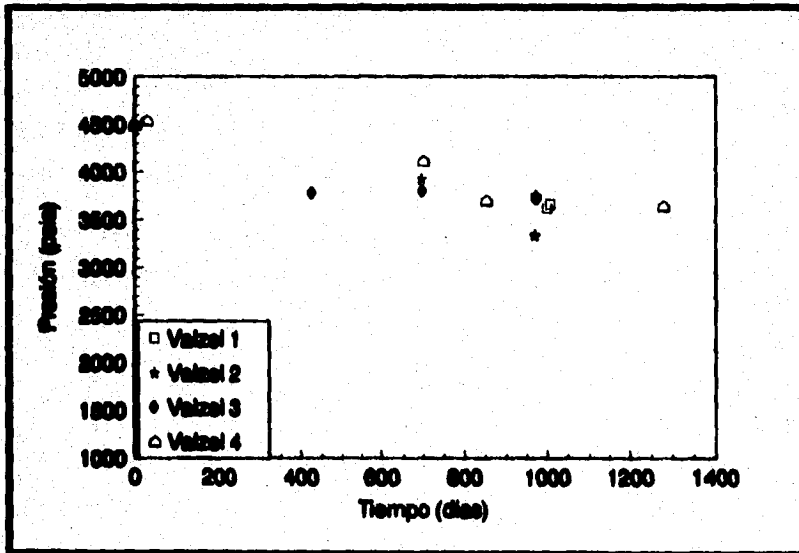


Figura IV.3. Valores de presión.

Con las mediciones de presiones en la cabeza se intentó realizar un ajuste el cual no es muy bueno debido a la discordancia existente con las producciones, las producciones disminuyen y las presiones de cabeza también disminuyen lo cual debería de ser al contrario.

Para lograr que el modelo proporcione valores parecidos a los datos de producción de agua es necesario definir a el acuífero con una transmisibilidad muy baja.

Debido a que no se conoce el valor de la compresibilidad de la formación ( $C_f$ ) del campo se consideró un rango de valores de la correlación de Van der Knaap<sup>6</sup>. Al final se obtuvo que el mejor ajuste se logra con un valor de  $29 \times 10^{-06}$  psi<sup>-1</sup>.

A continuación se presentan comentarios y consideraciones hechas en cada uno de los pozos para la realización del ajuste de la historia.

#### **IV.4.1 Pozo Valm 1.**

La permeabilidad del pozo inicialmente se definió mediante el mapa de isopermeabilidades el valor resultante fue de 12.5 mD el cual se modificó resultando al final un valor de 8 mD. La modificación en el valor de permeabilidad fue necesario para lograr que al final de la historia, Abril de 1994, la presión en la cabeza este ajustada y evitar así un "brinco" en la producción al iniciarse la predicción.

El modelo puede proporcionar los gastos reportados en el mecanizado sin problema alguno. Este pozo se abatió en diciembre de 1993 y se estimuló en enero de 1994. En la simulación se está considerando la estimulación. El valor de daño que se le definió fue el necesario para que la Pth medida después de dicha estimulación se ajustará con el valor calculado por el modelo.

En la Figura IV.4 se puede observar que las mediciones de Pws se ajustan muy bien a los valores de Pwf cuando el pozo se encuentra cerrado, la presión promedio del yacimiento esta ligeramente arriba, por lo que se considera que las mediciones de presión están ajustadas. El ajuste de los valores de presión en la cabeza se considera aceptable, ver Figura IV.5.

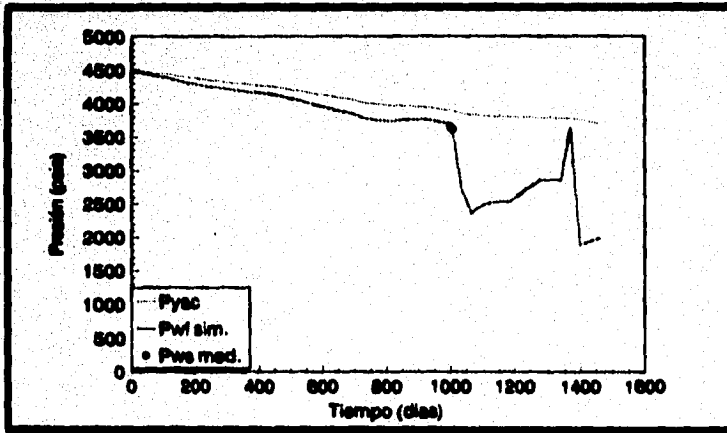


Figura IV.4. Presiones calculadas y medidas del pozo Valzel-1.

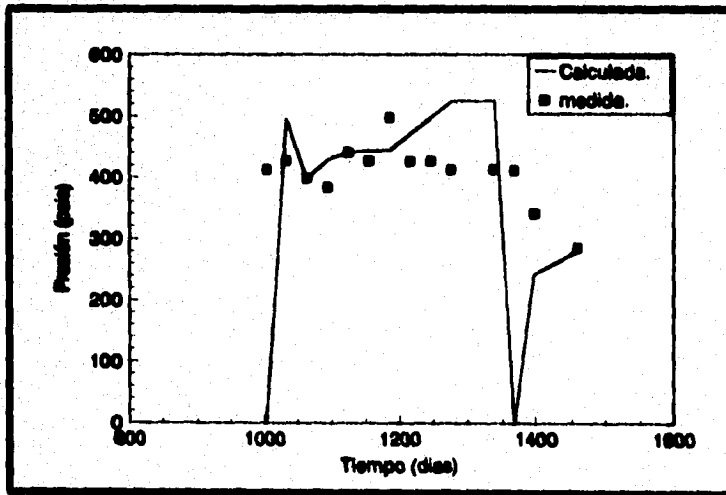


Figura IV.5. Presiones en la cabeza del pozo Valzel-1.

IV.4.2 Pozo Valzel 2

La permeabilidad definida mediante las pruebas de presión fue de 26 mD valor que se modificó a 6 mD para la presión de fondo fuera del orden del valor medido durante dichas pruebas y para lograr también un mejor ajuste con las mediciones de presión en la cabeza.

En el informe mecanizado de gastos de este pozo el promedio para abril, mayo y junio de 1992 es de 1609 Bbls. El modelo no puede proporcionar este gasto con las condiciones existentes en el pozo y en el yacimiento, ver Figura IV.6. Se puede observar, en la Figura IV.7, que esto solo es posible si no existiera una contrapresión en el fondo fuerte, la presión de fondo necesitaría haber sido del orden de 14.7 psia, lo que además trae como consecuencia que la presión en la cabeza calculada sea negativa. Debido a lo anterior se concluye que los gastos reportados en estos tres meses no son valores reales. Solo se cuenta con tres mediciones de Pws en este pozo. Las mediciones de Pws quedan comprendidos entre los valores de Pwf y la presión promedio del yacimiento, por lo que se considera que las mediciones de presión están ajustadas. La presión en la cabeza tiene un buen ajuste durante el último año de producción. Ver Figura IV.8

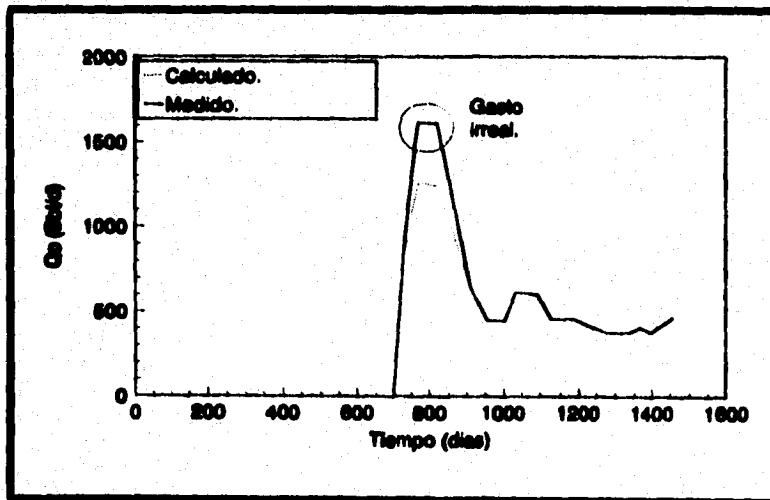


Figura IV.6. Producciones del pozo Valzel-2.

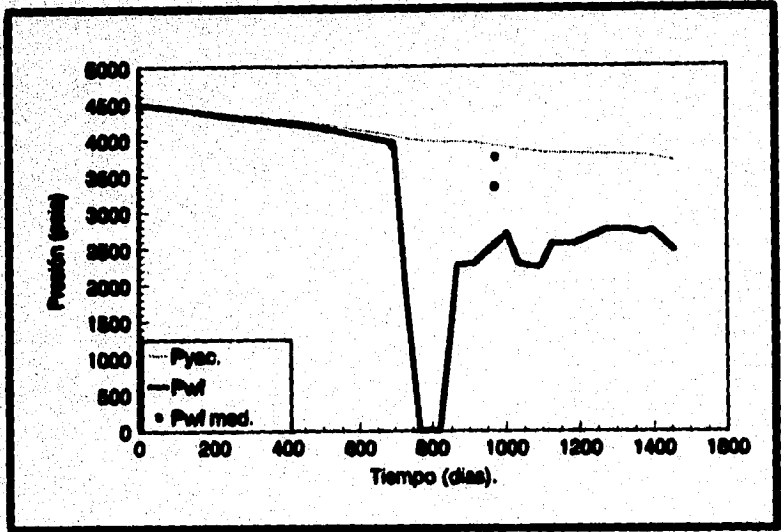


Figura IV.7. Presiones del pozo Valzel-2.

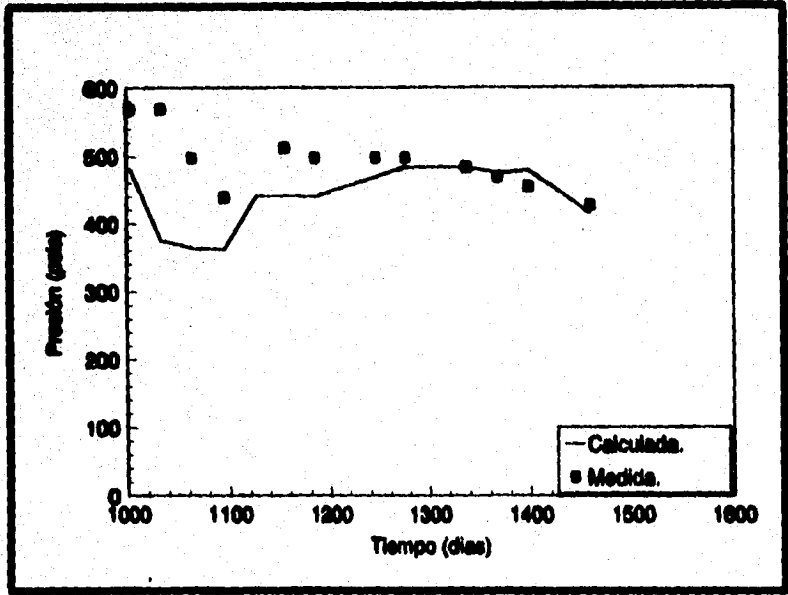


Figura IV.8. Presiones en la cabeza del pozo Valzel-2.

#### **IV.4.3 Pozo Valuel 3.**

La permeabilidad de este pozo se extrapoló del mapa de permeabilidades y el valor inicial fue de 7 mD con este valor la presión de fondo calculada tiene valores muy bajos con los que no sería posible que el pozo produjera por lo que se subió a 17.5 mD, lográndose además que al final de la historia, Abril/1994, la presión en la cabeza se ajuste.

En el informe mecanizado de gastos de este pozo a partir de octubre de 1991 y hasta junio de 1992 se tienen reportados gastos arriba de los 1000 Bbls/día, ver Figura IV.9. Por ejemplo el promedio de octubre a diciembre de 1991 es de 1256 Bbls/día, en marzo de 1992 tiene reportado un gasto de 1732 Bbl/día. y el promedio de abril, mayo y junio de este mismo año es de 1447 Bbls/día, al tratar de reproducir estos gastos las presiones de fondo calculadas se encuentran en un rango de 1959 a 2700 psi con estos valores los hidrocarburos no pueden llegar a la superficie. Por esto los valores de Pwh calculados son negativos, Figura IV.11, debido a lo anterior se concluye que estos valores de producción son irreales.

Como ya se mencionó solo existe un valor de Pwh que se ajustó muy bien. No es posible ajustar a un mayor número de mediciones de presiones en la cabeza por que antes de los 1000 días de simulación están los dos valores irreales de gasto y después de este tiempo los valores de presión van disminuyendo al igual que el gasto y los del modelo va incrementando, como es de esperarse. A pesar de que las Pwh no se ajusten muy bien los valores calculados son del orden de los medidos, para lograr esto y además que también se ajuste el último valor medido es necesario modificar las kh's; A los 1050 días de simulación aprox. es necesario disminuir la kh y después de que se abate el pozo se le tiene que incrementar.

El parámetro que consumió más tiempo para lograr que los valores calculados fueran del orden de los reportados fue la producción de agua. El pozo inicia su producción en mayo de 1991 con 672 BPD de aceite y 34 BPD de agua. Los datos presentan un mantenimiento de la producción de

---

agua mientras que la producción de aceite se incrementa lo cual únicamente es posible si el acuífero es muy pequeño o de baja transmisibilidad. La primera opción se deshecho ya que geológicamente no existen indicios de esto.

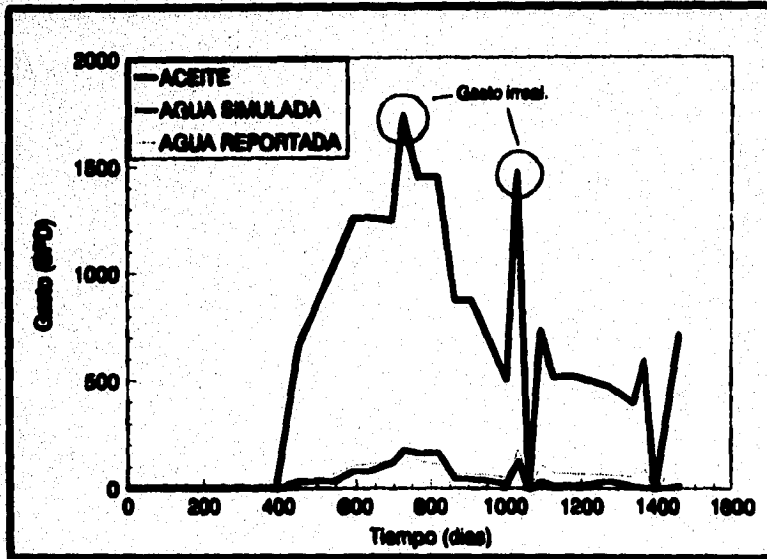


Figura IV.9. Producciones del pozo Valzel-3.

#### IV.4.4 Pozo Valzel 4.

El valor de permeabilidad inicial fue de 13 mD, con este valor de permeabilidad las presiones de fondo son muy bajas, el pozo no produciría, por lo que es necesario incrementarla a un valor de 32.5 mD. Con este valor de permeabilidad se logra que los valores de presión en el fondo sean tales que las mediciones de presión en la cabeza del pozo sean del orden de los calculados.

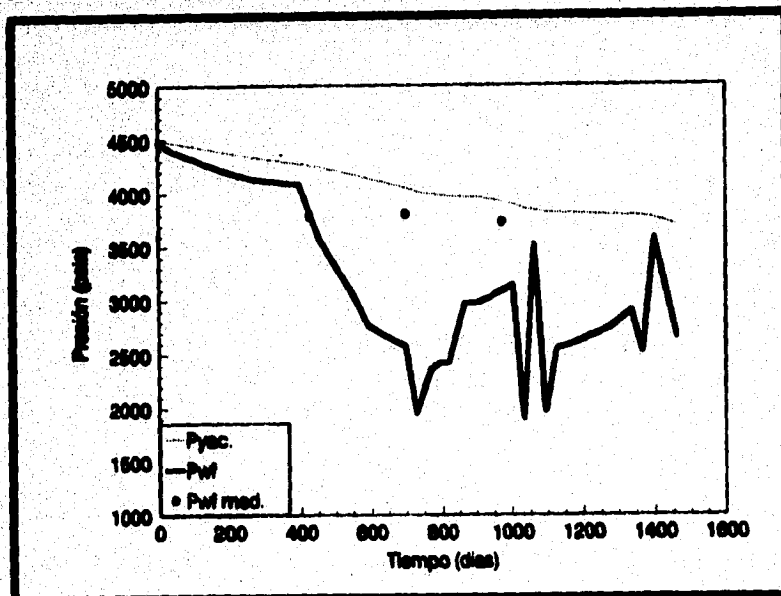


Figura IV.10. Presiones del pozo Valzel-3.

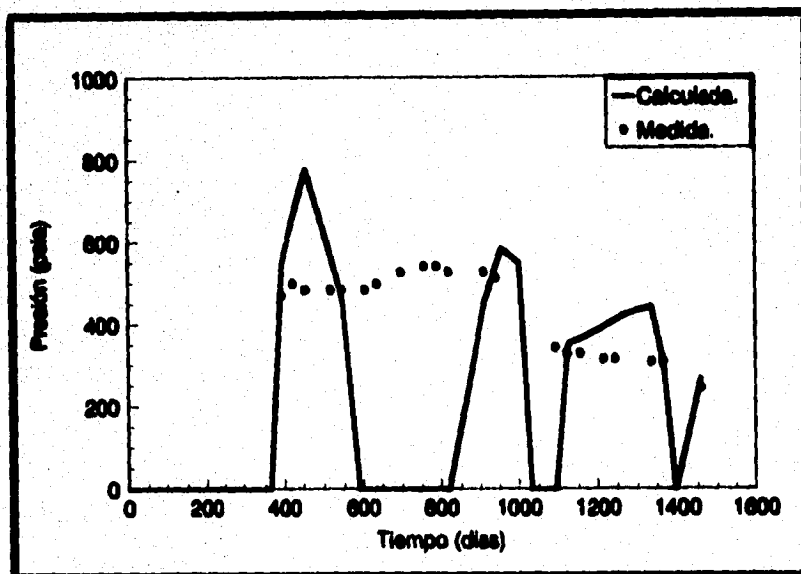


Figura IV.11 Presiones en la cabeza del pozo Valzel-3.



Los valores de presión estática del pozo ajustan muy bien con los valores calculados de  $P_{wf}$  cuando el pozo se encuentra cerrado, la presión promedio del yacimiento queda ligeramente arriba de estas mediciones por lo que se considera que se tiene un buen ajuste de la presión. Figura IV.12

El pozo se abatió en abril de 1992 se le realizó una inducción y se reinició a producir en octubre de 1992 se abatió nuevamente en abril de 1993 se le realizó una estimulación en enero de 1994 y produce nuevamente. Gracias a que se cuenta con una medición de presión en la cabeza después de la estimulación es posible confirmar si la estimulación fue efectiva ver Figura IV.13. Se observó que sin considerar la estimulación en la simulación el valor de la presión en la cabeza calculado es ligeramente mayor que el valor medido.

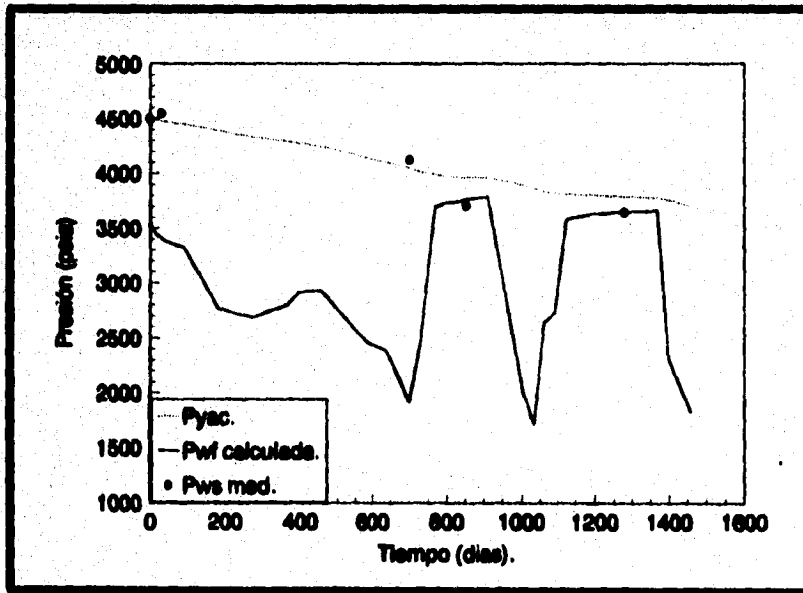


Figura IV.12. Presiones del pozo Valzel-4.

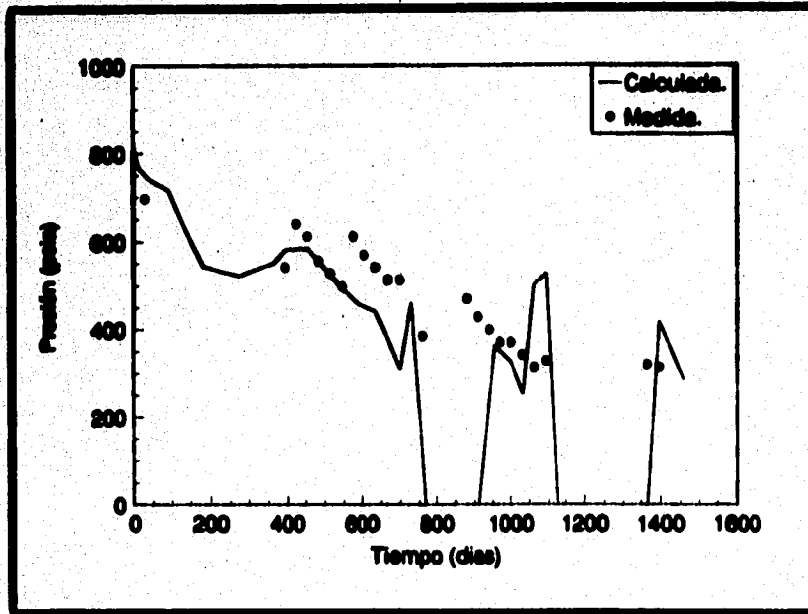


Figura IV.13. Presiones en la cabeza del pozo Valzel-4.

#### IV.5. Predicción del comportamiento.

Como ya se había mencionado anteriormente durante esta etapa es necesario evaluar diferentes alternativas de operación para poder tomar una decisión sobre la mejor forma de explotar el yacimiento. Esto puede ser muy extenso ya que dentro de una misma alternativa de explotación existen muchos factores que pueden ser alterados para poder así presentar todas las opciones posibles para poder así tomar la decisión más acertada. En este caso no se trata de realizar una evaluación sino de ilustrar un caso práctico de una simulación por lo que únicamente se presentarán tablas de los resultados obtenidos con tres políticas de explotación diferentes y sin tomar en cuenta muchos factores físicos que pueden presentarse durante la extracción.

La predicción se realizó considerando las siguientes políticas de explotación:

- 1) Agotamiento natural de los pozos.
- 2) Producción con bombeo neumático.
- 3) Producción con bombeo electrocentrífugo.

#### IV.5.1. Agotamiento natural.

Considerando que la presión en la cabeza permanece constante durante un cierto tiempo la producción de cada uno de los pozos en barriles por año serían las que se presentan en la Tabla IV.8. En la Tabla IV.9 se presentan los valores de presión en la cabeza que se están utilizando estos son los medidos en abril de 1994 y los siguientes se obtuvieron siguiendo la tendencia de la historia de presión en cabeza.

También se simuló considerando que se dejan de estrangular los pozos y que la presión en la cabeza es la mínima requerida para poder entrar a batería (245 psia). Como se puede observar en la Tabla IV.10 todos los pozos incrementan su producción. La recuperación final con esta opción es mayor por 2,155,618 Bbls.

Año	Valzel 1 (Bbls)	Valzel 2 (Bbls)	Valzel 3 (Bbls)	Valzel 4 (Bbls)
1994	303319	141485	200586	514782
1995	255582	137132	113120	463114
1996	225253	133492	Abatido	417672
1997	197510	118940	Abatido	364754
1998	180201	Abatido	Abatido	337914
1999	167001	Abatido	Abatido	310776
2000	156882	Abatido	Abatido	295019
2001	154019	Abatido	Abatido	279519
2002	5149	Abatido	Abatido	82614
2003	Abatido	Abatido	Abatido	Abatido

Tabla IV.8. Producción por año de cada pozo.

Pozo	abr/94	ene/95	jul/95
Valzel 1	285	245	245
Valzel 2	430	360	245
Valzel 3	242	242	242
Valzel 4	300	245	245

**Tabla IV.9. Variación de la presión en la cabeza.**

Año	Valzel 1 (Bbls)	Valzel 2 (Bbls)	Valzel 3 (Bbls)	Valzel 4 (Bbls)
1994	303319.1	141485.3	200586.3	514782.0
1995	257097.9	137338.1	74654.0	468195.0
1996	226350.4	135444.1	Abatido	418015.0
1997	199308.2	120143.8	Abatido	368504.0
1998	181432	Abatido	Abatido	339987
1999	167845	Abatido	Abatido	311942
2000	157497	Abatido	Abatido	295369
2001	82816	Abatido	Abatido	289363
2002	Abatido	Abatido	Abatido	Abatido

**Tabla IV.10. Producción por año de cada pozo considerando pozos sin estrangulador y presión mínima en la cabeza para entrar a batería..**

En cuanto a la producción de agua excepto el pozo Valzel 3 los demás pozos no producen agua y se puede observar en el modelo que el avance del acuífero no es importante. La entrada de agua en el Valzel 3 no se incrementa mucho con respecto a la producción de la reportada durante la historia del pozo.

**IV.5.2 Producción con bombeo neumático.**

El bombeo neumático se implementa en la simulación en junio de 1995. Se utilizan las nuevas tablas hidráulicas calculadas para un cierto rango de gastos de inyección, el gasto de inyección óptimo que se obtuvo después del análisis del flujo en tuberías fué de 650 MPCD y es el que se está utilizando para el caso de la simulación. Las producciones por pozo con bombeo neumático se presentan en la Tabla IV.11. Es necesario mencionar que estas producciones son sin considerar límite alguno en cuanto la producción de agua y gas.

<b>Año</b>	<b>Valor 1</b>	<b>Valor 2</b>	<b>Valor 3</b>	<b>Valor 4</b>
1994	303397	141510	201761	514981
1995	271377	109558	234382	473955
1996	256999	152041	255891	454780
1997	224296	133501	200356	403785
1998	199688	119056	162182	368261
1999	186864	105997	135716	334826
2000	177759	93300	108432	297005
2001	157759	81135	84921	263017
2002	142079	64268	68679	235343
2003	131077	48721	57713	213750
2004	122241	38998	50056	195907
2005	113501	32123	43747	178087
2006	105540	26530	38634	161768
2007	97874	21916	34054	146748
2008	90731	18357	30077	132564
2009	83477	15372	26562	118639
2010	76926	12970	23382	106310

Tabla IV.11. Producciones por pozo con bombeo neumático.

**IV.5.3 Producción con bombas electrocentrífugas.**

El bombeo electrocentrífugo se implementa en la simulación en junio de 1995. Se utilizan las nuevas tablas hidráulicas calculadas para un cierto rango de número de etapas; el paquete de análisis del flujo en las tuberías tiene un catálogo de las bombas existentes en el mercado con sus curvas características respectivas, por lo que es posible realizar varios análisis con diferentes bombas y diferentes número de etapas. De este análisis se obtuvo el número de etapas óptimo para cada bomba, Tabla IV.12. Las producciones por pozo con bombeo electrocentrífugo se presentan en la Tabla IV.13. Es necesario mencionar que las producciones del pozo Valzel 3 son considerando límite de corte de agua del 30%, ésto es que el pozo se cierra de manera automática al producir 30% de agua, y además con un límite de relación gas-aceite de 0.86 ya que las bombas se vuelven ineficientes con mucho gas.

Pozo	No. etapas
Valzel 1	104
Valzel 2	86
Valzel 3	43
Valzel 4	31

Tabla IV.12. Número de etapas óptimo.

Año	Valzel 1	Valzel 2	Valzel 3	Valzel 4
1994	303397	141510	201761	514981
1995	279260	115508	172577	471828
1996	286267	168273	5169	488102
1997	253227	146439	abatido	433680
1998	233343	134239	abatido	394649
1999	218833	121796	abatido	361574
2000	203157	103645	abatido	333194
2001	109502	45706	abatido	254516
2002	abatido	abatido	abatido	172173
2003	abatido	abatido	abatido	49319
2004	abatido	abatido	abatido	abatido

Tabla IV.13. Producciones por pozo con bombeo electrocentrífugo

#### **IV.6. Discusión de resultados.**

Debido a que la información con la cual se realizó el ajuste no era suficiente y además el grado de confiabilidad de ésta no es muy bueno, no es posible decir que el ajuste obtenido sea el más representativo del yacimiento, pero sí el mejor que se puede lograr con dicha información.

Existe la posibilidad de lograr más de un ajuste aceptable, pero las consideraciones hechas en cada uno de éstos deben de estar respaldadas con datos del campo. Esto no quiere decir que en el caso de no contar con información del campo que respalde alguna consideración ésta no deba hacerse sino que debe sustentarse de alguna manera ya sea con algún concepto teórico relacionado con las condiciones del yacimiento en estudio o por eliminación lógica. Por ejemplo para realizar el ajuste de presión estática, se dijo que se iban a considerar los puntos más altos; en este caso se argumentó que los valores más bajos se debieron a una posible falta de tiempo de estabilización de las mediciones; también pudo ser que durante la medición la herramienta fallara, etc. Esto no fue lo único que se tomó en cuenta para considerar como buenos los puntos más altos también se consideró la tendencia de las mediciones, se revisaron las pruebas de presión y los datos de producción de cada uno de los pozos.

Para poder emitir un juicio en lo que respecta a qué política de explotación es la mejor, se tendrían que realizar una serie de corridas simulando, en cada una de las opciones, todas las combinaciones posibles física y económicamente. El estudio económico es necesario para saber si la inversión es justificable, por que puede darse el caso de que la recuperación sea mayor implantando algún método de producción artificial pero los gastos de la inversión son mayores a la utilidad de dicho incremento de hidrocarburos.

## **CONCLUSIONES.**

**Durante la realización de la simulación nos pudimos dar cuenta del papel tan importante que tiene la información tanto del yacimiento como de los pozos. Dicha información debe de ser de buena calidad y con registros frecuentes, para que pueda ser utilizada de manera confiable en la simulación.**

**Debido a la cantidad de información que se maneja y a las diferentes disciplinas que ésta involucra es recomendable que un estudio de simulación no se realice de manera aislada, sino de manera conjunta con los especialistas de cada una de estas disciplinas, ya que, ésto facilitará una retroalimentación que va a conducir a una mejor interpretación del yacimiento y por lo tanto a una simulación más representativa, con bastantes posibilidades de éxito en menor tiempo.**

**La magnitud de las modificaciones en los valores de las propiedades va a depender en gran parte de la información y de su grado de certidumbre; en algunas ocasiones los resultados preliminares de la simulación nos podrán indicar la confiabilidad de la información.**



**BIBLIOGRAFÍA.**

- **Crichlow, Henry B " Modern Reservoir Engineering- A Simulation Approach " Prentice-Hall, Inc. 1977.**
- **Mattax, Calvin C and Dalton Robert L., " Reservoir Simulation "Soc. Pet. Eng. Monograph Series, Volume 13. 1990.**
- **Van Golf-Racht, T. D. " Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering " Elsevier Scientific Publishing Company, 1982.**
- **Hernández García M.A., Domínguez Vargas G.C.: "Apuntes de Simulación Matemática de Yacimientos ". Facultad de Ingeniería. UNAM. 1984.**
- **Aziz, K Settari, A., " Petroleum Reservoir Simulation ". Applied Science Publishers, LTD. London, 1979.**

---

**REFERENCIAS.**

1. Urea, L. C.: "Petroleum Production Engineering: Oil Field Exploitation," 3d ed., McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1953.
2. Van Golf-Racht T.D.: "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering," Elsevier Scientific Publishing Company, 1962.
3. G.W. Thomas. Watton-on-Thames. England.
4. Staggs, H.M. and Harber, E.F.: "Reservoir Simulation Models-An Engineering Overview," JPT (Dec. 1971) 1428-36.
5. Peaceman D.W.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation," SPEJ (June 1978) 183-94.
6. Kuniandy, J. and Hillestad, J.G.: "Reservoir Simulation Using Bottomhole Pressure Boundary Conditions," SPEJ (Dec. 1980) 473-86; Trans., AIME, 269.
7. Miller, C. C., Dyes, A.B., and Hutchinson, C.A.Jr.: "Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottomhole Pressure Buildup Characteristics," AIME (1950) 189, 91-104.