

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**METODOLOGÍA PARA PLANIFICAR UN ESTUDIO DE
SIMULACIÓN NUMERICA ANTE RESERVORIOS CON
INFLUJO DE AGUA**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO**

**ELABORADO POR:
LUIS ESTEBAN HUARANGA ATAU
PROMOCION 1996 - 0**

LIMA - PERU

2007

CONTENIDO

TITULO: "METODOLOGÍA PARA PLANIFICAR UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMERICA ANTE RESERVORIOS CON INFLUJO DE AGUA "

I. OBJETIVO	1
II. SUMARIO	2
III. INTRODUCCIÓN	3
IV. MARCO TEORICO	4
1. Comportamiento de un Reservoirio con Influjo de Agua	4
1.1 Tipos de Influjo de Agua	4
1.2 Formas de Influjo de Agua	4
1.3 Indicadores del Influjo de Agua	4
1.4 Estimadores de Recuperación de Petróleo	4
1.5 Estimadores de Influjo de Agua	4
2. Conceptos Teóricos de Simulación Numérica	4
2.1 Definición	4
2.2 Tipos de Procesos de Simuladores	5
2.3 Matemáticas Básica de los Modelos de Simulación Numérica	7
2.3.1 Balance de Materia Representativo	7
2.3.2 Ecuación Constitutiva y Transporte	9
2.3.3 Aproximación de Diferencias Finitas	10
2.3.4 Ecuación de Diferencias Finitas	12
2.3.5 Modelo de Petróleo Negro	14
2.4 Discretización y Grillados	16
2.4.1 Discretización Espacial	16
2.4.2 Discretización del Tiempo	17
2.4.3 Tipos de Grillados	17
2.4.3.1 Según Diseño Geométrico	17
2.4.3.1.1 Grilla Ortogonal	17
2.4.3.1.2 Grilla No-Ortogonal	18
2.4.3.1.3 Grilla Punto de Esquina	18
2.4.3.1.4 Grilla Curvilínea	18
2.4.3.1.5 Grilla Voronoi	19
2.4.3.1.6 Grilla de Refinamiento Local	20
2.4.3.2 Según Número de Dimensiones	20
2.4.3.2.1 Grilla de Cero Dimensiones (0D)	20
2.4.3.2.2 Grilla de Una Dimensión (1D)	21
2.4.3.2.3 Grilla de Dos Dimensiones (2D)	21
2.4.3.2.4 Grilla de Tres Dimensiones (3D)	22
3. Procesos para elaborar un estudio de reservorios por Simulación Numérica	23
3.1 Objetivos	23
3.2 Selección del Simulador	24
3.3 Diseño del Modelo	24

3.3.1 Configuración del Grillado	24
3.3.2 Discretización Espacial y Tiempo	24
3.3.3 Orientación del Grillado	25
3.4 Modelo Geológico	25
3.4.1 Geología Estructural	25
3.4.2 Geología Estratigráfica	26
3.4.3 Evaluación Petrofísica	26
3.5 Análisis de Fluidos (PVT)	27
3.5.1 Análisis PVT (petróleo-gas)	27
3.5.1.1 Compresibilidad del Petróleo	27
3.5.1.2 Factor de Volumen de Formación y Gas en Solución	28
3.5.1.3 Vaporización Flash	30
3.5.1.4 Vaporización Diferencial	30
3.5.1.5 Liberación Compuesta	31
3.5.1.6 Densidad de Fluidos	31
3.5.1.7 Viscosidad de Fluidos	31
3.5.1.8 Composición de Fluidos	32
3.5.1.9 Ajuste de Datos de Fluidos Gas-Petróleo	32
3.5.1.10 Calculo del Factor de Volumen de Formación y Densidad del Gas	34
3.5.1.11 Cálculo de Densidad del Petróleo	35
3.5.1.12 Viscosidad del Gas	35
3.5.1.13 Propiedades del Agua de Formación	36
3.5.1.14 Consistencia de Datos PVT	37
3.6 Análisis de Roca-Fluido	37
3.6.1 Presión Capilar	37
3.6.2 Normalización de Presión Capilar	39
3.6.3 Permeabilidad Relativa	40
3.6.4 Normalización de Permeabilidad Relativa	42
3.7 Parámetros de Pozos y Datos de Producción	43
3.7.1 Parámetros de Pozos	43
3.7.1.1 Ecuación de Flujo Radial	43
3.7.1.2 Índice de Pozo (WI, Well Index)	44
3.7.1.3 Índice de Productividad (PI, Productivity Index)	44
3.7.2 Pozos y Control del Centro de Recolección	45
3.7.3 Datos de Producción	46
3.8 Diseño de Acuífero	46
3.8.1 Acuífero Numérico	47
3.8.2 Acuífero Analítico	47
3.8.2.1 Acuífero Cerrado	47
3.8.2.2 Acuífero de Estado Estable	47
3.8.2.3 Acuífero de Carter-Tracy	48
3.9 Iniciación del Modelo	48
3.10 Ajuste de Historia	49
3.10.1 Ajuste de Presión	50
3.10.2 Ajuste de Saturación	52
3.10.3 Ajuste de Productividad	54
3.11 Predicciones	55

4. Metodología para planificar estudios de simulación numérica en reservorios de con influjo de agua	56
V. CONCLUSIONES	57
VI. BIBLIOGRAFIA	58
VII. RELACION DE FIGURAS	59

I. OBJETIVO

El objetivo del presente informe es la obtención del Título Profesional de Ingeniero de Petróleo, adicionalmente se utilice el presente trabajo como material de consulta de los alumnos de pre-grado y despertar en ellos el interés sobre los procedimientos básicos para desarrollar estudios de simulación numérica de reservorios en forma directa y practica

II. SUMARIO

La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo es grandemente influenciado por el comportamiento productivo del reservorio bajo actuales y futuras condiciones de operación. Por lo tanto, la evaluación del comportamiento productivo del pasado, presente y del pronóstico del comportamiento futuro es un aspecto esencial en el proceso de manejo de reservorios.

Cálculos volumétricos clásicos, balance de materiales, métodos de análisis de curvas de declinación, y alta tecnología de simulación numérica en Petróleo Negro, Composicional o Termal y Recuperación Mejorada del Petróleo son analizados para optimizar la estimación de reservas.

Los modelos de simulación numérica de reservorios son ampliamente usados para estudiar el comportamiento de los reservorios y determinar métodos para optimizar la recuperación final. Juegan un rol muy importante en los modernos procesos de manejo de reservorios. Los simuladores son usados para desarrollar un plan de manejo de los reservorios, así como monitorear y evaluar el comportamiento del reservorio a través de la vida del reservorio. Esto empieza con la exploración, luego el descubrimiento, seguido por la delineación, desarrollo, producción y finalmente el abandonamiento.

La simulación numérica basada en los principios del balance de materiales, toma en cuenta la heterogeneidad y dirección del flujo de fluidos. Un simulador de reservorios toma en cuenta las ubicaciones de los pozos de producción e inyección y sus condiciones de operación. Los pozos pueden ser abiertos o cerrados a producción en tiempos deseados con especificaciones de completación de fondo. Los caudales de producción, presiones de fondo de pozo o ambos caudal y presión pueden ser activados como sea deseado.

Un modelo de simulación divide el reservorio en pequeños tanque, celdas o bloques para tomar en cuenta la heterogeneidad (gridblock). Los cálculos de presión y saturación para cada celda son llevados a pasos de tiempos discretos (timestep), empezando con el tiempo inicial. La simulación llega a ser una realidad práctica debido al avance tecnológico y la potencia de cálculo útil ahora.

Los simuladores de petróleo negro son caracterizados por el número de fases, dirección de flujo y tipo de solución utilizada para las ecuaciones complejas de flujo de fluidos.

III. INTRODUCCIÓN

El presente informe se enfoca en los reservorios con soporte de presión por efecto del influjo del agua de un acuífero (Reservorios con Influjo de Agua), por tanto se definirá algunos alcances sobre este tipo de reservorio, seguido de conceptos teóricos de Simulación Numérica y finalmente se detallara los procesos o secuencia a seguir para desarrollar un estudio de Simulación Numérica en el tipo de reservorios antes mencionado.

En general, la primera etapa del proceso de simulación numérica de reservorios debe tener un objetivo, el cual definirá el tipo de modelo a seleccionar (ejm., 1D, 2D ó 3D), el tipo de simulador que se utilizara (Petróleo Negro, Composicional, Termal ó Químico) y el diseño del modelo.

La segunda etapa esta relacionada a la información necesaria para un modelo de simulación numérica. El modelo geológico proveerá con información de propiedades del reservorio (mapa en el tope del reservorio, espesores de arena total, relación arena neta a total, mapa de tendencias de porosidad, permeabilidad y distribución de saturación de agua), los datos de las propiedades de los fluidos del reservorio (Factor de Volumen de Formación, Viscosidad, Relación de Solución, etc., para las fases presentes en el reservorio), los datos de roca fluido (curvas de presión capilar y permeabilidad relativa para las fases presentes en el reservorio), datos de pozos (comportamiento productivo, completación, presión fluyente, etc.) y datos para el acuífero. Determinar la confiabilidad de la información es vital para el éxito del modelamiento del reservorio.

La tercera etapa consiste en la variación de los parámetros del reservorio hasta que el comportamiento simulado sea cercano al comportamiento histórico de producción y presión del pozo, esta etapa es conocida como ajuste de historia. Este es un paso previo a la etapa de predicción dado que la exactitud de la predicción no será mejor que la exactitud el ajuste histórico. Sin embargo, se debe reconocer que el ajuste de historia no es único.

En la cuarta etapa se realizan las futuras predicciones de un reservorio en base a las condiciones operativas existentes y/o algunos planes de desarrollo como los pozos íterubicados y los retrabajos de pozos (aperturas y/o aislamiento de zonas a producción). En esta etapa se realizan los análisis de sensibilidad para las diferentes alternativas de optimización que maximice la recuperación de hidrocarburos del reservorio.

IV. MARCO TEORICO

1. Comportamiento de un Reservorio con Influjo de Agua

En este tipo de reservorio la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando intrusión o influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmisible del petróleo.

1.1 Tipos de Influjo de Agua

La intrusión ocurre debido a:

- a. Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.
- b. El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo esta en contacto con agua proveniente de la superficie.

1.2 Formas de Influjo de Agua

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

- a. Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación se convierte en un gran problema.
- b. Reservorios por empuje lateral, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados, actuando como lenguas de agua hasta alcanzar los intervalos perforados a producción del pozo, conocido también como proceso de digitación.

1.3 Indicadores del Influjo de Agua

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

- a. A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.
- b. El hidrocarburo (petróleo o gas) esta rodeado por agua.
- c. Debe existir suficiente contraste entre la permeabilidad vertical y horizontal para permitir el movimiento del agua, conocido como anisotropía.

1.4 Estimadores de Recuperación de Petróleo

Entre los métodos para estimar la recuperación se tiene:

- a. Buckley-Leverett
- b. Dykstra-Parsons
- c. Método de Stiles
- d. Balance de Materiales
- e. Simulación Numérica
- f. Correlaciones

1.5 Estimadores del Influjo de Agua

Para estimar el influjo tenemos las teorías de Van-Everdingen y Fetkovich.

2. Conceptos Teóricos de Simulación Numérica

2.1. Definición

La función del Ingeniero de Reservorios es predecir la recuperación final y el comportamiento futuro considerando los diferentes mecanismos de recuperación

y métodos de desarrollo. Muchas de las herramientas de Ingeniería de Reservorios tales como los modelos de tanque (llamado balance de materiales y trata al reservorio como un gran tanque con propiedades promedio y uniforme) se quiebran cuando se intenta modelar los reservorios, sistemas de hidrocarburos, y/o esquemas de recuperación de gran complejidad.

Para una formulación más rigurosa se modelara el sistema físico, incluyendo variación en las propiedades de rocas, propiedades de fluidos vs presión, balance de materia, ecuación de flujo del medio poroso, y presión capilar. Algunas de estas relaciones matemáticas son ecuaciones diferenciales parciales no-lineales los cuales pueden ser resueltos aproximadamente (usualmente muy cercano a lo real) con una computadora.

Este proceso permite dividir al reservorio en bloques de tal manera que cada bloque tiene sus propias propiedades.

La viabilidad de los proyectos de recuperación de petróleo está fuertemente influenciada por el comportamiento de producción del reservorio bajo las condiciones actuales y futuras.

La simulación numérica de reservorios es ampliamente usada para estudiar el comportamiento del reservorio y determinar el método que optimice la recuperación de hidrocarburos. Ellos juegan un rol muy importante en el proceso moderno de manejo de reservorios. Los simuladores son usados para desarrollar un plan de manejo, monitorear y evaluar su comportamiento a través de la vida del reservorio.

Un modelo de simulación divide el reservorio en pequeños tanque, celdas o bloques (llamados gridblock) para tomar en cuenta la heterogeneidad. Los cálculos de presión y saturación para cada celda son llevados a intervalos de tiempos discretos (llamados timestep). La simulación llega a ser una realidad practica ahora, debido al avance tecnológico y la potencia de calculo útil.

2.2 Tipos de Procesos de Simuladores

Los simuladores se clasifican según el comportamiento de los fluidos (Modelos de Petróleo Negro, Modelo Composicional, Modelo Termal y Modelo Químico) y las características físicas del reservorio (Modelos de Doble Porosidad y/o Permeabilidad).

2.2.1 Modelos Petróleo Negro

Es el simulador mas comúnmente usado y se basan en la data PVT convencional del laboratorio, donde todas las propiedades del petróleo son expresadas en términos de factor de volumen de formación, relación de solución gas-petróleo, viscosidad, etc.. Los modelos de petróleo negro asumen que los reservorios de petróleo y gas siempre tienen la misma composición. Por ejemplo, cuando la presión declina el gas sale de la fase petróleo, su propiedad varia con la presión y se asume que la composición no cambia. En la realidad, el gas que sale de la fase petróleo y el petróleo cambiaran ligeramente en su composición. Puede ser usado para

reservorios que contienen gas, petróleo y agua, o una combinación de ellas en cualquier proporción.

2.2.2 Modelo Composicional

Los modelos composicionales son similares a los de petróleo negro en la data de ingreso, excepto en las propiedades de los fluidos. Las diferencias son:

Adicionalmente de resolver la fase de saturación y presión, un modelo composicional resuelve las fracciones molares de cada componente de los hidrocarburos (C_1 , C_2 , C_3 , etc.) en la fase de petróleo y gas.

El comportamiento de la fase de petróleo y gas (esto es, cantidad de petróleo y/o gas en cada gridblock para una presión particular y la composición de hidrocarburo total) es calculado por una Ecuación de Estado, el cual relaciona Presión, Volumen y Temperatura.

El ingreso de datos para las propiedades de los fluidos consiste de varios parámetros de la Ecuación de Estado.

Una de las Ecuaciones de Estado más conocida es la de Peng-Robinson:

$$p = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)}$$

p = presión, pisa

R = Constante universal de los gases

T = temperatura, °F ó °R

v = volumen molar, pie³/lb-mol

a , b = Constantes de la Ecuación de Estado.

Las constantes a y b de la Ecuación-de-Estado son funciones complejas de otros parámetros y propiedades críticas (T_c , p_c) de los componentes individuales de los hidrocarburos.

Usando las relaciones de termodinámica, apartir de las Ecuaciones-de-Estado se pueden calcular el comportamiento de fases de los hidrocarburos, las propiedades del petróleo y gas.

La principal dificultad en desarrollar los datos para un modelo composicional es determinar los parámetros para la Ecuación de Estado que describan correctamente el comportamiento de fase y las propiedades del petróleo y gas. Se debe utilizar regresiones no lineales para estimar los parámetros y obtener los mejores valores que reproduzcan los datos PVT medidos en el laboratorio. La tarea más difícil es encontrar la caracterización de los componentes pesados (C_7+).

Los modelos composicionales deben ser usados en reservorios de gas condensado, reservorios de petróleo volátil, reservorios con alta gradiente composicional, procesos de inyección de CO₂, inyección de gas seco a alta presión e inyección de gas miscible.

2.2.3 Modelos Termuales

Los modelos termuales son utilizados para procesos de recuperación mejorada, como inyección de vapor y combustión in-situ.

El modelo de vapor es usualmente un modelo composicional el cual es limitado para varios pseudo-componentes. El agua existe en fase líquida y vapor. En adición al flujo del reservorio y comportamiento de fases, el modelo incluye a la temperatura como variable. El principal uso es la inyección de agua caliente.

Los modelos de combustión incluyen las características de modelos de vapor, y en adición incluye el gobierno de la ecuación cinética de combustión in-situ. Un uso típico en los modelos de combustión in-situ es la inyección de aire y el petróleo residual es quemado y el reservorio genera calor y vapor.

2.2.4 Modelos Químicos

Un modelo químico es usado para una variabilidad de procesos de recuperación mejorada, tales como inyección de polímeros y surfactantes. Entre ellos puede incluir reacciones químicas in-situ, efectos de salinidad del agua en las propiedades de los polímeros o surfactantes y absorción de productos químicos en la roca reservorio.

2.2.5 Modelos de Doble Porosidad y/o Permeabilidad

Son necesarios para modelar el comportamiento de reservorios naturalmente fracturados así como algunos sistemas de carbonatos. El comportamiento de flujo y presión de este tipo de reservorios puede ser considerado como un complejo sistema de porosidad simple.

2.3 Matemáticas Básica de los Modelos de Simulación Numérica

El propósito de esta sección es proveer una orientación de los fundamentos de la simulación de reservorios para reconocer las fortalezas y problemas en el uso de la técnica de simulación numérica de reservorios. El uso de los modelos de simulación numérica en estudios de ingeniería requiere conocimiento de los principios y fundamentos sobre los cuales están basados los simuladores numéricos; así como sus limitaciones y tipos de errores que son inherentes a los modelos numéricos de reservorios y como estos afectan los resultados.

2.3.1 Balance de Materia Representativo

Casi todas las aplicaciones de simulación de reservorios son en base a la conservación de la masa y el calor. Por ejemplo un modelo de Petróleo Negro conserva la masa del petróleo gas, las variedades de mezclas de ambos, y la masa de agua.

Como se muestra en la figura N° 1, un balance de materia alrededor de un volumen representativo en el reservorio (un cubo en este caso) puede ser expresado simplemente como:

$$\text{INGRESA} - \text{SALE} = \text{GANANCIA}$$

Para simplicidad, se considerara el flujo en una dimensión y en la dirección x. La cantidad conservada ingresando al cubo esta dado por el producto del flujo, F_x , el área de sección transversal al flujo, A , y el periodo de tiempo, Δt , sobre el cual se presenta el flujo. La cantidad saliendo de la cara opuesta del cubo es expresada

en forma similar. Adicionalmente se considera un término de cantidad conservada saliendo del volumen representativo. El término considerado puede representar la producción de un pozo u otro proceso similar.

La suma de todos los términos **INGRESA**, menos la suma de todos los términos **SALE**, debe ser igual a la cantidad conservada de **GANANCIA** en el volumen representativo. Esta **GANANCIA** es simplemente el cambio de concentración de la cantidad conservada sobre el periodo de tiempo multiplicado por el volumen representativo.

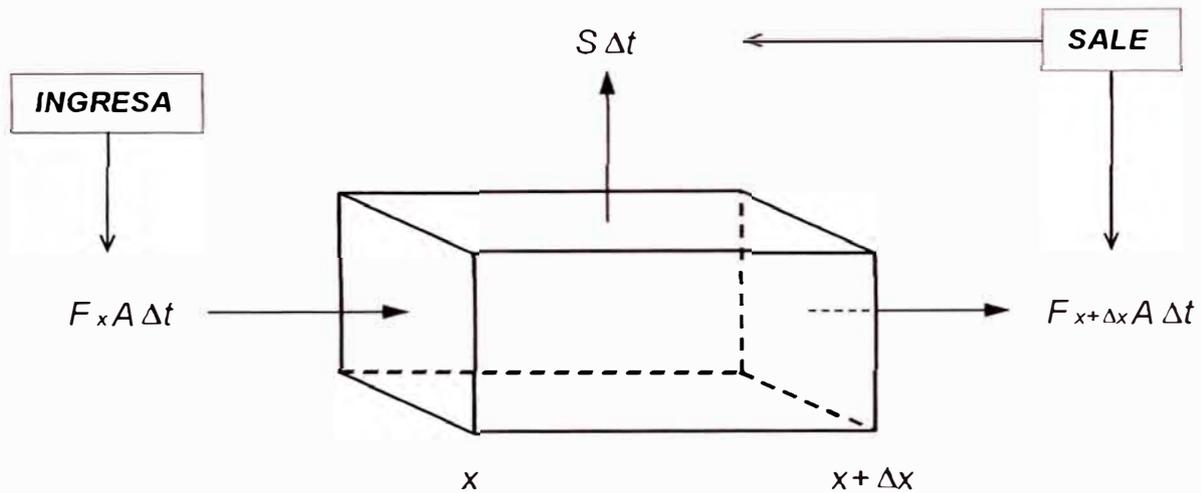


Fig. N° 1. Volumen representativo

$$\text{INGRESA} = F_x A \Delta t$$

$$\text{SALE} = F_{x+\Delta x} A \Delta t + S \Delta t$$

$$\text{GANANCIA} = (C_{t+\Delta t} - C_t) V$$

$$V = A \Delta x$$

La ecuación puede ser expresada en términos de flujo y concentración, reemplazando en las ecuaciones anteriores y reordenando estas llegan a ser ecuaciones diferenciales parciales (Ecuación general de conservación), como se muestra a continuación:

$$[F_x A \Delta t] - [F_{x+\Delta x} A \Delta t + S \Delta t] = (C_{t+\Delta t} - C_t) A \Delta x$$

$$-\frac{F_{x+\Delta x} - F_x}{\Delta x} - \frac{S}{V} = \frac{C_{t+\Delta t} - C_t}{\Delta t}$$

$$-\frac{\partial F_x}{\partial x} - q_v = \frac{\partial C}{\partial t}$$

donde

F_x = flujo (cantidad conservada/unidad de tiempo/unidad de área de sección transversal)

- C = concentración (cantidad conservada/unidad de volumen)
 q_v = termino específico (cantidad conservada/unidad de tiempo/unidad de volumen)
 x = longitud
 t = tiempo

2.3.2 Ecuación Constitutiva y Transporte

Para usar las ecuaciones derivada anteriormente, es necesario definir la cantidad que deseamos conservar. Es en este paso que un modelo de simulación primero es preparado siguiendo instrucciones particulares para resolver problemas específicos. Por ejemplo, nos permite conservar la masa (lbs-masa) de un fluido ligeramente compresible en un reservorio horizontal. En este caso, se expresa el flujo como se muestra a continuación:

$$F_x = \rho u_x$$

donde

- ρ = densidad del fluido (lbs-masa/pie³)
 u_x = velocidad volumétrica (pie³/pie²-día)

La concentración es una función de la densidad del fluido y la porosidad del reservorio, como se muestra:

$$C = \phi \rho$$

donde

- ϕ = porosidad del reservorio (fracción)

La densidad y porosidad pueden ser expresadas en términos de presión a través de la relación constitutiva siguiente:

$$c_f = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \qquad c_r = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp}$$

donde

- c_f = compresibilidad del fluido (psi⁻¹)
 c_r = compresibilidad de la roca (psi⁻¹)
 ρ = densidad del fluido (lbs-masa/pie³)
 ϕ = porosidad de la formación
 p = presión (psi)

La velocidad volumétrica puede ser relacionada a la distribución de presión en el reservorio por la Ley de Darcy, la ecuación de transporte, como se muestra:

$$u_x = \frac{k_x}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

donde

- μ = viscosidad del fluido (cp)
- x = distancia (pies)
- k = permeabilidad (.00633 md)
- p = presión (psia)
- u_x = velocidad superficial (pie³/pie²-día)

La combinación de la ecuación constitutiva y transporte con la ecuación general de conservación permiten obtener la ecuación general de difusividad para una sola fase, como se muestra:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) - \frac{q_v}{\rho} = (c_r + c_f) \phi \frac{\partial p}{\partial t}$$

Si la permeabilidad y la viscosidad del fluido no varían a través del reservorio, entonces la forma estándar de la ecuación de difusividad es una ecuación diferencial lineal en presión, como se muestra:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} - \frac{\mu}{k\rho} q_v = \frac{c_T \phi \mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t}$$

2.3.3 Aproximación de Diferencias Finitas

El propósito de la aproximación de diferencias finitas es expresar una ecuación diferencial, ejemplo la ecuación de difusividad descrita anteriormente, como una ecuación algebraica que se aproxima a la ecuación original en un punto específico. Por ejemplo, si el valor de presión, p , es representado gráficamente como una función de distancia, x , como se muestra en la fig N° 2.

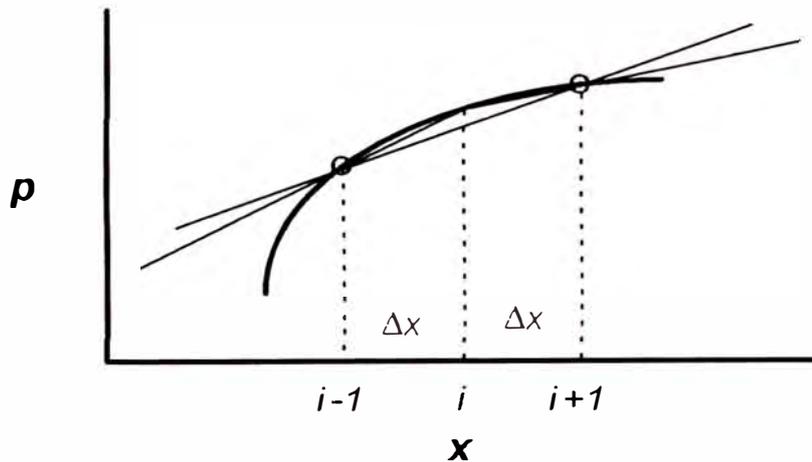


Fig. N° 2. Presión como función de la distancia x

La primera derivada de p con respecto a x en x_i , puede ser aproximada de varias formas usando los valores de presión en puntos conocidos en la vecindad de i . Cada una de las tres aproximaciones siguientes es igualmente validas

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} && \text{diferencia adelante} \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x} && \text{diferencia atrás} \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{2\Delta x} && \text{diferencia central} \end{aligned}$$

La segunda derivada de presión con respecto a la distancia puede ser determinada de forma similar, pero los valores adyacentes de la primera derivada son usados como una función de distancia. Si la aproximación de la primera derivada es usada en lugar del valor exacto de esas derivadas, obtendremos una aproximación a la segunda derivada de presión con respecto a la distancia en términos de tres valores de presión, como se muestra

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{i+\frac{1}{2}} - \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{i-\frac{1}{2}}}{\Delta x} = \frac{\frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} - \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x}}{\Delta x} = \frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{(\Delta x)^2}$$

Los errores asociados con esas aproximaciones de derivadas son referidos como errores de truncamiento y pueden ser cuantificados a través de las series de Taylor.

$$p_{i+1} = p_i + \Delta x \left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_i + \frac{(\Delta x)^2}{2} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}\right)_i + \frac{(\Delta x)^3}{3!} \left(\frac{\partial^3 p}{\partial x^3}\right)_i + \dots$$

La expansión de la serie de Taylor sobre un punto i nos permite estimar, tan cerca como queramos, el valor de la función de un punto adyacente $i+1$, permitiéndonos conocer el valor de la derivada de la función en el punto i , como se muestra,

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_i = \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} - \frac{(\Delta x)}{2} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}\right)_i - \frac{(\Delta x)^2}{3!} \left(\frac{\partial^3 p}{\partial x^3}\right)_i - \dots$$

Los términos remanentes de la derivada son referidos como error de truncamiento, porque son cortados o truncados de la aproximación. El error de truncamiento es referido como de orden Δx u orden $(\Delta x)^2$ dependiendo de la forma del primer término de la porción truncada de la serie. Combinando las aproximaciones de las series de Taylor a los puntos $i+1$ e $i-1$, obtenemos la aproximación a la segunda derivada y determinamos que el error de truncamiento es del orden de $(\Delta x)^2$, como se muestra,

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}\right)_i = \frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{(\Delta x)^2} - \frac{(\Delta x)^2}{12} \left(\frac{\partial^4 p}{\partial x^4}\right)_i - \dots$$

Por uso sucesivo de la serie de Taylor en los puntos más distantes que $i+1$ e $i-1$ (es decir, $i+2$ e $i-2$) desarrollaremos las aproximaciones de alto orden para las derivadas en el punto i , como se muestra,

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}\right)_i = \frac{-p_{i+2} + 16p_{i+1} - 30p_i + 16p_{i-1} - p_{i-2}}{12(\Delta x)^2} + O(\Delta x)^4$$

Esta aproximación fue obtenida por manipulación algebraica de la expansión de la serie de Taylor en los puntos $i+2$, $i+1$, $i-1$ e $i-2$ para eliminar los términos de bajo orden y llegar a la expresión aproximada de la segunda derivada.

2.3.4 Ecuación de diferencias finitas

Usando las aproximaciones de las ecuaciones de diferencias ya discutidas, se puede re-escribir la ecuación de difusividad para una sola fase y dos dimensiones en forma aproximada, como sigue,

$$\left[\frac{p_{i+1,j} - 2p_{i,j} + p_{i-1,j}}{(\Delta x)^2} + \frac{p_{i,j+1} - 2p_{i,j} + p_{i,j-1}}{(\Delta y)^2} - \left(\frac{\mu}{kh} q_v\right)_{i,j} \right]_{n \cdot o \cdot n+1} = \frac{c_T \phi \mu}{kh} \left(\frac{p_{n+1} - p_n}{\Delta t} \right)_{i,j}$$

En la siguiente figura, se muestra un ejemplo de grilla para localizar los puntos discretos en el reservorio en el cual fue escrita la ecuación de diferencias.

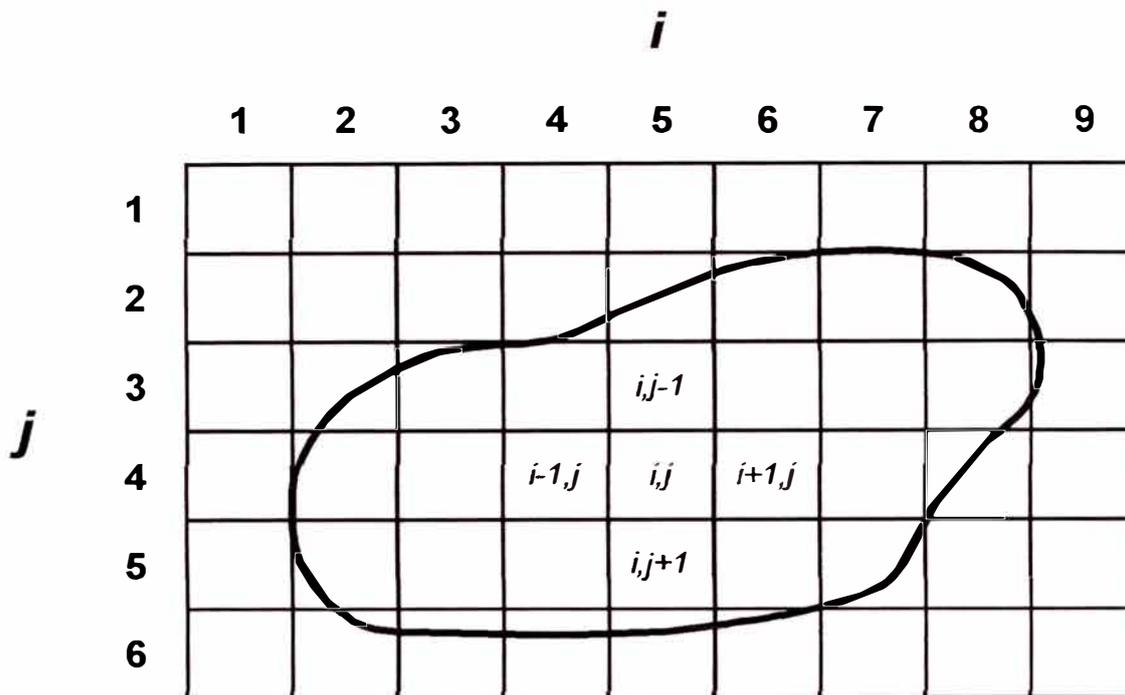


Fig. N° 3 Denominación de las celdas de un grillado

Se puede notar que tenemos una opción, cuando escribimos las derivadas espaciales, de expresarlos en el nivel de tiempo actual, n , o en el tiempo de nivel próximo, $n+1$. Si escogemos el tiempo de nivel n , tendremos una expresión explícita, mientras que si escogemos en el nivel del tiempo $n+1$ es llamado implícito. Para el caso tiempo adelante (por ejemplo, de n a $n+1$) usa solo un valor antiguo de p en la forma explícita. Este método tiene mínimo requerimiento para el cálculo y almacenaje. Sin embargo, hay una restricción significativa en el tamaño del timestep para la convergencia de la solución. La forma implícita, por otro lado, usa todas las presiones en el nivel de tiempo nuevo ($n+1$). Mientras que la solución es más compleja, requiriendo matriz algebraica, no hay restricciones en el tamaño del timestep por convergencia. Para esta ecuación, el nivel de tiempo es virtualmente siempre escogido para asegurar que los resultados calculados sean estables.

Escribiendo el álgebra de las ecuaciones de diferencias para cada bloque resulta en un conjunto interdependiente de ecuaciones que pueden ser expresados en forma de matriz. Las ecuaciones pueden ser resueltas por una variedad de técnicas, muchas de las cuales están dadas como opciones en muchos códigos de simulación de reservorios.

Usualmente, la forma general de la ecuación de difusividad será usada en un modelo de simulación, pero bajo la forma representativa de las ecuaciones de diferencias, como se muestra

$$\begin{aligned} & \left[\left(\frac{k_x h(\Delta y)}{\mu(\Delta x)} \right)_{i+\frac{1}{2},j} (p_{i+1,j} - p_{i,j}) - \left(\frac{k_x h(\Delta y)}{\mu(\Delta x)} \right)_{i-\frac{1}{2},j} (p_{i,j} - p_{i-1,j}) \right]_{n+1} \\ & + \left[\left(\frac{k_y h(\Delta x)}{\mu(\Delta y)} \right)_{i,j+\frac{1}{2}} (p_{i,j+1} - p_{i,j}) - \left(\frac{k_y h(\Delta x)}{\mu(\Delta y)} \right)_{i,j-\frac{1}{2}} (p_{i,j} - p_{i,j-1}) \right]_{n+1} \\ & - \left(\frac{q_v \Delta x \Delta y h}{\rho} \right)_{i,j} = (c_r + c_f) \phi \Delta x \Delta y h \left(\frac{p_{n+1} - p_n}{\Delta t} \right)_{i,j} \end{aligned}$$

Esta ecuación puede ser definida en función de términos de transmisibilidad y volumen poral. El termino volumen poral se expresa como,

$$V_p = (\phi \Delta x \Delta y h)_{i,j}$$

La definición de transmisibilidad no es mas que el coeficiente de la Ley de Darcy para flujo entre dos bloques adyacentes y se expresa como,

$$(T_x)_{i+\frac{1}{2},j} = \left[\frac{k_x h(\Delta y)}{\mu(\Delta x)} \right]_{i+\frac{1}{2},j}$$

Para calcular el valor de transmisibilidad es necesario definir los valores de viscosidad y permeabilidad para los interbloques.

El término producción se puede expresar como un caudal de flujo volumétrico,

$$Q = \left(\frac{q_v \Delta x \Delta y h}{\rho} \right)_{i,j}$$

2.3.5 Modelo de Petróleo Negro

La formulación de un Modelo Petróleo Negro es más complicada, pero totalmente análogo a un modelo de una sola fase antes descrito. El Modelo de Petróleo Negro asume la existencia de tres componentes en el sistema; Petróleo, gas y agua. El gas puede disolverse en la fase petróleo, pero la fase petróleo no puede volatizarse en la fase gas. La otra asunción básica es que la Ley de Darcy describe adecuadamente el fenómeno de transporte de masa. La dispersión no esta incluida en la formulación del modelo.

Las cantidades que no cambian son las medidas de petróleo, gas y agua a condiciones de tanque. Los flujos y concentraciones se expresan de la siguiente forma,

Petróleo	$F_{x0} = \frac{U_{x0}}{B_0}$	(stb/pie ² -día)
Agua	$F_{xw} = \frac{U_{xw}}{B_w}$	(stb/pie ² -día)

Gas	$F_{xg} = \frac{u_{xg}}{B_g} + \frac{R_s u_{xo}}{B_o}$	(Mpie ³ /pie ² -día)
Petróleo	$C_o = \frac{\phi S_o}{B_o}$	(stb/pie ³)
Agua	$C_w = \frac{\phi S_w}{B_w}$	(stb/pie ³)
Gas	$C_g = \phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_s S_o}{B_o} \right)$	(Mpie ³ /pie ³)

Combinando la ecuación de conservación y la ley de Darcy

$$u_{xo} = \frac{k_x k_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial x} \right)$$

Se obtiene la ecuación de tres fases siguiente,

$$\text{Petróleo} \quad \nabla \cdot \left[\frac{k k_{ro}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) \right] - q_{vo} = \frac{\partial}{\partial t} \phi \left(\frac{S_o}{B_o} \right)$$

$$\text{Agua} \quad \nabla \cdot \left[\frac{k k_{rw}}{B_w \mu_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla D) \right] - q_{ww} = \frac{\partial}{\partial t} \phi \left(\frac{S_w}{B_w} \right)$$

$$\begin{aligned} \text{Gas} \quad \nabla \cdot \left[\frac{R_s k k_{ro}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) + \frac{k k_{rg}}{B_g \mu_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla D) \right] - R_s q_{vo} - q_{vg} \\ = \frac{\partial}{\partial t} \phi \left(R_s \frac{S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \end{aligned}$$

Esta ecuación para resolverse, requiere de ecuaciones auxiliares como la ecuación de presión capilar que relacionan la fase presión y saturación. Las variables dependientes serán resueltas para este sistema de seis ecuaciones, tres de la fase presión y tres de la fase saturación.

$$p_o = p_w + p_{cwo}$$

$$p_g = p_o + p_{cgo}$$

$$S_o + S_w + S_g = 1.0$$

Estas ecuaciones son expresadas en forma de diferencias finitas y luego son resueltas por técnicas de álgebra lineal. Hay varios métodos diferentes para resolver este conjunto de ecuaciones. La técnica seleccionada depende, en gran grado, de las condiciones del problema. Un procedimiento muy común es el llamado IMPES (Presión Implícita y Saturación Explícita) que resuelve muchos problemas grandes de manera muy sencilla. Sin embargo, hay situaciones en la cual es necesario el más potente método de solución simultánea (SS) para alcanzar una respuesta. Muchos simuladores incluyen estos métodos de solución para ser seleccionados y es posible que sean cambiados durante las corridas de simulación.

También se consideran los parámetros (por ejemplo, permeabilidad relativa, densidad del fluido, etc.) que son función de las variables presión y saturación. Las soluciones de estos tipos de ecuaciones no lineales tienen gran influencia en los resultados y la eficiencia del modelo.

2.4 Discretización y Grillados

Esta ecuación de diferencias deberá ser discretizado, subdivisión de tiempo y distancia en intervalos de incremento especificados. En otras palabras, el uso de ecuaciones de diferencias es necesario para tratar al reservorio como si estuviera compuesto de volúmenes discretos y permitir calcular los cambios de condiciones de cada volumen para los diferentes intervalos discretos de tiempo. El volumen discreto es llamado "gridblock" y los intervalos discretos de tiempo son llamados "timesteps".

2.4.1 Discretización Espacial

Con la finalidad de simplificar la presentación se considerara el caso de dos dimensiones.

Un número determinado de gridblocks en el plano x-y se obtiene al subdividir el rectángulo que circunda el área en estudio, como se muestra a continuación,

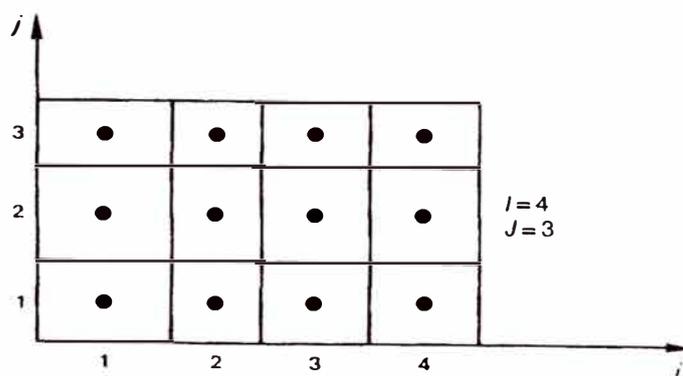


Fig. N° 4 Sistema de grilla Block-center

Como se puede apreciar, existen 4 gridblocks en la dirección i y 3 gridblocks en la dirección j . En el eje i se identifican las columnas, mientras que en el eje j las filas. Cada gridblock se identifica con las coordenadas (i, j) . Ha este tipo de grilla se le conoce como Blockcenter, debido que las propiedades promedio son representadas espacialmente como puntos en el centro del bloque, como se muestra en la figura N° 4.

El segundo sistema de grilla es denominado Pointcenter, debido a que las propiedades son definidas en las intersecciones de las líneas, como se muestra en la figura siguiente.

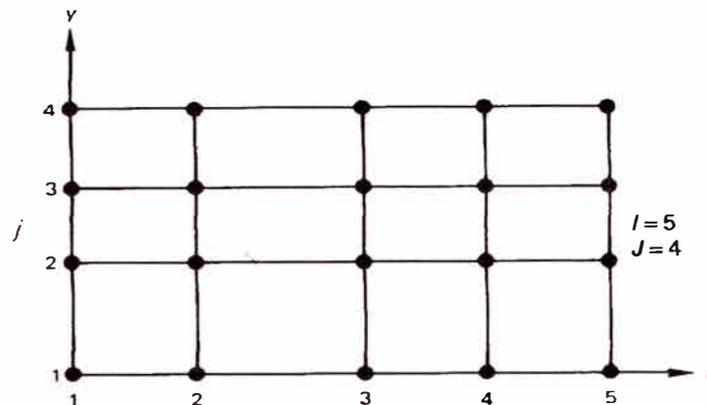


Fig. N° 5 Sistema de grilla Point-center

Para este caso se tienen 5 gridblocks en la dirección i y 4 gridblocks en la dirección j (Fig. N° 5).

Cuando las grillas son casi uniformes, la diferencia entre estos dos métodos es insignificante. Si embargo, para grillas irregulares o en cierto tipo de condiciones de límite, uno de ellos será mejor.

2.4.2 Discretización del Tiempo

Para completar la discretización, el tiempo es dividido en discretos puntos. Se empieza desde las condiciones al tiempo cero, luego se siguen una serie de procedimiento numérico para generar la solución en cada punto discreto en espacio y tiempo para el periodo de interés.

2.4.3 Tipos de Grillado

Existen grillados según el diseño geométrico y el número de sus dimensiones

2.4.3.1 Según Diseño Geométrico

2.4.3.1.1 Grilla Ortogonal

Se caracteriza por tener un grillado donde las filas y las columnas están en ángulo recto, ver figura N° 6 adjunta

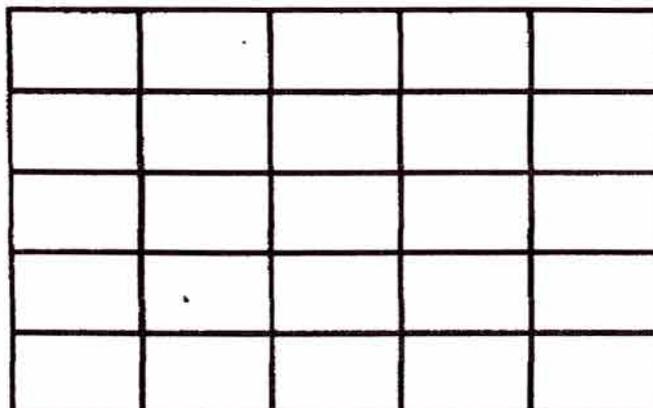


Fig. N° 6. Muestra al grillado ortogonal

2.4.3.1.2 Grilla No-Ortogonal

Se caracterizan por presentar un grillado donde las filas y las columnas no están en ángulo recto.

En estas grillas, el flujo que atraviesa la cara del bloque depende mucho más de las presiones en ambas caras del bloque. Desde que estas conexiones extras no son usualmente consideradas en la solución del modelo, las grillas no rectas pueden llevar a errores en el cálculo de flujo entre bloques, ver figura N° 7

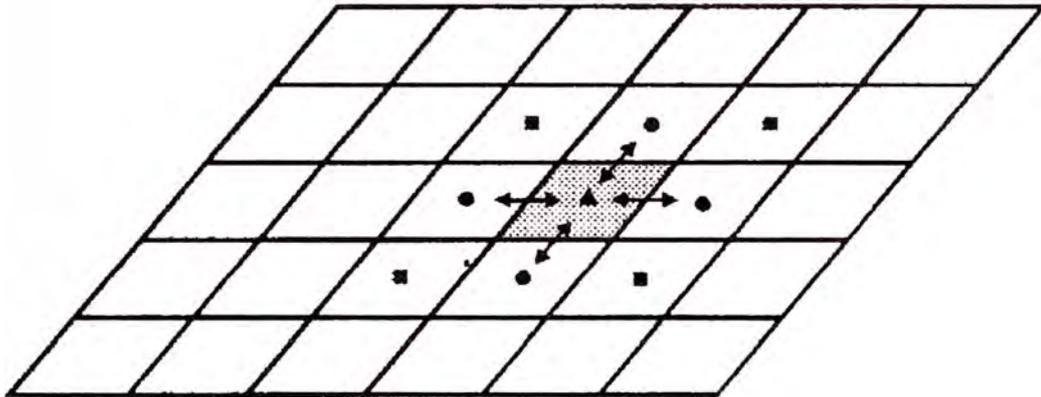


Fig. N° 7. Muestra el grillado no-ortogonal

2.4.3.1.3 Grilla Punto de Esquina

Es un tipo especial del grillado no-ortogonal, en el cual una esquina puede ser colocada indistintamente en cualquier posición en el eje de coordenadas. Actualmente son muy usados para modelar reservorios con fallas o arenas que disminuyen en espesor. Ver figura N° 8 adjunta

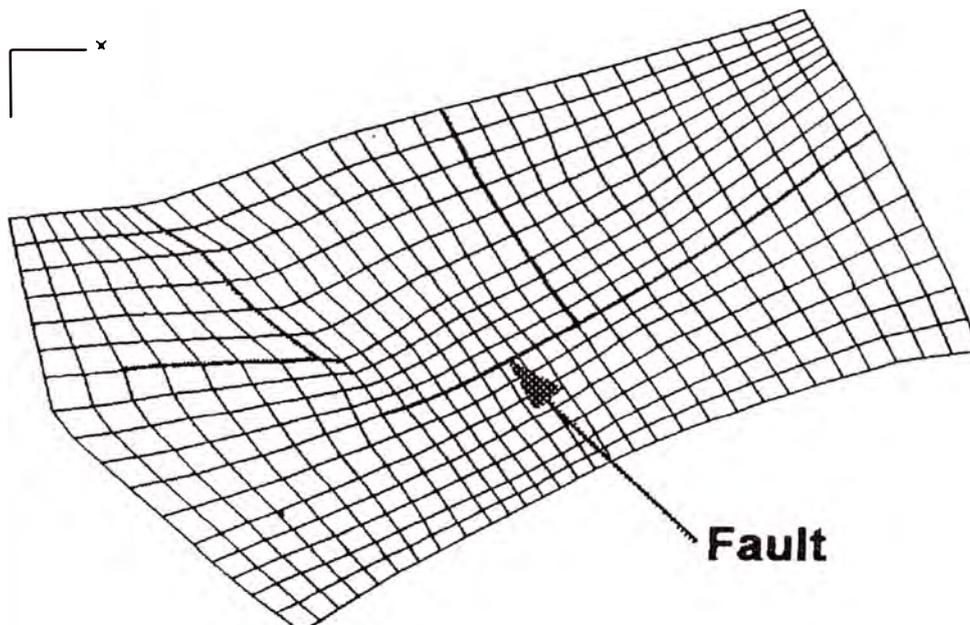


Fig. N° 8. Muestra el grillado de punto de esquina

2.4.3.1.4 Grilla curvilínea

Es una grilla en la cual la construcción de líneas sigue el flujo de las líneas de flujo y las líneas equipotenciales (perpendiculares a las líneas de flujo), estas son localmente ortogonales. Las ecuaciones del modelo son resueltas exactamente por la transformación de la ecuación de flujo al sistema de coordenadas curvilíneas. Ver figura N° 9 adjunta

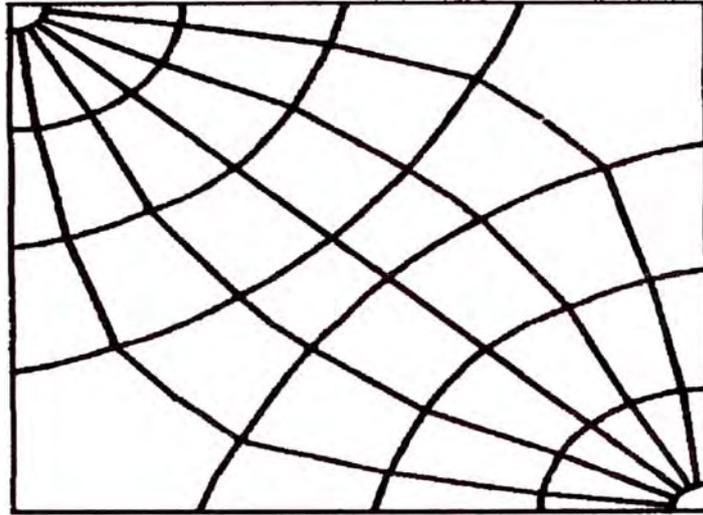


Fig. N° 9. Muestra el grillado curvilíneo

2.4.3.1.5 Grilla Voronoi (PEBI)

Un bloque de grilla Voronoi (también conocida como grilla PEBI) es definido como la región de espacio que es cercano a su punto de grilla que ningún otro punto de grilla. Consecuentemente, una línea que une los puntos de grilla de dos grillas conectadas es perpendicular al bloque de grilla entre estos dos puntos de grilla y es dividido en partes iguales para esos límites. En muchos casos este tipo de grillado nos permitirá mayor exactitud en el modelamiento de límites del reservorio y mayor flexibilidad para un refinamiento local de grilla. La desventaja esta en la necesidad de técnicas de solución para modelos más complejos, como las ecuaciones no estructuradas. Ver figura N° 10 adjunta

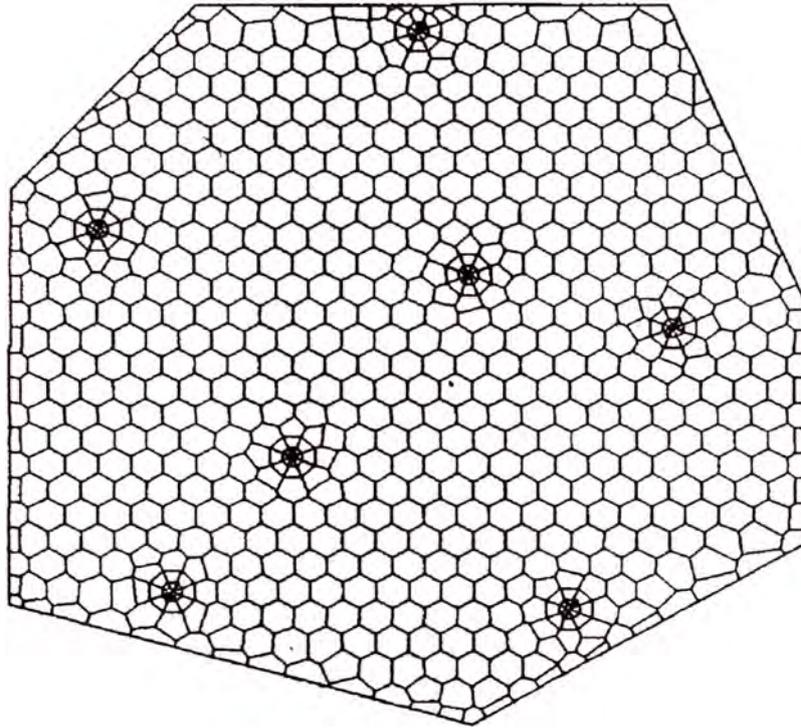


Fig. N° 10. Muestra el grillado Voronoi

2.4.3.1.6 Grilla de Refinamiento Local

Se denomina así, al grillado que es refinado en muchas celdas más pequeñas, con la finalidad de obtener un modelamiento más exacto en las cercanías a los pozos. Mientras mayor sea el refinamiento, mayor será el tiempo consumido durante la ejecución del simulador. Ver figura N° 11 adjunta

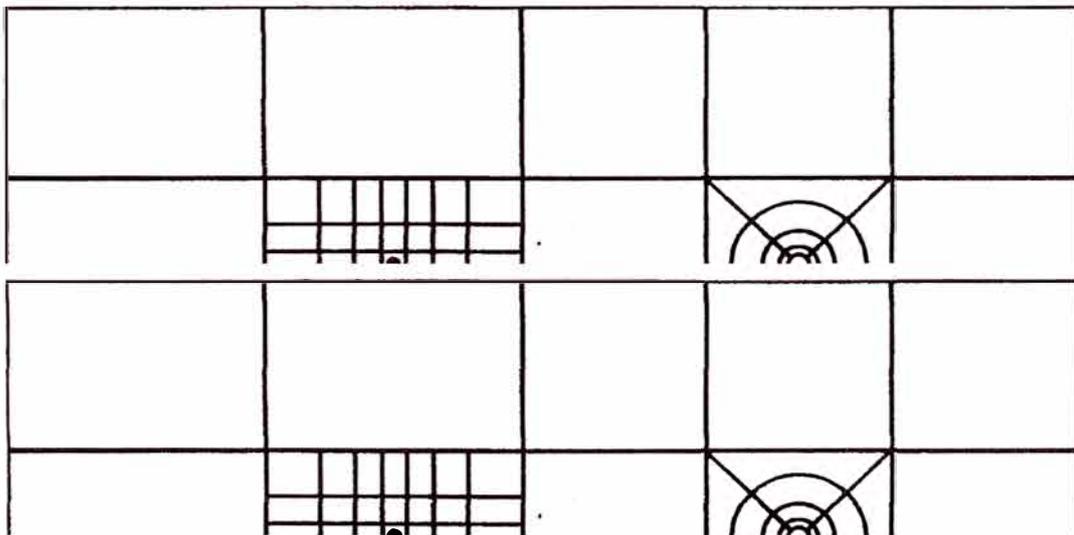


Fig. N° 11. Muestra dos tipos de refinamiento local

2.4.3.2 Según Número de Dimensiones

2.4.3.2.1 Grilla de Cero Dimensiones (0D)

Un modelo de cero dimensiones es representado por un tanque de $1 \times 1 \times 1$. Esto proveerá una solución al balance de materiales, pero puede ser más versátil que un programa especializado en balance de materiales debido a su flexibilidad de control de pozos útil en simuladores. Un modelo 0D se presenta como un modelo de tanque donde los fluidos están agitados (permeabilidad infinita a pesar del

valor de permeabilidad leído en el modelo). El influjo del agua puede ser simulado por adjuntar un acuífero analítico. Ver figura N° 12 adjunta

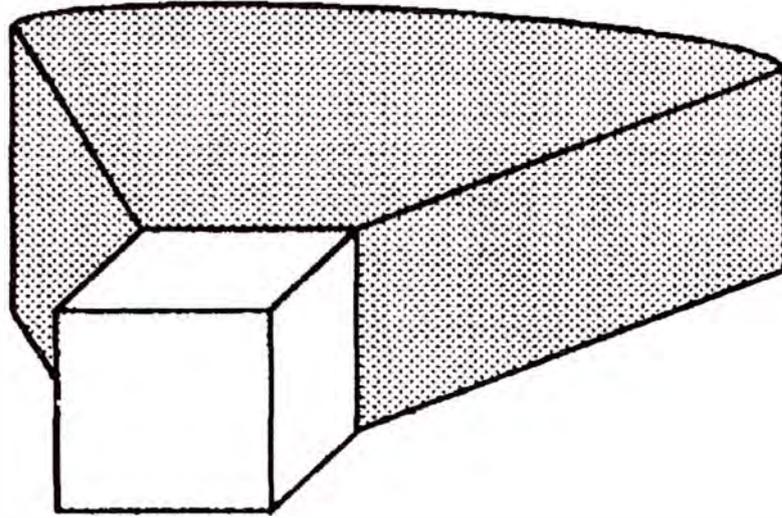


Fig. N° 12 Modelo 0D (modelo de tanque) con acuífero adjunto

2.4.3.2.2 Grilla de Una Dimensión (1D)

Las grillas de una dimensión son usadas para estudios con sistemas de drenaje gravitacional, validar información de pozo, simular el flujo en coronas del laboratorio o pruebas de tubos delgados, simulación de pruebas de presión transciende, calcular el equilibrio vertical, etc. Ver figura N° 13 adjunta.

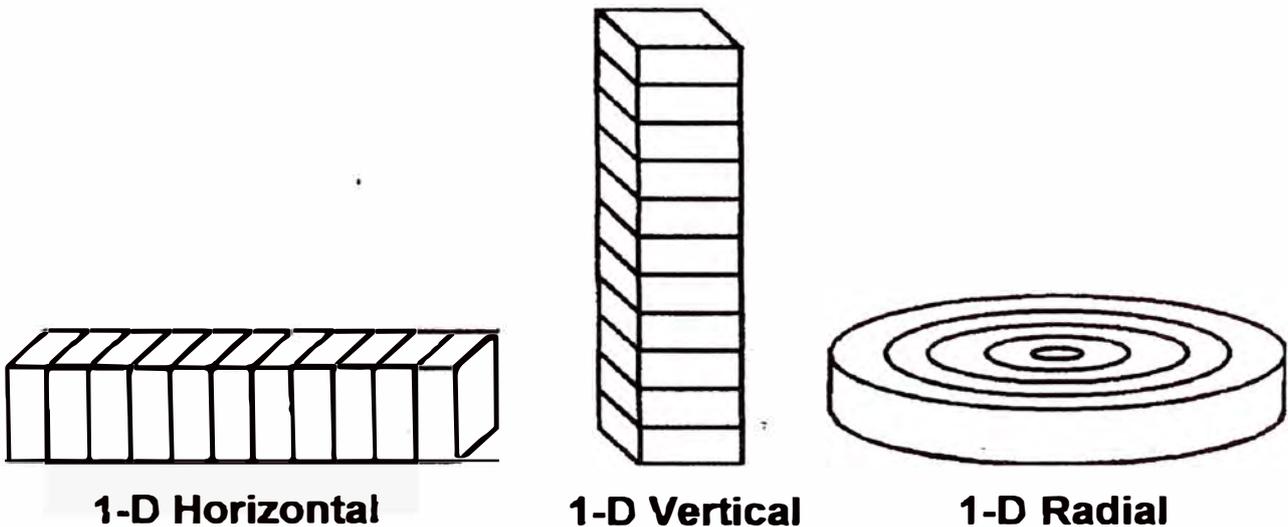


Fig. N° 13 Tipos de grillados 1D

2.4.3.2.3 Grilla de Dos Dimensiones (2D)

Los modelos de dos dimensiones también llamados sección transversal, son usados para evaluar efectos de variación de permeabilidad y segregación gravitacional en la eficiencia del barrido vertical. Son usados para generar las curvas de pseudo permeabilidad relativa.

Los modelos de sección transversal representan mejor la relación entre las fuerzas viscosas y gravitacionales, aunque no modela la eficiencia de barrido areal.

Los modelos areales 2D fueron limitados en los primeros años de simulación de reservorios debido a la limitada capacidad de cálculo. Actualmente son muy usados, para definir la migración de fluidos a través de líneas de límite, simular grandes estructuras con múltiples pozos, definir las propiedades de roca arealmente heterogéneas y simular reservorios gravitacionalmente estables.

Los modelos radiales 2D son usados para el estudio de conificación y otros efectos cercanos al pozo. Ver figura N° 14 adjunta

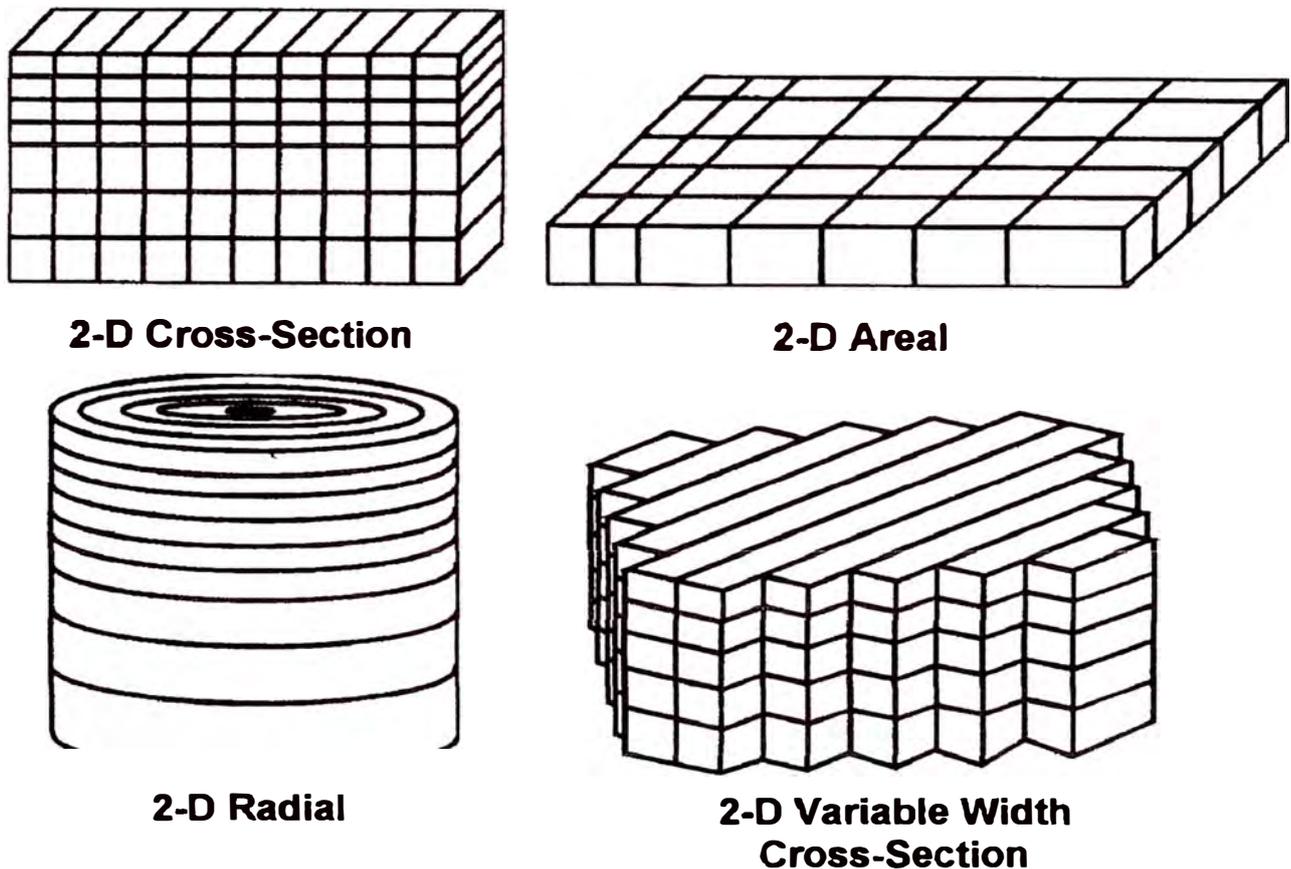


Fig. N° 14 Tipos de grillado 2D

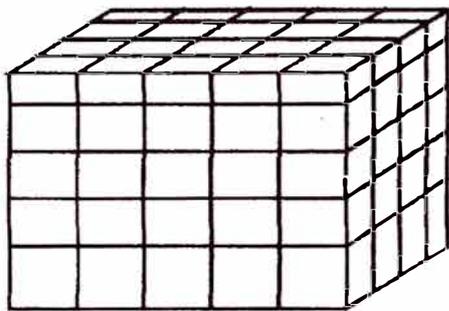
2.4.3.2.4 Grilla de Tres Dimensiones (3D)

Muchos estudios usan grillado 3D, y generalmente son modelos muy grandes que pueden contener desde cientos a millones de celdas.

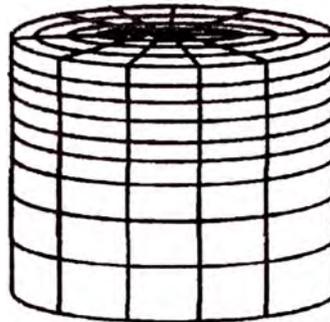
Las grillas cartesianas son usadas para definir las interacciones del barrido vertical y areal, simular capas de gran espesor, sistemas estratificados con acuíferos compartidos, establecer las variaciones verticales significativas en

propiedades de roca-fluido y para realizar estudios completos de reservorios muy grandes

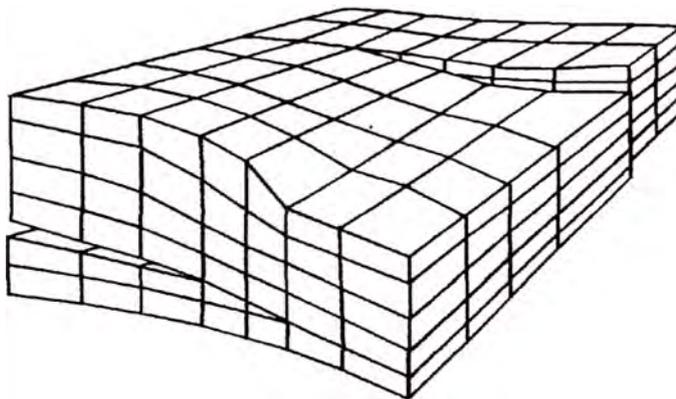
Las grillas radiales son usadas para evaluar efectos cercanos al pozo tales como conificación de agua o gas, completación parcial, variaciones de permeabilidad cerca de la boca del pozo, etc. Las pruebas de transiente de presión pueden también ser simulados para buscar soluciones para geometrías de reservorios o perfiles de producción de pozos complejos. Ver figuras N° 15 adjuntas



3-D Cartesian



3-D Radial



3-D Cartesian With Corner-Point Geometry

Fig. N° 15 Tipos de grillado 3D

3. Procesos para elaborar un estudio de reservorios por Simulación Numérica

3.1 Objetivos

Este importante paso es a veces obviado, y es el cual usualmente genera mayores problemas durante el estudio. Estos deberán ser específicos y generales. Entre los objetivos típicos podrían ser:

- Predicción de caudal de producción de petróleo y recuperación final, asumiendo las condiciones actuales de operación.
- Determinar los caudales incrementales y la recuperación para los diferentes cambios en operaciones de producción.
- Determinar patrones óptimos de producción.
- Evaluar la recuperación incremental y espaciamiento óptimo para proyectos de perforación íterubicada.
- Comparar el comportamiento de pozos verticales vs horizontales, para perforación de pozos íterubicados, así como optimizar la longitud, profundidad y orientación en pozos horizontales

- f. Efectuar estudios de recuperación mejorada utilizando diferentes modelos y o patrones de pozos inyectoros y productores, etc.

3.2 Selección del Simulador

Muchos requerimientos deben ser considerados cuando seleccionamos un simulador. Ese requerimiento puede ser clasificado dentro de dos categorías generales: Reservorios y No-Reservorios.

Desde la perspectiva del reservorio, estamos interesados en el tipo de fluido, arquitectura (modelamiento) del reservorio y los tipos de procesos de recuperación o mecanismo de impulsión. Para nuestro caso, donde la composición de los fluidos no cambiara con el tiempo se utilizara el simulador para Petróleo Negro.

Requerimientos No-Reservorios incluyen personal, utilidad del simulador y costo de efectividad. El personal será necesario para la recolección y evaluación de la información, preparar los datos de ingreso al simulador, realizar el ajuste histórico y luego hacer predicciones. Una amplia variedad de simuladores son disponibles en el mercado, en algunos casos la mejor tecnología nos llevaran a mayores costos y el detalle de nivel técnico exceden las necesidades del objetivo del estudio.

3.3 Diseño del Modelo

El primer paso para diseñar el modelo, es decidir la configuración del grillado, la discretización (espacial y tiempo) y la orientación.

3.3.1 Configuración del Grillado

Existe una gran variedad de configuraciones, la selección de esta dependerá de los objetivos del proyecto. Si se piensa en realizar un estudio convencional de todo el reservorio se deberá utilizar las grillas rectangulares de tres dimensiones, mientras que si nuestro objetivo es solo evaluar el comportamiento de un pozo, se deberá utilizar una grilla radial

3.3.2 Discretización Espacial y Tiempo

Para representar la geometría del sistema físico se debe discretizar espacialmente, debiendo minimizar el dimensionamiento para evitar un costo adicional en cálculos y tiempo. Para tener un menor efecto de dispersión numérica es preferible tener grillado cuasi-uniforme en las cercanías de los pozos deberán ser de menor dimensión y en lejanías de mayor, se debe evita cambios abruptos, estos deben ser graduales, los pozos deberán estar separados mínimo por un gridblock, no debemos permitir que el cambio de saturación en un gridblock exceda el 5% y el cambio de presión no exceda en 200 psi durante un timestep.

Para el incremento del tiempo (timestep) esta asociado a los tiempos de producción de los pozos en estudio, y es según el objetivo del estudio, si se esta realizando un modelo radial para reproducir una prueba de presión los timestep será en horas, mientras que para estudio total del reservorio la información de producción es mensualizada. Por otro lado, es usualmente controlado internamente por el modelo basado en el cambio de saturación y presión permisible.

3.3.3 Orientación de Grillado

Un aspecto importante en considerar para la orientación del sistema de grillado es que esta relacionado a la orientación de los límites del modelo, así como el alineamiento con la dirección principal del movimiento de fluidos y la gradiente potencial natural del reservorio ó seleccionar la dirección con el alineamiento principal al eje de una propiedad direccional del reservorio, por ejemplo, permeabilidad, configuración estructural, etc.)

3.4 Modelo Geológico

3.4.1 Geología Estructural

El tamaño físico y la forma del reservorio pueden ser inferidos por las ondas sísmicas que sirven como generador de información para definir la estructura del reservorio. Las ondas sísmicas son vibraciones que se propagan de un origen, tales como una explosión, a través de la tierra hasta encontrar una superficie refractante y son refractados en un detector, como un geófono.

La figura N° 16 siguiente muestra la traza sísmica en una arena.

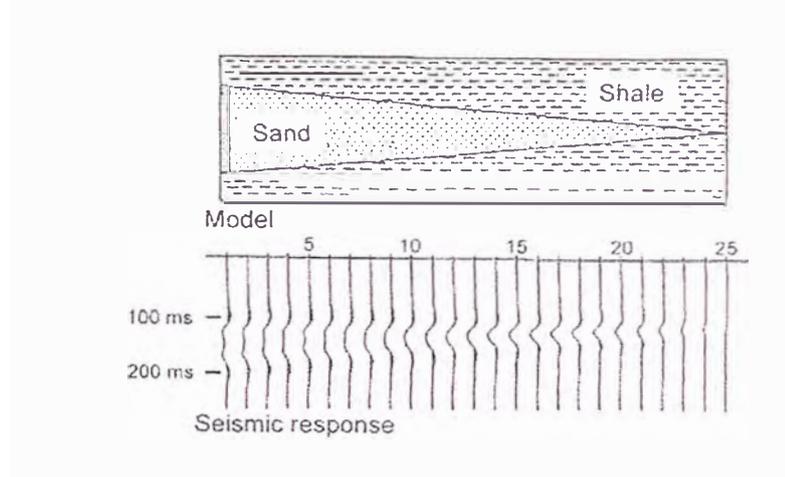


Fig. N° 16 Traza sísmica es una arena

Cada traza representa una señal recibida por el detector. Los cambios de amplitud de la onda sísmica ocurren en los reflectores. Una reflexión sísmica ocurre en la internase entre dos regiones con diferentes impedancias acústicas.

La impedancia acústica es un parámetro sísmico fundamental. La impedancia acústica es definido como $Z=\rho V$ donde ρ es la densidad de roca del medio y V es la velocidad compresional de la onda en el medio. Por tanto, cada tipo de roca, llámese arenisca, arcilla, dolomita, etc., tendrá una diferente velocidad sísmica. Esta onda sísmica es procesada y se obtiene como resultado las lecturas en tiempo de transito (medida en milisegundos), estas deberán ser calibradas con los registros sonicos de los pozos para generar mapas en tiempo, en la figura N° 17 se muestra la impedancia de onda y el registro sonico.

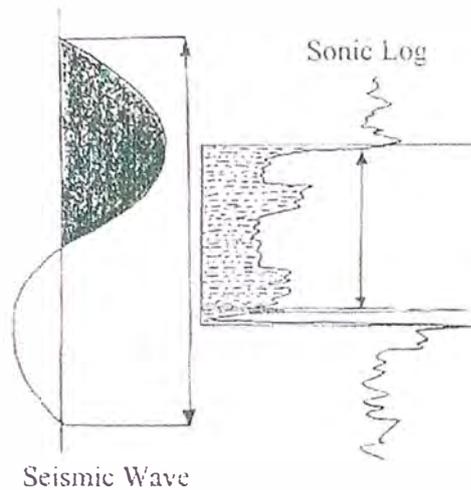


Fig. N° 17 Correlación entre Onda Sísmica y Registro Sonico

La conversión de tiempo de transito a profundidad de formación requiere que la velocidad asociada con cada zona geológica sea conocida o pueda ser inferida. Finalmente luego de la conversión se obtienen el primer mapa útil para le modelo de simulación, el mapa estructural del tope del reservorio N° 18.

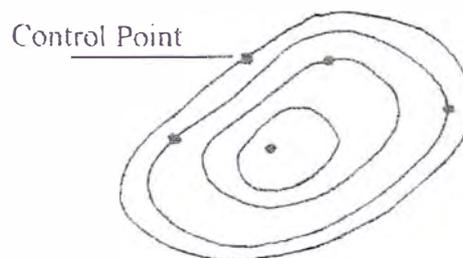


Fig. N° 18 Mapa Estructural

3.4.2 Geología Estratigráfica

La estratigrafía, estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, secuencias sedimentarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero. Todas estas características sirven para reconocer y reconstruir secuencialmente eventos geológicos tales como el avance o retiro del mar, plegamientos o las extinciones ocurridas a determinados organismos en el transcurso del tiempo geológico.

Utiliza como integración de información la respuesta de los registros eléctricos, estableciendo relación de continuidad según las respuestas, por ejemplo las lecturas altas de gamma-ray implican la presencia de arcilla, mientras que lecturas bajas indican presencia de arena limpia o carbonatos. Esto definirá el número de gridblocks en la vertical.

3.4.3 Evaluación Petrofísica

Como resultado de la evaluación integral de registros eléctricos (tales como SP, Gamma Ray, Resistividades, Sonico, Densidad), se obtendrán valores promedio de espesor total, espesor de arena neta, porosidad, permeabilidad intrínscico y distribución vertical de fluidos (saturación de agua y petróleo) para cada pozo en cada una de las capas en las cuales se dividirá el reservorio en estudio. A partir de esta información puntual se generan las distribuciones areales de cada

propiedad mencionada. Estos mapas tendrán la configuración estructural o sedimentológica según sea el caso.

Con la distribución vertical de fluidos se determinara el nivel de agua libre el cual deberá representar el contacto de fluidos en equilibrio vertical

3.5 Análisis de Fluidos (PVT)

Esta sección describe los datos de propiedades de fluidos requeridos para el estudio de ingeniería y se resumen las técnicas comunes más usadas para ajustar los datos del laboratorio con la data determinada para el uso de cálculos de ingeniería, para los procesos de Petróleo Negro, esto es, aquellos que pueden ser caracterizados por la relación de fases que pueden ser descritos como función de un solo valor de presión.

Los datos de interés en los estudios de Petróleo Negro incluyen:

- El Factor de Volumen de Formación (ejm., funciones que relacionan los volúmenes de petróleo y gas a condiciones de tanque, o estándar, y condiciones de esos fluidos que ocuparían a presiones y temperaturas de reservorio);
- La cantidad de gas en solución en el petróleo a diferentes presiones;
- Densidad de los fluidos; y
- Viscosidad de los fluidos

Muchos de esos datos para la fase petróleo y petróleo-gas son usualmente determinadas por experimentos desarrollados en laboratorio en muestras del fluido del reservorio. Otros datos, tales como viscosidad del gas y todas las propiedades del agua de formación no son rutinariamente incluidos en los análisis pero pueden ser obtenidos de correlaciones. Si el análisis del laboratorio no es útil en las condiciones actuales del reservorio, se pueden usar las correlaciones que mejor ajusten las condiciones de zonas cercanas.

Antes que la data del laboratorio sea utilizada en cálculos de ingeniería de reservorios, ellos deberán ser ajustados y corregidos.

3.5.1 Análisis PVT (petróleo-gas)

3.5.1.1 Compresibilidad del Petróleo

Asumamos que la muestra del fluido en el aparato experimental en el laboratorio tiene la presión más grande que la presión de burbuja del fluido a temperatura del reservorio. En esas condiciones, el fluido del reservorio existe como líquido de una sola fase (petróleo) y podemos considerar que todo el gas asociado con el petróleo esta en solución.

Como los volúmenes de los fluidos se pueden expandir, su presión decrece. La muestra cae desde su presión inicial hasta la presión de burbuja, la expansión del líquido de una sola fase es descrita por la compresibilidad del petróleo bajosaturado:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$$

En el laboratorio, la compresibilidad se determina por el cambio del volumen de líquido con el cambio de presión:

$$c_o = -\frac{1}{V_1} \frac{V_1 - V_2}{p_1 - p_2}$$

3.5.1.2 Factor de Volumen de Formación y Gas en Solución

Cuando la presión declina justo hasta la presión en que el primer volumen de gas libre aparece (es liberado de solución); ese punto de presión es conocido como el punto de burbuja o presión de burbuja del fluido. Como la presión continua declinando, adicionalmente el gas en solución es liberado del petróleo, el gas es liberado gradualmente hasta expandirse totalmente incrementando su volumen y el líquido decrece en volumen. Por tanto, el volumen máximo del líquido es en el punto de burbuja.

Debajo de la presión del punto de burbuja, la compresibilidad no es suficiente para describir la relación volumen-presión debido a la existencia de dos fases. El factor de volumen de formación total, B_t , es a menudo usado para expresar la relación P-V bajo el punto de burbuja. B_t es la relación del volumen total (petróleo y gas) que una muestra ocuparía en el reservorio versus las condiciones normales de tanque. Otra alternativa de describir el comportamiento P-V bajo el punto de burbuja es considerar separadamente el petróleo y el gas y sus Factores de Volumen de Formación. B_o , para el petróleo, es la relación del volumen que el petróleo (incluyendo el gas remanente en solución) ocupa a condiciones medida de presión y temperatura del reservorio versus el volumen del mismo petróleo que ocuparía en tanque o alguna otra condición de referencia. Similarmente, el Factor de Volumen de Formación del gas, B_g , es la relación del volumen de gas libre que ocuparía a la presión y temperatura medida versus el volumen de gas que ocuparía a condiciones normales. La cantidad de gas remanente en solución a la presión medida, p , es denominado R_s . La relación entre el Factor de Volumen de Formación Total y el Factor de Volumen de Formación del gas y el petróleo es:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$$

donde R_{si} es la relación gas-petróleo de solución inicial (el cual es equivalente a la relación gas-petróleo a la presión del punto de burbuja desde que no hay incremento de gas desde la presión inicial hasta la presión de burbuja). Las figuras Fig. N° 19, N° 20, N° 21 muestran la forma del factor de volumen y la relación gas-petróleo versus la presión.

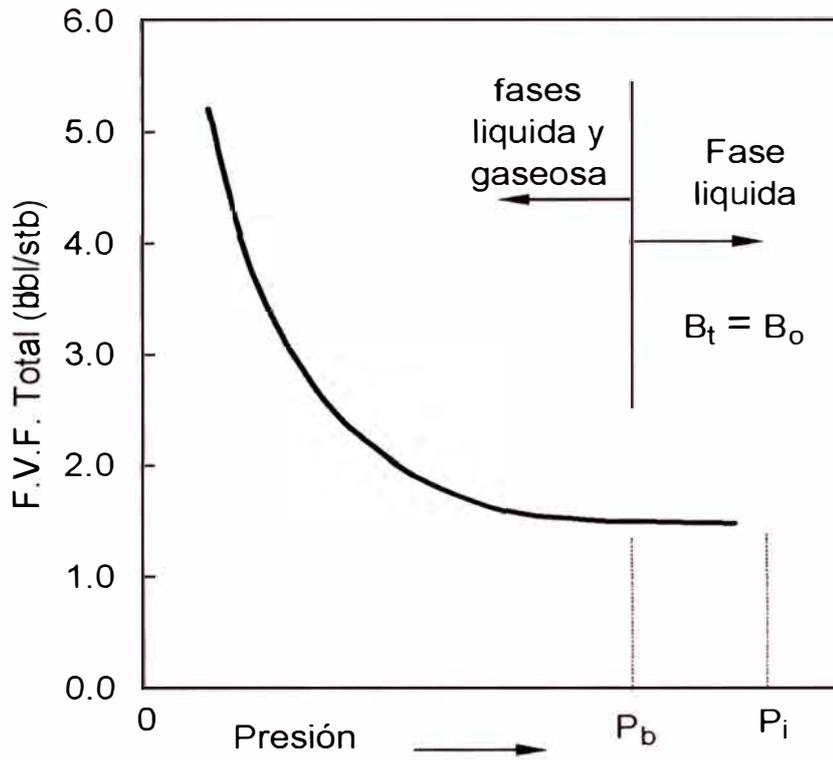


Fig. N° 19 Grafico de Presión vs FVF total

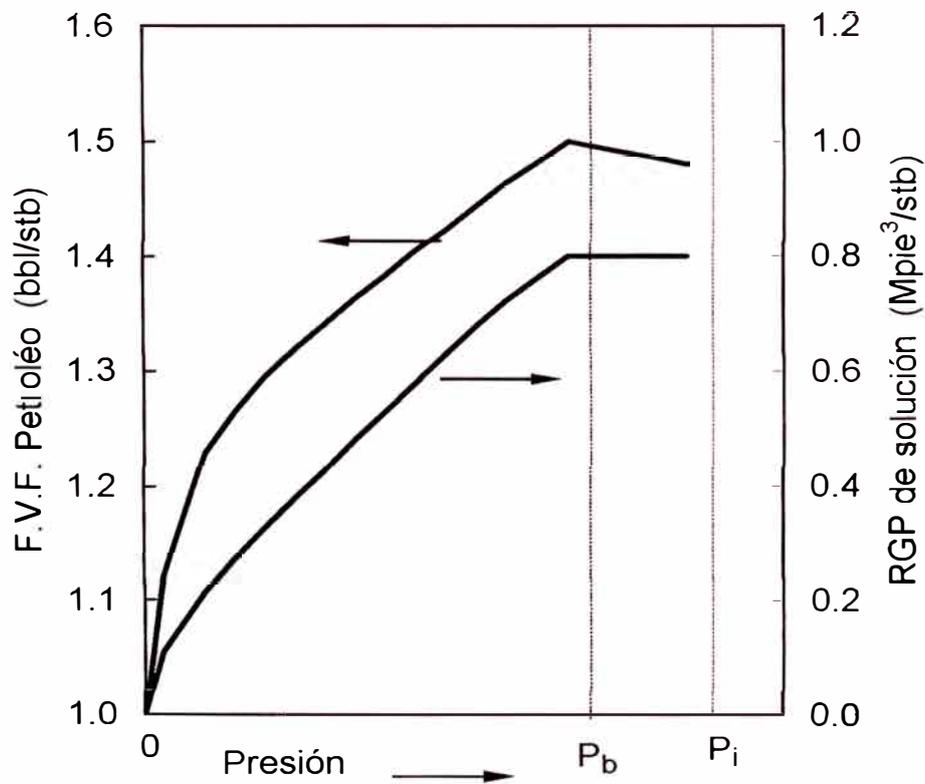


Fig. N° 20 Grafico de Presión vs FVF del Petróleo y RGP de solución

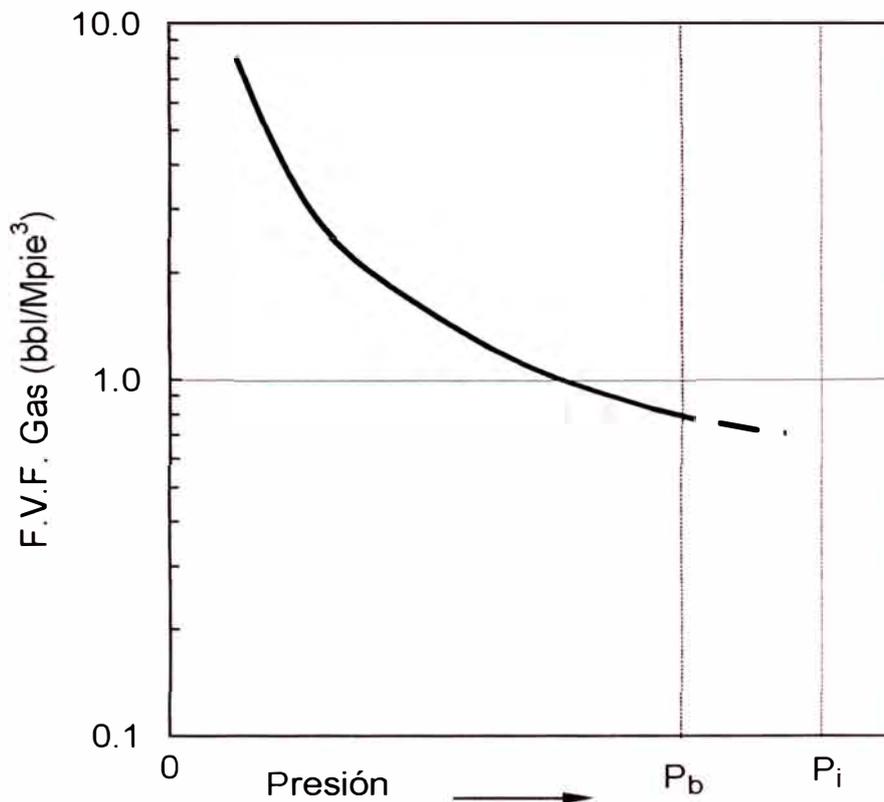


Fig. N° 21 Grafico de Presión vs FVF del gas

3.5.1.3 Vaporización Flash

La relación P-V determinada en experimentos de laboratorio depende del procedimiento del experimento, especialmente con la liberación del gas que es permitido permanecer en contacto con el petróleo.

En los procesos flash, todo el gas permanece en contacto con el líquido del cual salió, por tanto, la composición de todo el sistema permanece fija. El proceso flash es generalmente aplicable a reservorios en los cuales la relación gas-petróleo producido permanece ciertamente constante a los niveles cercano a la relación de solución inicial gas-petróleo. Esas condiciones existen cuando la presión del reservorio no declina muy por debajo del punto de burbuja, y por tanto la saturación de gas crítica queda establecida.

El proceso flash es también representativo en los separadores de petróleo y gas en superficie. Muchos análisis de propiedades de fluido convencional incluyen resultados de vaporización flash a condiciones de separador consistentes en una o más etapas de separación.

3.5.1.4 Vaporización Diferencial

En un proceso diferencial el gas es removido del sistema tan pronto como es liberado. Dado que el gas es removido del sistema la muestra restante tiene diferente composición, toda la composición del sistema cambia con la declinación de la presión. El proceso diferencial es más ciertamente representativo de la relación presión-volumen actual del reservorio.

Los experimentos de vaporización diferencial son rutinariamente desarrollados como parte del análisis de fluido convencional. Usualmente los resultados de vaporización diferencial son reportados relativos a un barril residual más que a un barril a condiciones de tanque porque el barril a condiciones de tanque implica separación, envuelto en un proceso flash.

Los datos de liberación diferencial no pueden ser normalmente usados en cálculos de ingeniería de reservorios sin primero ser ajustados tomando en cuenta las condiciones de separador. En ingeniería de reservorios, las unidades convencionales de volúmenes de fluidos son a condiciones de tanque para el petróleo (stb) y pie cúbico standard para el gas (pie³), los cuales son medidos después de ser separados. Debido a la separación es un proceso flash, relacionando estos volúmenes de gas y petróleo a volúmenes de reservorio usando solo data diferencial sería un error.

3.5.1.5 Liberación Compuesta

Una metodología para el problema de relacionar volúmenes de superficie a volúmenes de reservorio, cuando los procesos flash y diferencial son envueltos, es desarrollar un análisis de liberación compuesta. En este análisis, una secuencia de producción completa a pequeña escala es desarrollada. Primero, la presión en la muestra es reducida hasta el nivel final del proceso de liberación diferencial. Parte de este petróleo restante de esta liberación diferencial es entonces retirado e instantáneamente llevado a condiciones de tanque. El gas en solución es el volumen de gas liberado en la separación flash, y el factor de volumen de formación del petróleo es la relación del volumen líquido retirado de la celda diferencial y el volumen de petróleo remanente a condiciones de tanque después de la separación flash. Este proceso es repetido para un número sucesivo de niveles de baja presión hasta completar el análisis.

Los experimentos de liberación compuesta son más difíciles y costosos de desarrollar que los análisis de liberación diferencial y requieren grandes volúmenes de muestras de fluido.

Por esta razón, estos experimentos no son usualmente incluidos en análisis rutinarios de fluidos. En muchos casos, esto no presenta serios problemas porque los resultados de la liberación compuesta pueden ser satisfactoriamente aproximados por ajuste de los datos de la liberación diferencial de tal manera de incorporar los efectos del proceso flash en la separación de superficie.

3.5.1.6 Densidad de Fluidos

El reporte del laboratorio, del análisis de fluidos del reservorio, normalmente incluye la densidad del petróleo a condiciones de tanque en la prueba de separación flash y la densidad del petróleo residual en el análisis de liberación diferencial. La densidad del petróleo es normalmente reportado en términos de unidades de gravedad API.

La densidad del gas es normalmente reportado en términos de gravedad con respecto al aire. Usualmente, la gravedad de la liberación diferencial del gas, en cada nivel de presión examinado es reportada así como la gravedad del gas de la prueba flash del separador. Si el análisis incluye cálculos del factor de desviación del gas, Z , la densidad del gas puede ser calculada.

3.5.1.7 Viscosidad del Petróleo

La viscosidad del fluido es usualmente medido en experimentos separados como parte del análisis de fluidos del reservorio.

3.5.1.8 Composición del Petróleo

La composición original de los fluidos del reservorio y los líquidos y gas del separador son incluidos en el reporte del análisis del fluido. La composición es usualmente dividida en C_1 a C_{6+} o C_{7+} más compuestos no hidrocarburos.

3.5.1.9 Ajuste de Datos de Fluidos Gas-Petróleo

Antes que los datos, obtenidos del análisis del fluido en el laboratorio, sean usados en cálculos de ingeniería, estos requieren ciertos ajustes. El ajuste puede ser requerido por tres razones: corregir la extrapolación de datos hasta el punto de burbuja inicial si la presión de muestreo fue muy baja, suavizar la data experimental y/o ajustar los datos de liberación diferencial para aproximar a liberación compuesta.

El factor de volumen de formación es ajustado para reflejar las condiciones de separación usando la siguiente ecuación:

$$B_o^* = (B_o)_d \left\{ \frac{(B_{ob})_f}{(B_{ob})_d} \right\}$$

y la relación de solución gas-petróleo es ajustado usando la siguiente ecuación:

$$R_s^* = (R_{si})_f - (R_L)_d \left\{ \frac{(B_{ob})_f}{(B_{ob})_d} \right\}$$

Notar que $(R_L)_d = (R_{si})_d - (R_s)_d$. Este ajuste típicamente resultara en valores bajos de factor de volumen de formación y relación gas-petróleo que los datos de liberación diferencial. También, hay más discrepancia entre los datos de liberación diferencial y flash para petróleo con altos índices de reducción que para petróleos con baja relación gas-petróleo de solución Fig. N° 22 y Fig. N° 23

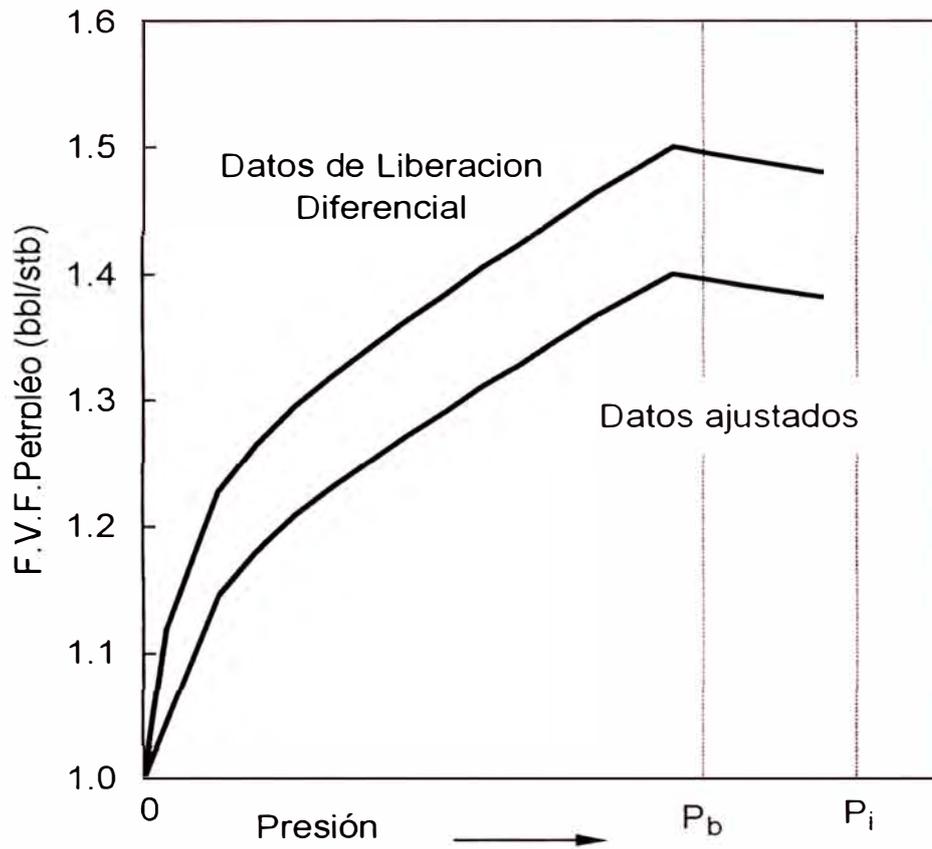


Fig. N° 22 Comparación entre datos de liberación diferencial y valores corregidos

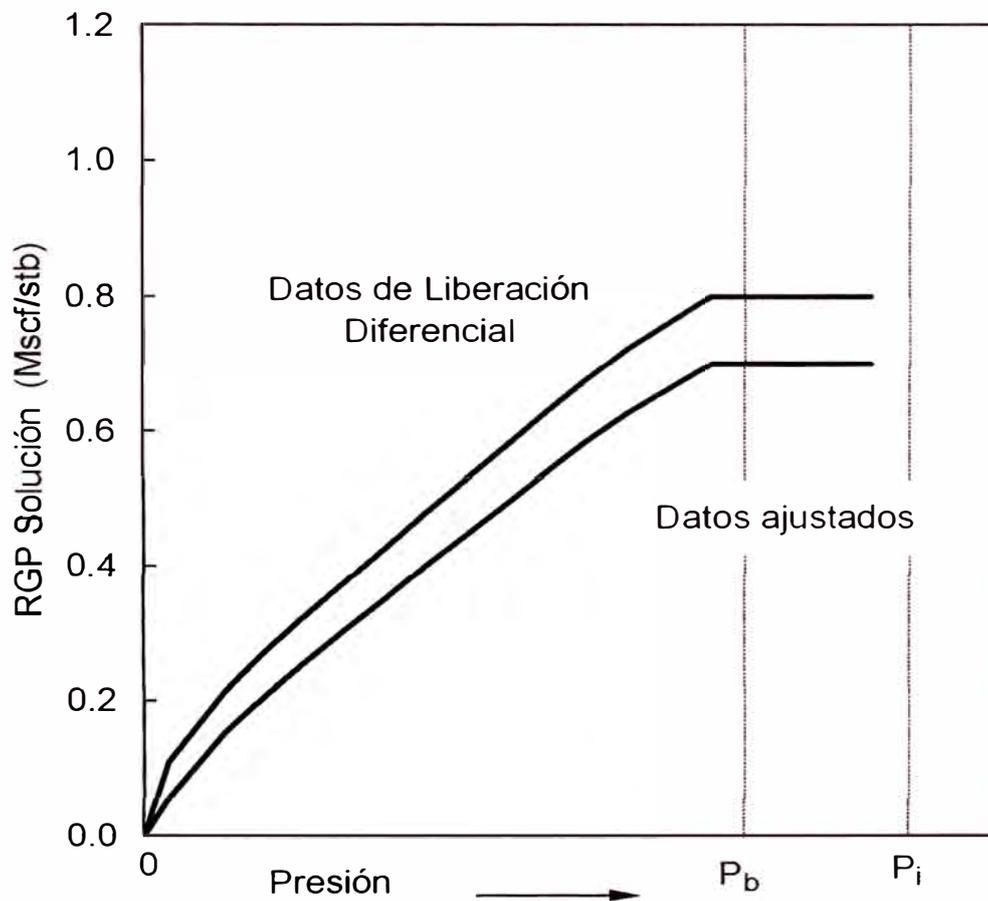


Fig. N° 23 Comparación entre datos de liberación diferencial y valores corregidos

3.5.1.10 Cálculo del Factor de Volumen de Formación y Densidad del Gas

La relación entre la presión, volumen y temperatura esta dado por la ley ideal de los gases:

$$pV = nZRT$$

Dado que el número de moles de gas, n , es equivalente a la masa del gas, m , dividido por su peso molecular, M , podemos sustituir m/M para n en la ecuación y reordenar para resultar en la siguiente ecuación:

$$\frac{m}{V} = \frac{Mp}{ZRT}$$

La cantidad m/V es la densidad del gas, ρ_g . Sustituyendo el valor numérico de la constante de los gases R y expresando el peso molecular M como la gravedad del gas relativa al aire ($M=28.968*\gamma_g$), obtenemos:

$$\rho_g = \frac{2.70p\gamma_g}{ZT}$$

Para el cálculo del factor de volumen de formación del gas, podemos reordenar la ecuación general de los gases ideales y expresar el número de moles, n , en términos de otro parámetro a condiciones del reservorio y a condiciones standard:

$$n = \left(\frac{pV}{ZRT} \right)_{res} = \left(\frac{pV}{ZRT} \right)_{std}$$

De esto podemos obtener:

$$\frac{V_{res}}{V_{std}} = \frac{p_{std} Z_{res} T_{res}}{p_{res} Z_{std} T_{std}}$$

Para condiciones standard de 14.65 psi y 520°R (60°F), esto llega a ser:

$$\frac{V_{res}}{V_{std}} = 0.028173 \frac{Z_{res} T_{res}}{p_{res}}$$

Esto da una relación entre volúmenes en similares unidades (ejm., $\text{pie}^3/\text{pie}^3$), pero el factor de volumen de formación del gas usado en cálculos de ingeniería es en unidades de barril a condiciones de reservorio por unidades de pie cúbico a condiciones standard. Por tanto, reemplazando unidades obtenemos:

$$B_g \left(\frac{\text{bbl}}{\text{Mcf}} \right) = \frac{V_{res}}{V_{std}} \frac{(\text{ft}^3)_{res}}{(\text{ft}^3)_{std}} \times \frac{1000(\text{ft}^3)_{std}}{(\text{Mcf})_{std}} \times \frac{(\text{bbl})_{res}}{5.615(\text{ft}^3)_{res}}$$

o,

$$B_g \left(\frac{\text{bbl}}{\text{Mcf}} \right) = 5.02 \frac{Z_{\text{res}} T_{\text{res}}}{P_{\text{res}}}$$

3.5.1.11 Cálculo de Densidad del Petróleo

La densidad del petróleo a condiciones de tanque (stb) es calculado de la gravedad API como:

$$(\rho_o)_{\text{ST}} = 62.4 \frac{141.5}{^\circ\text{API} + 131.5}$$

La densidad del petróleo a condiciones de reservorio es calculada por adición al petróleo a condiciones de tanque el gas que esta en solución a altas presiones y temperaturas y ajustada por el cambio de volumen:

$$(\rho_o)_{\text{res}} = \frac{(\rho_o)_{\text{ST}} + 13.6R_s\gamma_g}{B_o}$$

La constante de 13.6 deriva del peso de 1000 pies cúbicos de aire a condiciones standard (76.3 lb) dividido por el factor de conversión de pies cúbicos a barriles, 5.615, (R_s esta en unidades de pie cúbico por barril, y la densidad en libra por pie cúbico).

3.5.1.12 Viscosidad del gas

Si no se tienen datos de viscosidad del gas, estas pueden ser estimada con la correlación de Lee, que tiene la siguiente forma:

$$\mu = 10^{-4} K \exp(X\rho^Y)$$

donde

μ es la viscosidad en centipois (cp), y

ρ es la densidad en (g/cm^3).

Los parámetros K, X e Y dependen de la temperatura y del peso molecular del gas.

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

donde

T es la temperatura en $^\circ\text{R}$, y

M es el peso molecular (g/mol).

Esta correlación ha sido verificada con datos de viscosidad del gas publicados, prediciéndolos con un margen de error de 5%, cuando la gravedad especifica es menos que la unidad. Para gases mas densos predice valores de viscosidad

generalmente menores que los reales. Los errores máximos pueden llegar al 20% para gases de condensación retrograda y gravedad específica mayor a 1.5

3.5.1.13 Propiedades del Agua de Formación

Generalmente las propiedades del agua de formación no son muy estudiadas por ello se acostumbra a usar correlaciones que se aproximan mucho a los valores reales de cada propiedad (compresibilidad, factor de volumen y viscosidad del agua de formación), los cuales son función de la salinidad, presión y temperatura del reservorio.

El factor de volumen del agua en forma adimensional es:

$$B_w = (a + bp + cp^2) S_{c1}$$

donde

B_w es el factor de volumen de formación del agua en bbl/stb
T es la temperatura en °F

Para agua sin gas las constantes son:

$$a = 0.9947 + 5.8 * 10^{-6} T + 1.02 * 10^{-6} T^2$$

$$b = -4.228 * 10^{-6} + 1.8376 * 10^{-8} T - 6.77 * 10^{-11} T^2$$

$$c = 1.3 * 10^{-10} - 1.3855 * 10^{-12} T + 4.285 * 10^{-15} T^2$$

y, para agua saturada de gas:

$$a = 0.9911 + 6.35 * 10^{-6} T + 8.5 * 10^{-7} T^2$$

$$b = -1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9} T - 4.57 * 10^{-12} T^2$$

$$c = -5 * 10^{-11} - 6.429 * 10^{-13} T + 1.43 * 10^{-15} T^2$$

El factor de corrección por la salinidad es:

$$S_{c1} = 1 + NaCl(5.1 * 10^{-8} p + (5.47 * 10^{-6} - 1.96 * 10^{-10} p)(T - 60) + (-3.23 * 10^{-8} + 8.5 * 10^{-13} p)(T - 60)^2)$$

donde

p es la presión en psi,

NaCl es el porcentaje de cloruro de sodio en %, y

1%=10,000ppm

La compresibilidad del agua sin sal es:

$$c_{w1} = (a + bT + cT^2) 10^{-6}$$

donde

c_{w1} es la compresibilidad del agua en 1/psi, y

T es la temperatura en °F.

Las constantes son:

$$a = 3.8546 - 0.000134p$$

$$b = -0.01052 + 4.77 * 10^{-7}$$

$$c = 3.9267 * 10^{-5} - 8.8 * 10^{-10} p$$

donde

p es la presión en psi

Para corregir por salinidad,

$$c_w = c_{w1}(1 + NaCl^{0.7}(-0.052 + 0.00027T - 1.14 * 10^{-6} T^2 + 1.121 * 10^{-9} T^3))$$

donde

NaCl es el cloruro de sodio en %

La viscosidad de agua es calculada como:

$$\mu_w = S_{c2} S_p 0.02414 * 10^{446.04/(T_R - 252)}$$

donde

μ_w es la viscosidad del agua en cp,
 T_R es la temperatura en °R.

Las correcciones por salinidad, S_{c2} y S_p , son:

$$S_{c2} = 1 - 0.00187 \text{NaCl}^{0.5} + 0.000218 \text{NaCl}^{2.5} + (T^{0.5} - 0.0135T)(0.00276 \text{NaCl} - 0.000344 \text{NaCl}^{1.5})$$

$$S_p = 1 + 3.5 * 10^{-12} p^2 (T - 40)$$

donde

T es la temperatura en °F,
 p es presión en psi, y
 NaCl es el cloruro de sodio en porcentaje (%)

3.5.1.14 Consistencia de Datos PVT

Cuando es necesario establecer relaciones PVT para el sistema de hidrocarburos por medio de correlaciones o por extrapolación, se deberá tener cuidado para ver que las funciones PVT sean consistentes. En particular, La extrapolación de los datos PVT para el comportamiento de represurización del reservorio por la inyección de gas requiere que la relación entre B_o , B_g y R_s garanticen que la compresibilidad total de los hidrocarburos sea siempre positiva.

La consistencia es asegurada si el incremento de volumen de petróleo con el incremento de presión es menor que el decrecimiento en el volumen asociado con el gas en solución. Esto es:

$$\frac{\partial B_o}{\partial p} < B_g \frac{\partial R_s}{\partial p}$$

La consistencia puede ser rápidamente revisada en forma tabular de la data PVT. La inconsistencia de PVT es mas frecuente a altas presiones donde el factor de volumen de formación del gas, B_g , asume pequeños valores relativos.

3.6 Análisis de Roca-Fluido

3.6.1 Presión Capilar

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una presión de discontinuidad entre los dos fluidos, el cual es dependiente de la curvatura de la interfase que los separa. Esta presión diferencial es llamada presión capilar. La presión capilar puede estar referido al agua-petróleo, denominado P_{cwo} , y al gas-petróleo, denominado P_{cgo} .

La presión capilar agua-petróleo es definida por la ecuación:

$$P_{cwo} = p_o - p_w$$

Similarmente, la presión capilar gas-petróleo es definido por la ecuación:

$$P_{cgo} = p_g - p_o$$

En el complejo medio poroso de la roca reservorio, es generalmente aceptado que la presión capilar es función de la tensión superficial, distribución poral y las características de mojabilidad de la roca. En 1941, Leverett postulo que la presión capilar es directamente proporcional a la tensión superficial e inversamente proporcional al radio poral medio. Interpretando la relación permeabilidad (k) y porosidad (ϕ) como proporcional a la raíz cuadrada del radio poral medio, él llegó a la siguiente ecuación:

$$P_c = j\sigma\sqrt{\frac{\phi}{k}}$$

Donde

$$j = j(S_{wet})$$

Debido a la conveniencia experimental, es común en los laboratorios determinar la presión capilar para el sistema mercurio-aire o salmuera-aire, para representar el sistema actual agua-petróleo característico del reservorio. Desde que el sistema usado en el laboratorio no tiene la misma tensión superficial que el sistema del reservorio, es necesario convertir los datos de presión capilar del laboratorio a presión capilar del reservorio. Asumiendo que la "Función J" de Leverett es una propiedad de la roca y no cambia del laboratorio al reservorio, podemos calcular la presión capilar del reservorio como:

$$P_c(res) = P_c(lab) \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}}$$

Después que la presión capilar del laboratorio fue corregida por tensión superficial, es necesario hacer correcciones extras de la porosidad y permeabilidad. Las razones para esto es que la muestra del núcleo usada en la presión capilar del laboratorio pueden no ser representativas del promedio de porosidad y permeabilidad usadas en los bloques de grillado de simulación. Si asumimos que la "Función J" será invariante para un rango dado de tipo de roca en un rango de porosidad y permeabilidad, entonces la presión capilar del núcleo puede ser ajustada como se muestra:

$$P_c(res) = P_c(core) \sqrt{\frac{\phi_{res} k_{core}}{\phi_{core} k_{res}}}$$

Si no tenemos curvas de presión capilar del análisis especial de núcleos, se puede obtener de los registros de resistividad. Asumiendo un tipo de roca homogéneo a través de toda la zona de transición, podemos convertir la curva de saturación de agua vs altura sobre el contacto agua-petróleo (WOC, water oil contact). En la figura N° 24 se muestra, a la derecha la profundidad vs saturación de agua. Basados en la data del registro el WOC es estimado donde la saturación de agua es 100%. La profundidad puede ser convertida a altura sobre el WOC.

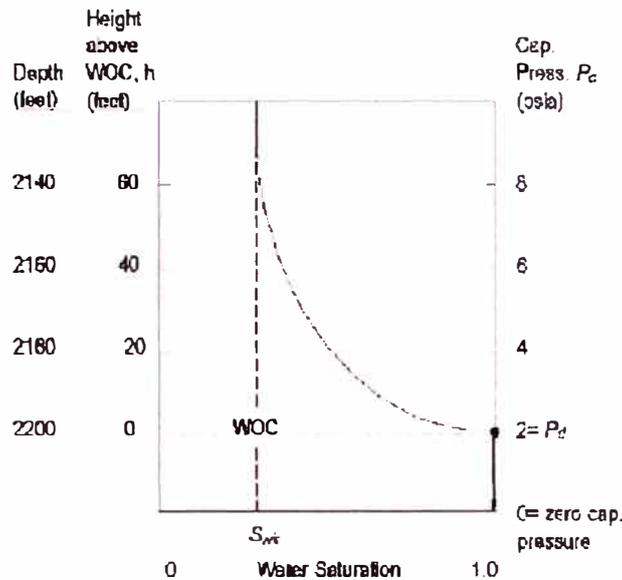


Fig. N° 24 Distribución capilar en el reservorio

La relación de altura de con la presión capilar es:

$$P_c = \Delta\rho gh + P_d$$

donde

P_c es la presión capilar en psi

$\Delta\rho$ es la diferencia de densidad entre el agua y el petróleo en gr/cc

g es la constante gravitacional

h es la altura sobre el WOC

P_d es la presión de entrada o desplazamiento

3.6.2 Normalización de Presión Capilar

La curva de presión capilar es realizada sobre un núcleo de 1" a 2" de diámetro, por tanto esta sujeta a la zona en la cual fue tomado el núcleo, por ello es común realizar curvas de normalización en base a la Función-J de Leverett, y luego obtener la curva promedio se de-normaliza y se puede volver a calcular para diferentes valores de saturación de agua irreducible Fig. N° 25

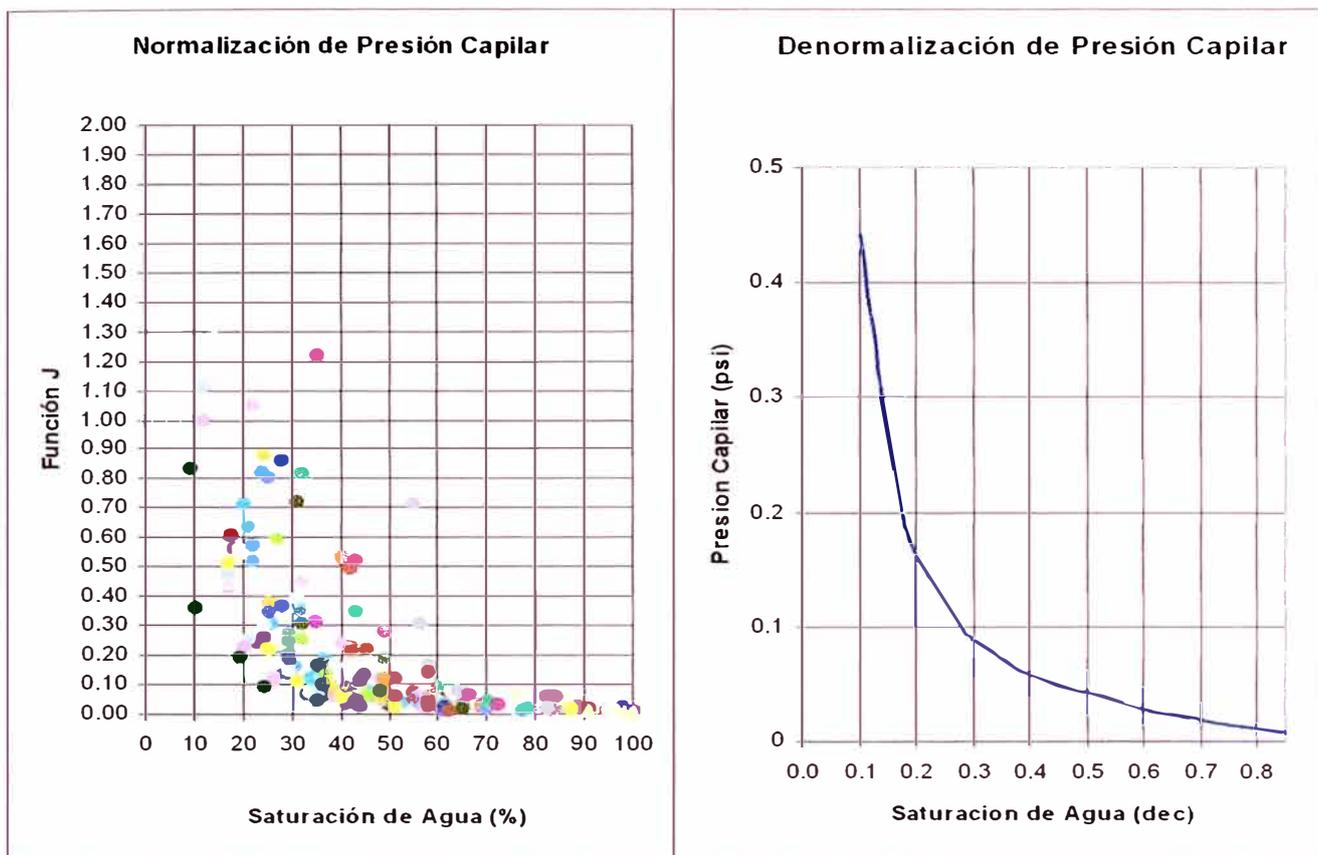


Fig. N° 25 Normalización y de-normalización de curva de presión capilar

3.6.3 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa define la facilidad de movimiento de un fluido con respecto a otro, esta información es obtenida como resultado del análisis especial de núcleos. Existen correlaciones para determinarlas de no contar con esta información

Para un sistema de Petróleo Negro son necesarios los siguientes datos:

- Permeabilidad relativa agua-petróleo
- Permeabilidad relativa gas-liquido

En la figura N° 26 se muestra una curva típica de permeabilidad relativa agua-petróleo.

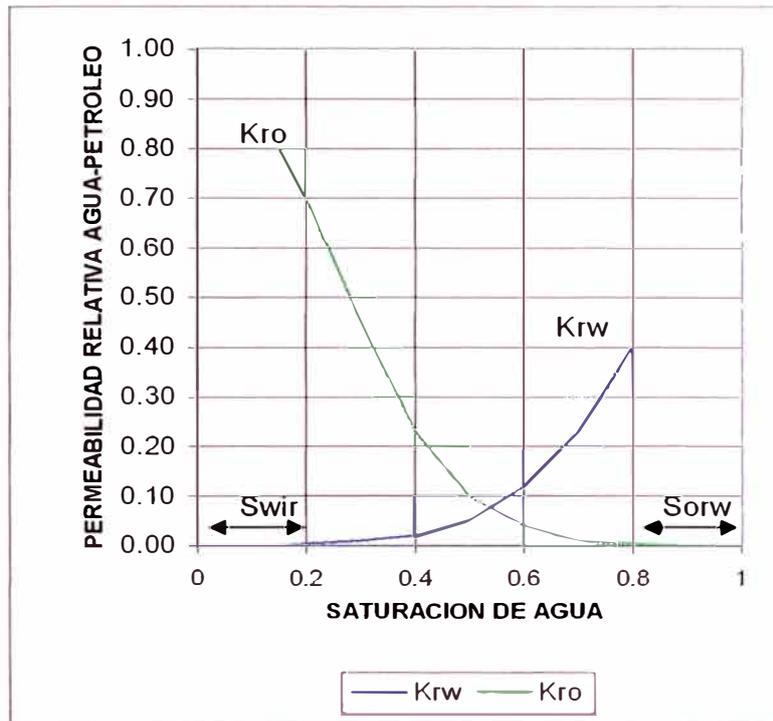


Fig. N° 26 Gráfico típico de permeabilidad relativa agua-petróleo

La permeabilidad relativa de la roca es función de:

- La dirección del cambio de saturación, y
- El valor de la saturación

Si la roca es mojada por agua, el proceso de inyección de agua representara una curva de permeabilidad relativa de imbibición. La imbibición es un proceso de incremento de saturación de la fase mojante. La curva de permeabilidad relativa al agua empieza en 0.0 en la S_{wir} e incrementa hasta k_{rw0} en la saturación de agua de $(1-S_{orw})$, y luego incrementa a 1.0 en la saturación de agua de 1.0.

La permeabilidad relativa al petróleo es usualmente menor a 1.0 a la saturación de agua irreducible (S_{wir}) y disminuye hasta 0.0 en la saturación residual de petróleo (S_{orw}).

La permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreducible S_{wir} es k_{rocw} , y la permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de petróleo es k_{rw0} .

Las curvas de permeabilidad relativa gas-líquido son derivados de experimentos de laboratorio en la cual el líquido desplaza al gas o el gas desplaza al petróleo en presencia de saturación de agua irreducible. La figura N° 27 muestra una curva típica de permeabilidad relativa gas-liquido.

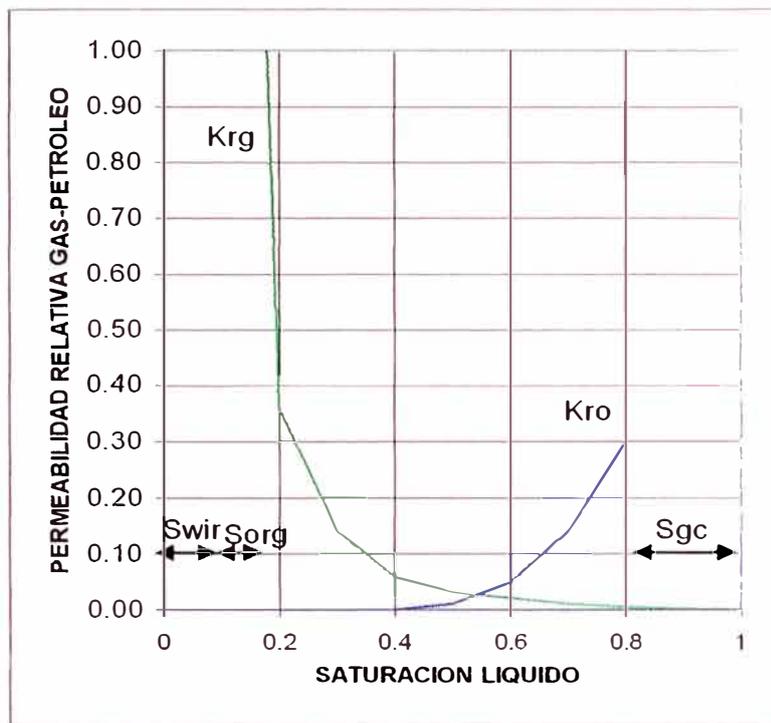


Fig. N° 27 Gráfico típico de permeabilidad relativa gas-petróleo

Los gráficos de permeabilidad relativa gas-liquido muestran las curvas de permeabilidad relativa gas-liquido que fueron medidos en disminuciones e incrementos de saturación de gas. Notar que:

- Para sistemas gas-agua la saturación residual al petróleo (S_{org}) es cero, de modo que S_{lr} es igual a S_{wir}
- Para sistemas de tres fases la saturación líquida total es igual a la saturación de petróleo mas la saturación de agua irreducible

Generalmente podremos asumir que la fase líquida es la fase mojanante y la fase gas es no mojanante. La curva de drenaje representa una disminución en la saturación de la fase mojanante; la curva de imbibición representa un incremento en la saturación de la fase mojanante

Para las permeabilidades relativas gas-liquido, solo es necesario ingresar una curva de drenaje de gas para simular las condiciones normales del reservorio: la presión disminuye y la saturación de gas incrementa.

Las curvas de drenaje de gas son obtenidas por influjo de gas y las curvas de imbibición de gas por influjo de petróleo sobre la corona.

3.6.4 Normalización de permeabilidad relativa

Con la finalidad de agrupar la información procedente del análisis especial de núcleos y obtener una o mas curvas representativas para el reservorio o un área del reservorio se realiza el procedimiento de normalización utilizando las siguientes ecuaciones:

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw} @ S_w}{K_{rw} @ S_{wi}}$$

$$k_{row}^* = \frac{k_{row} @ S_w}{K_{row} @ S_{or}}$$

$$k_{rg}^* = \frac{k_{rg} @ S_l}{K_{rg} @ S_{gr}}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

$$S_w^* = \frac{S_l - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{gr}}$$

Luego de obtener las curvas normalizadas promedio para cada fluido se procede a la de-normalización usando las mismas ecuaciones.

3.7 Datos de Pozos y Producción

3.7.1 Datos de Pozo

Los programas de simulación numérica usan la información del índice de productividad para relacionar la presión del gridblock a la presión en la boca del pozo, el cual es equivalente a una presión de fondo de pozo. Esta información puede ser ingresada como parámetros de la ecuación de flujo radial, Índice de pozo o Índice de productividad.

3.7.1.1 Ecuación de flujo radial

Bajo la asunción de flujo radial unidimensional en la boca del pozo, comportamiento de presión de estado pseudo-estable y flujo de una fase, se puede mostrar que la producción esta gobernada por:

$$q = (0.001127)(2\pi)^{kh} \frac{(p_e - p_w)}{\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S - 0.5 \right)}$$

donde

q	es la tasa de producción, barriles/día
p_e	es la presión en el radio de drenaje del pozo, psia
p_w	es la presión fluyente de fondo de pozo, psia
r_e	es el radio de drenaje del pozo, pies
r_w	es el radio del pozo, pies
S	es el factor de daño del pozo, adimensional
kh	es el espesor y permeabilidad efectiva, md-pie
μ	es la viscosidad, cp.

Esta ecuación de flujo radial es extendida para flujo multifásico introduciendo la permeabilidad relativa y es ajustado a condiciones de superficie por uso del factor de volumen de formación, resultando en la siguiente expresión de tasa de producción de petróleo:

$$q_o = \frac{(0.001127)(2\pi)khk_{ro}}{B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S - 0.5 \right)} (p_e - p_w)$$

Un método para especificar la capacidad de flujo de pozos al simulador es ingresar los valores de r_e , r_w , S y p_w para el pozo, más el valor de kh para cada intervalo. El simulador determinara los parámetros restantes de la ecuación de flujo radial de la distribución de presión y saturación calculada.

Desde que la presión en el radio de drenaje no es aun determinada en el simulador, una presión representativa de cada gridblock conteniendo un intervalo perforado, p_b , es sustituido por p_e . Esto se acomoda reemplazando el radio de drenaje, r_e , con el radio del gridblock de Peaceman, el cual es definido por

$$r_b = 0.28 \frac{\left[(k_y/k_x)^{\frac{1}{2}} \Delta x^2 + (k_x/k_y)^{\frac{1}{2}} \Delta y^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{(k_y/k_x)^{\frac{1}{4}} + (k_x/k_y)^{\frac{1}{4}}}$$

donde

k_x, k_y son las permeabilidades absolutas en las direcciones x-y, md
 $\Delta x, \Delta y$ son las dimensiones del gridblock, pies.

Si la ecuación de flujo radial es escrita para cada intervalo perforado, l , y sumado sobre todo el intervalo, L , la ecuación resultante es una usada para calcular la tasa de petróleo en el simulador

$$q_o = \frac{0.001127(2\pi)}{\left(\ln \frac{r_b}{r_w} + S \right)} \sum_{l=1}^L \left[\frac{(khk_{ro})}{(B_o\mu_o)} (p_b - p_w) \right]_l$$

3.7.1.2 Índice de pozo (WI, Well Index)

La ecuación anterior puede ser simplificada y definida por el simulador como 'índice de pozo', y es denotado por WI

$$WI = \frac{0.001127(2\pi)}{\left(\ln \frac{r_b}{r_w} + S \right)}$$

El valor de WI para un pozo no deberá ser confundido con el índice de productividad o PI, el cual se discutirá luego. El usuario esta permitido de usar directamente el WI. En cada evento, WI es almacenado y usado en los cálculos de producción en los cuales la presión fluyente de fondo es tomada en cuenta.

3.7.1.3 Índice de productividad (PI, Productivity Index)

El índice de productividad es definido como

$$q_o = PI(p_e - p_w)$$

y, para flujo multifásico se convierte en

$$PI = \frac{0.001127(2\pi) \sum_{i=1}^L \left(\frac{khk_{ro}}{B_o\mu_o} \right)_i}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Esto significa que esta ecuación escrita en términos de presión en el radio de drenaje, p_e , mas exactamente que la presión en el gridblock, p_b . Se debe escribir así dado que el PI es una propiedad que es determinada por pruebas de producción de campo.

El índice de productividad, en general, no es constante para un pozo desde que la permeabilidad relativa y el área de drenaje pueden ser dependientes del tiempo. Esto hace que el PI sea un cálculo inapropiado para las predicciones de tasa de producción; sin embargo, es a menudo la única información disponible del comportamiento del pozo.

El método usado en el simulador acepta como data de ingreso el PI, pero inmediatamente convierte el PI a WI según la distribución de presión y saturación existentes en el modelo al tiempo que la data es leída:

$$WI = \frac{PI \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}{\sum_{i=1}^L \left(\frac{khk_{ro}}{B_o\mu_o} \right)_i \left(\ln \frac{r_b}{r_w} + S \right)}$$

Dado que el radio de drenaje, r_e , es generalmente diferente del radio del gridblock, r_b , el logaritmo de la relación puede ser significativo. Notar que el uso opcional del PI requiere especificar el r_e y el r_b .

3.7.2 Control de Pozos y Centro de Recolección

La cantidad de fluidos en la simulación del pozo esta controlada por las limitaciones de las características del flujo de fluidos o la presión fluyente de fondo de pozo, las limitaciones para estos dos parámetros pueden tomar las formas siguientes:

- Presión de fondo de pozo
- Presión fluyente de fondo
- Máxima tasa de producción para la fase especificada o el fluido total
- Mínima tasa de producción para la fase especificada o el fluido total
- Máxima relación gas-petróleo
- Máxima relación agua-petróleo
- Máximo corte de agua

Las tres primeras de los controles están relacionados directamente a límites del flujo de fluidos y las cuatro siguientes son impuestas por condiciones de operación establecidas como restricción de producción o económico. Al alcanzar algunas de las restricciones el pozo quedara cerrado o recompletara en otras arenas, estas restricciones o límites pueden ser modificados o borrados en cualquier tiempo.

En adición al control individual de pozos, los pozos pueden ser agrupados por centro de recolección (baterías), las que serán controladas en respuesta a los objetivos de producción y a las restricciones impuestas.

3.7.3 Datos de Producción

La data de producción constituye la única medida directa para validar la descripción del reservorio de un modelo de simulación. Si el modelo no puede reproducir el comportamiento real observado, no servirá para hacer pronósticos de producción.

La producción es medida en unidades de tanque en un periodo de tiempo especificado, meses o días. Siendo los volúmenes de petróleo más exactos que cualquier otra información de producción; por esta razón las producciones de petróleo de cada pozo es generalmente especificado como dato de ingreso para el modelo de simulación, mientras que las producciones de agua y gas y las respuestas de presión son calculadas por el modelo. Usualmente una producción promedio mensual es suficiente para un estudio. Los cambios abruptos de producción deberán ser representados en el modelo lo mas exacto posible.

La producción de agua deberá ser tratada con cuidado, desde que no es bien controlado en operaciones de producción, se expresa comúnmente como corte de agua o relación agua-petróleo, para ser comparados con los resultados del modelo.

La producción de gas tiene las mismas inexactitudes que la producción de agua. Las producciones de gas son estimadas de pruebas periódicas en las cuales se miden la relación gas-petróleo. Las pruebas de relación gas-petróleo tienen comportamientos erráticos, por ello se utilizan las tendencias del comportamiento de la relación gas-petróleo, esta deberá ser comparada con los resultados del modelo.

La información de presión del reservorio no es periódica y esta deberá ser corregida a la presión del gridblock.

3.8 Diseño de Acuífero

La definición de un acuífero asociado con el reservorio de petróleo es difícil. Si se tiene buena información histórica de producción es posible realizar un balance de materiales y definir la fortaleza del influjo del acuífero y en algunos casos la extensión areal. Sin embargo, la distribución del influjo del acuífero alrededor del reservorio puede solo ser inferido de estudios geológicos regionales. Por otro lado, en el caso de reservorios con cortos tiempos de producción, no es posible definir los límites del acuífero y por tanto tomar en cuenta los efectos de depletación del acuífero en el comportamiento presión-producción del reservorio.

Esto es importante cuando se quiere estimar el mantenimiento de presión requerido. La determinación de la extensión areal de un acuífero depende casi enteramente de la interpretación geológica del área alrededor del reservorio. El modelo de acuífero puede ser: numérico o analítico.

3.8.1 Acuífero Numérico

Es modelado por una fila de celdas unidimensionales. Un conjunto de celdas en los gridblok de simulación es nominado para representar el acuífero, el cual puede entonces conectarse a una cara específica del reservorio. Las propiedades de los gridblock del acuífero (longitud, área de sección transversal, porosidad, permeabilidad, presión inicial, profundidad, tablas de PVT y saturación) puede ser usado en forma explícita, o se puede tomar los valores de propiedades de las celdas del acuífero por defecto, son tomados de los valores de la gridblock usando data del arreglo.

Las filas unidimensionales de cada celda tienen área transversal, longitud y profundidad, pero no hay información de la forma del acuífero.

Una desventaja de esta forma de representar al acuífero es el incremento de almacenaje y tiempo de cálculo requerido para los gridblock en el acuífero.

3.8.2 Acuífero Analítico

El acuífero es representado por funciones analíticas, entre las más conocidas: Acuífero Cerrado o Limitado, Acuífero de Estado Estable y Acuífero de Carter-Tracy.

3.8.2.1 Acuífero Cerrado o Limitado

Es la representación analítica más simple de un acuífero. Si el acuífero es demasiado pequeño y tiene límites externos cerrados, estaría en equilibrio aproximado con el reservorio en cualquier tiempo. No obstante, el flujo ocurrirá solo cuando haya cambio de presión en el límite del acuífero-reservorio. Una distribución de presión semi-estado estable es asumido que exista en el acuífero en cualquier tiempo, de modo que el influjo de agua en el reservorio es

$$e_w = -cV_{pa} \frac{\partial \bar{p}_w}{\partial t} \quad \text{Bbl/día}$$

donde: c es la compresibilidad del agua y roca, 1/psi

V_{pa} es el volumen poral del acuífero, bbl

\bar{p}_w es la presión promedio en el límite del acuífero-reservorio, psia

3.8.2.2 Acuífero de Estado Estable

Una segunda representación analítica de un acuífero para propósitos de simulación es el modelo de estado estable de Schilthuis o el modelo de Katz. Esta representación asume que la presión en el límite externo del acuífero no cambia. Schilthuis calculo el influjo de agua acumulativa en el reservorio como

$$W_e(t) = C \int_0^t (p^o - \bar{p}_w) dt$$

Esta ecuación refleja la asunción de distribución de presión de estado estable en el acuífero de $p = p_w$ en el límite del acuífero-reservorio a $p = p^o$ en el límite externo del acuífero. Adicionalmente esta ecuación es equivalente a una función de influencia lineal $Q(t) = C_t$, donde la función de influencia es definido por

$$W_e(t) = (p^o - \bar{p})Q(t)$$

para el caso de presión constante, p^o , al límite externo del acuífero.

3.8.2.3 Acuífero de Carter-Tracy

Los métodos descritos anteriormente representan los casos extremos de influencia del acuífero. Este método de Carter-Tracy, representa el influjo de agua del acuífero por el termino q_w , el cual usa una forma no lineal de la función de influencia del acuífero, $Q(t)$, definidos anteriormente. Los requerimientos de almacenaje y complejidad de cálculos manuales como resultados de las formulas de superposición pueden ser eliminados del método de influjo de agua de Carter-Tracy. El influjo de agua en un reservorio circular es expresado como:

$$W_e^{n+1} = W_e^n + \left[\frac{\beta(p^o - p^{n+1}) - W_e^n \left(\frac{dP_{tD}^{n+1}}{dt_d} \right)}{P_{tD}^{n+1} - t_D^n \left(\frac{dP_{tD}^{n+1}}{dt_d} \right)} \right] (t_D^{n+1} - t_D^n)$$

donde $t_D = K_t t$ es el tiempo adimensional,

P_{tD} es la función influencia a tasa terminal constante

$$\beta = 2\pi\phi h c r_e^2 s$$

La tasa promedio de influjo sobre el tiempo incremental de t^n a t^{n+1} puede ser escrita como

$$e_w = \frac{W_e^{n+1} - W_e^n}{t^{n+1} - t^n} = K_t \left(\frac{W_e^{n+1} - W_e^n}{t_D^{n+1} - t_D^n} \right)$$

Aunque esta teoría solo es aplicable para reservorio y acuíferos circulares concéntricos, se puede extender a configuraciones arbitrarias

3.9 Iniciación del Modelo

Luego que los datos geológicos, fluidos, roca-fluido y acuífero fueron revisados, corregidos y ajustados, se transcribirá la información a un programa de simulación numérica de reservorios y se ejecutara el programa numérico y obtendrá la distribución areal y vertical de fluidos a tiempo inicial de simulación o fecha anterior al inicio de producción, esta etapa es conocida como corrida de inicialización. Es importante revisar toda la información de la corrida de inicialización y compararla con la data básica, contrastar la distribución vertical y los contactos de agua así como la distribución de presión. Los volúmenes de

fluidos in situ deberán ser comparados contra el estimado volumétrico hecho directamente de la información geológica.

3.10 Ajuste de Historia

La fase del ajuste histórico de un estudio de simulación numérica de reservorios consiste en comparar el comportamiento calculado, por el modelo numérico, con el comportamiento obtenido de los datos históricos. Se realizan cambios en la descripción del reservorio hasta alcanzar un ajuste satisfactorio.

Si el estudio geológico del reservorio es consistente y detallado, los resultados del modelamiento deberán ser una replica del comportamiento histórico. Pero, cuando el estudio geológico no es claro, se tendrán un menor grado de exactitud para que el modelo de simulación refleje la realidad. El ajuste histórico es el paso final en caracterizar un reservorio, durante este proceso se definirán múltiples alternativas del flujo de fluidos y se definirá cuales son importantes en la explotación de reservas.

La caracterización estática del reservorio es una descripción inicial del reservorio (por ejemplo, estructura, porosidad, etc.) el que se deberá relacionar con los datos de presión y producción observados usando un conjunto de leyes físicas (por ejemplo, el modelo de simulación) para definir el modelo geológico y flujo de fluidos final. Usualmente los datos de la descripción inicial son cambiados, o calibrados, en alguna medida hasta encontrar una igualdad entre los datos observados y los resultados calculados obtenidos. Es importante tener siempre presente que los datos de producción observados (petróleo, agua y gas) pueden ser erróneos o, más importantes, el modelo de reservorio seleccionado no puede tomar en cuenta un fenómeno o mecanismo que cause el efecto contrario al comportamiento del reservorio. Por ejemplo, el uso de un modelo de petróleo negro puede ser inapropiado para simular un reservorio de petróleo volátil con una gran capa de gas condensado.

El proceso de ajuste de historia es como un análisis de sensibilidad sobre los parámetros más importantes que definirán el comportamiento del flujo de fluidos del reservorio. La idea del análisis de sensibilidad no es solo para aislar esas variables que son importantes y ajustar los datos de producción histórica, también para aislar esas variables que afectaran el comportamiento futuro del reservorio. Claramente, no es práctico probar todas las posibles combinaciones de las variables del reservorio que puedan influenciar el comportamiento de producción. Por esa razón, mucho del éxito del estudio de la caracterización de reservorios depende sobre todo de la intuición y la experiencia del personal a cargo.

No es posible escribir un procedimiento standard para desarrollar exitosamente un ajuste histórico de datos de comportamiento del reservorio. Cada situación es única y requiere de un ingeniero de reservorio experimentado para postular y analizar el mecanismo potencial del reservorio que está contribuyendo al comportamiento del reservorio. No obstante, desde que no es recomendado hacer modificaciones aleatorias a los datos de descripción del reservorio, un método general ha sido establecido como guía en los procesos a seguir.

Los procesos iterativos de un proceso de la calibración típica de un modelo de simulación consiste de tres pasos primarios: ajuste de presión, ajuste de

saturación y ajuste de productividad, también conocido como el Método Estratigráfico, Figura N° 28.

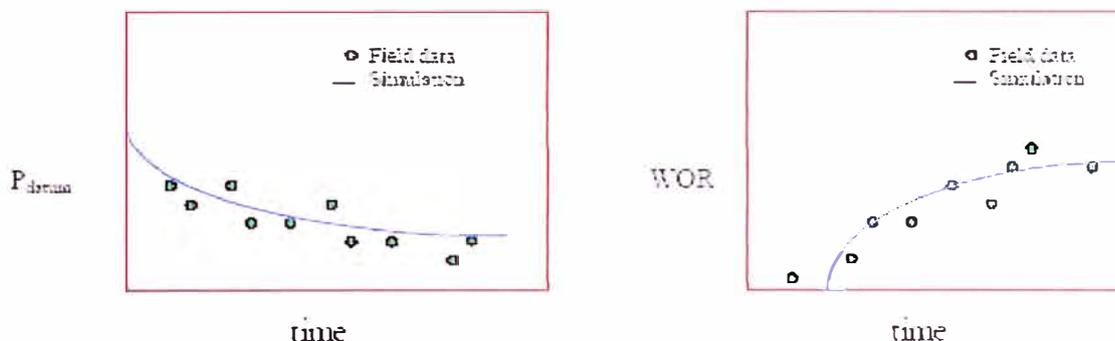


Fig. N° 28 Gráficos mostrando el ajuste de historia

3.10.1 Ajuste de Presión

Antes de empezar el ajuste de presión se deberá revisar minuciosamente las completaciones de los pozos así como las condiciones operativas de producción y presión.

El ajuste de presión empieza ingresando los volúmenes de producción de cada pozo.

Usualmente, los volúmenes de producción de petróleo son ingresados y el simulador calcula los volúmenes de producción de gas y agua basados en el control de la fase de movilidades. En esta etapa, la productividad del pozo no deberá ser restricción para el índice de productividad y límites de presión de fondo de pozo. Si no hay ajuste, se deberá revisar los volúmenes de producción (petróleo, agua y gas), sus restricciones y controles. Recordemos que los volúmenes de petróleo son los mejores medidos debido a los controles de venta, se deberá tener especial cuidado con los volúmenes de agua y gas. Una vez que el volumen de fluido total se aproxima al observado, la respuesta de presión simulada puede ser comparada con la presión observada, primero para todo el reservorio. Los controles a variar son la c_t , ϕ , h , área y potencia del acuífero, luego de alcanzar un ajuste aceptable se evalúan los niveles de presión en las cercanías de los pozos, y se pueden variar los valores de K , h y μ . En la figura N° 29 se muestra el flujo de trabajo en esta etapa.

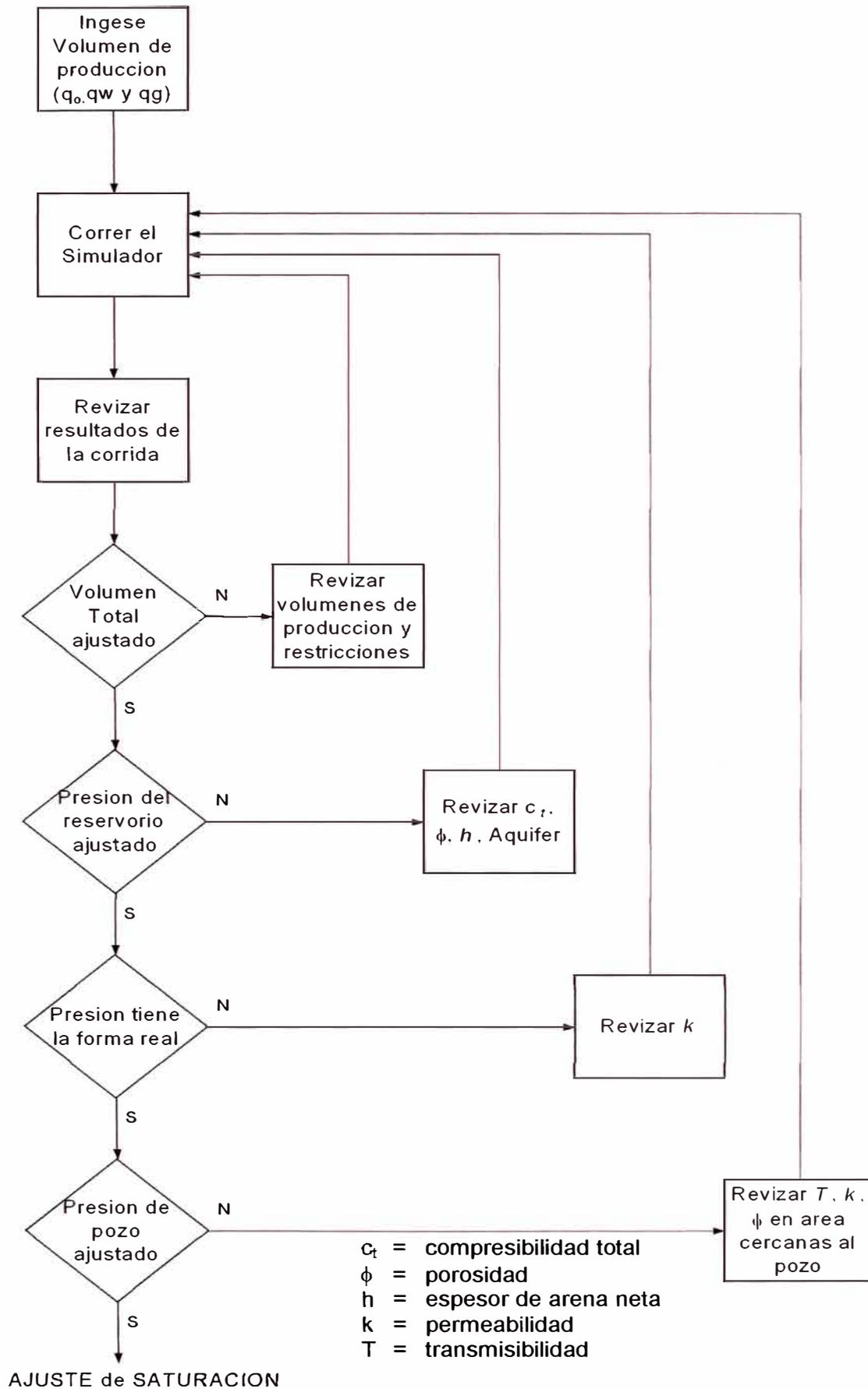


Fig. N° 29 Esquema del ajuste histórico de presión

3.10.2 Ajuste de Saturación

Después de conseguir un aceptable ajuste histórico de presión, la atención se centra en comparar los volúmenes de producción (petróleo, agua y gas) con los datos observados. En adición a los datos de producción de cada pozo, los datos de saturación observados pueden provenir de medida in situ, tales como el movimiento del contacto agua-petróleo de registros eléctricos de pozos perforados a diferentes tiempos, registros de saturación y registros de producción. Nuevamente, este paso es iterativo, y primero se evalúa en forma global y se compara la relación agua-petróleo (RAP) y la relación gas-petróleo (RGP), variando las permeabilidades relativas a nivel del reservorio, dado que esto afecta la relación de movilidades. Luego se realizan las evaluaciones del ajuste de RAP y RGP para cada pozo, variando los valores de permeabilidad relativa en la cercanía del pozo hasta conseguir un ajuste aceptable. Finalmente se revisa nuevamente el ajuste de presión, si conseguimos un buen ajuste seguimos con el tercer y último paso, de no conseguirlo se deberá repetir el ciclo hasta que ambos sean consistentes, tal y como se aprecia en la figura N° 30

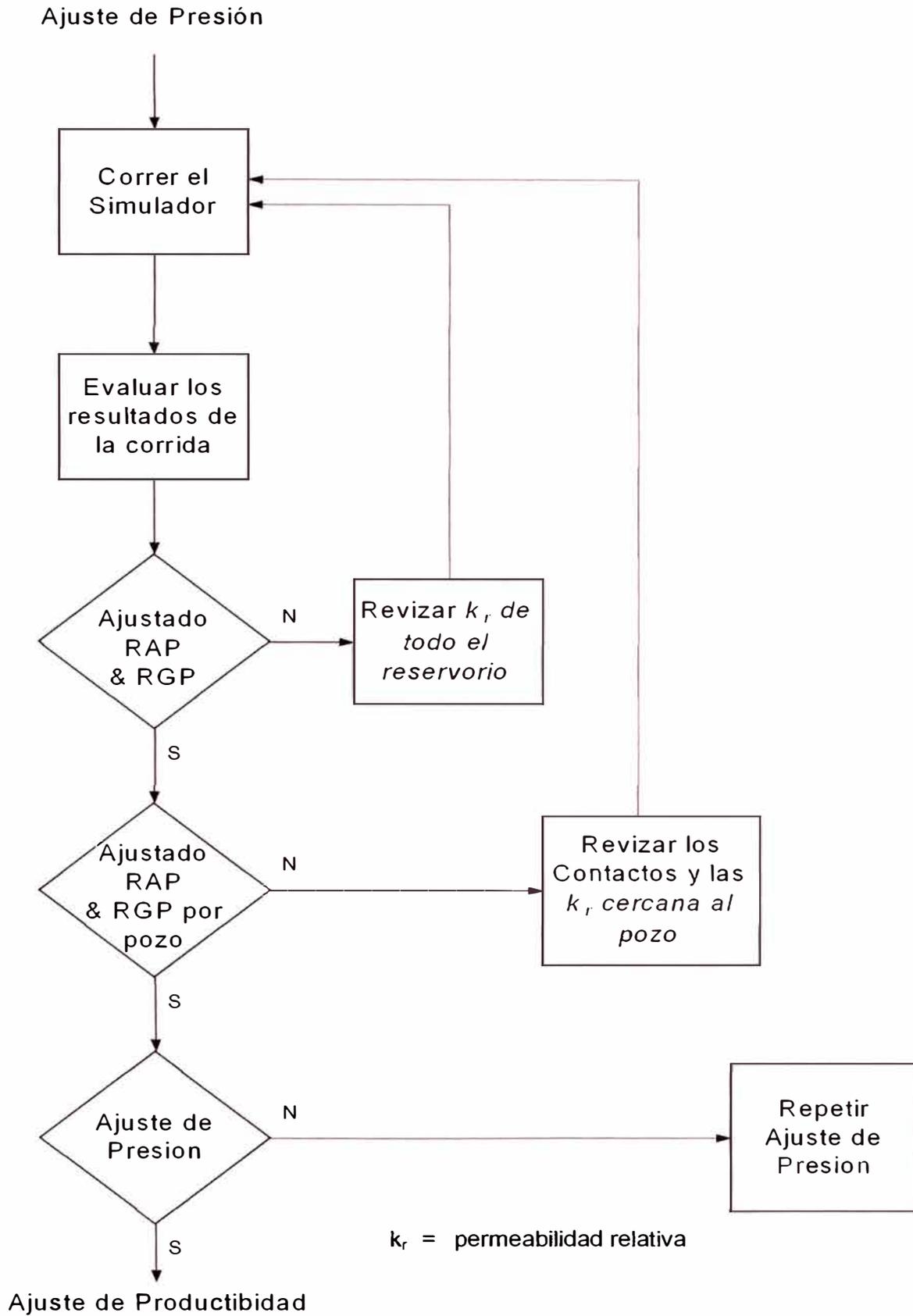


Fig. N° 30 Esquema del ajuste histórico de saturación

3.10.3 Ajuste de Productividad

Un ajuste de presión y saturación exitosos generalmente son aceptados como la finalización de la fase de ajuste de historia de un estudio de simulación de reservorio. Sin embargo, un paso más es requerido antes de usar el modelo ajustado para predecir el comportamiento futuro, el ajuste de productividad. Este paso asegura que la transición sea suavizada en la capacidad productiva entre el periodo histórico y el periodo de predicción. Las restricciones de operación futura son impuestas y se realizan corridas (el modelo ajustado y un periodo corto de tiempo futuro). La productividad de cada pozo es ajustado hasta que la transición deseada en el comportamiento de producción sea alcanzado, como se muestra en la figura N° 31.

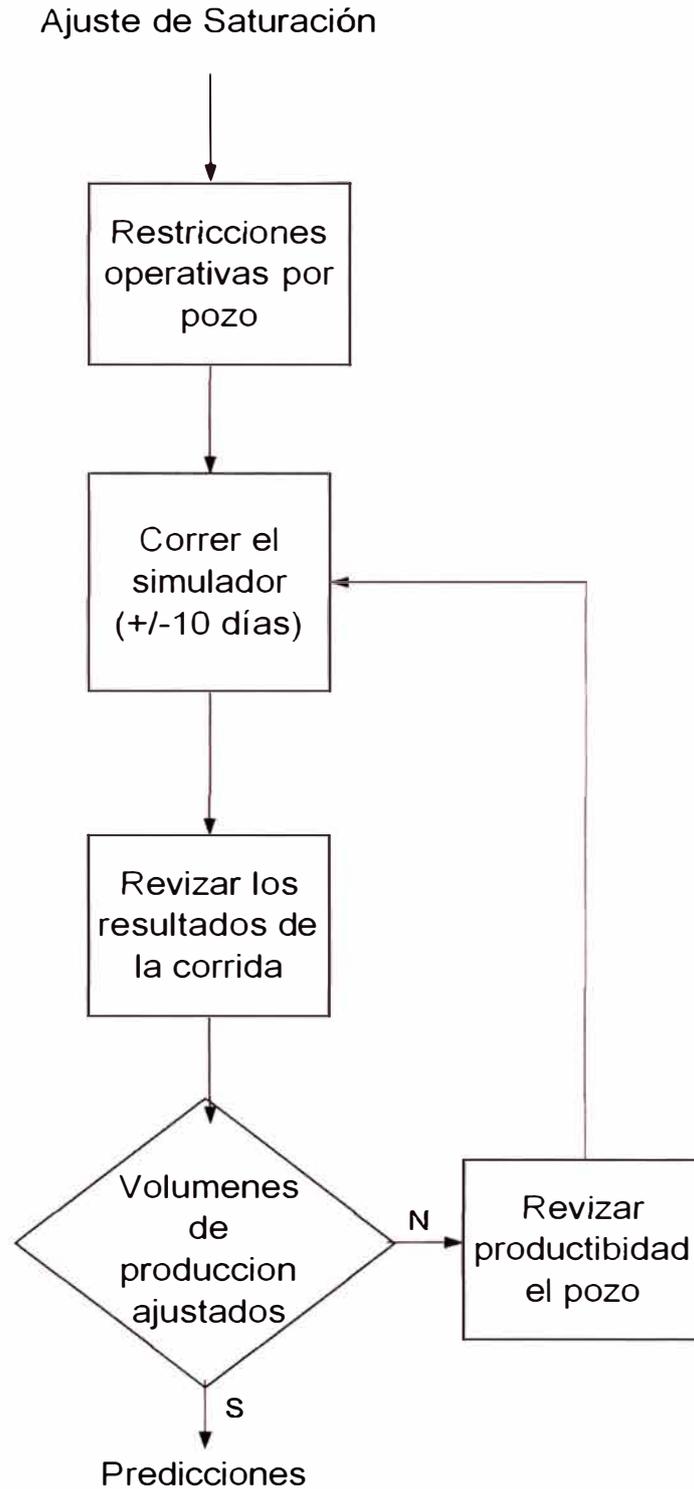


Fig. N° 31 Esquema del ajuste histórico de productividad

3.11 Predicciones

El objetivo del estudio de ingeniería de reservorios es predecir el comportamiento futuro del reservorio bajo diferentes condiciones operativas específicas. La capacidad del modelo de simulación de reservorios para manejar una variedad de

estrategias operativas, sin la necesidad de mayores asunciones, es el primer factor que hace a un simulador una herramienta potente para el análisis y planeamiento de la explotación del reservorio. El propósito de esta sección es, usar el ajuste histórico del modelo de simulación, en el diseño de una estrategia de operación óptima para maximizar la recuperación de petróleo, como se muestra en la figura N° 32.

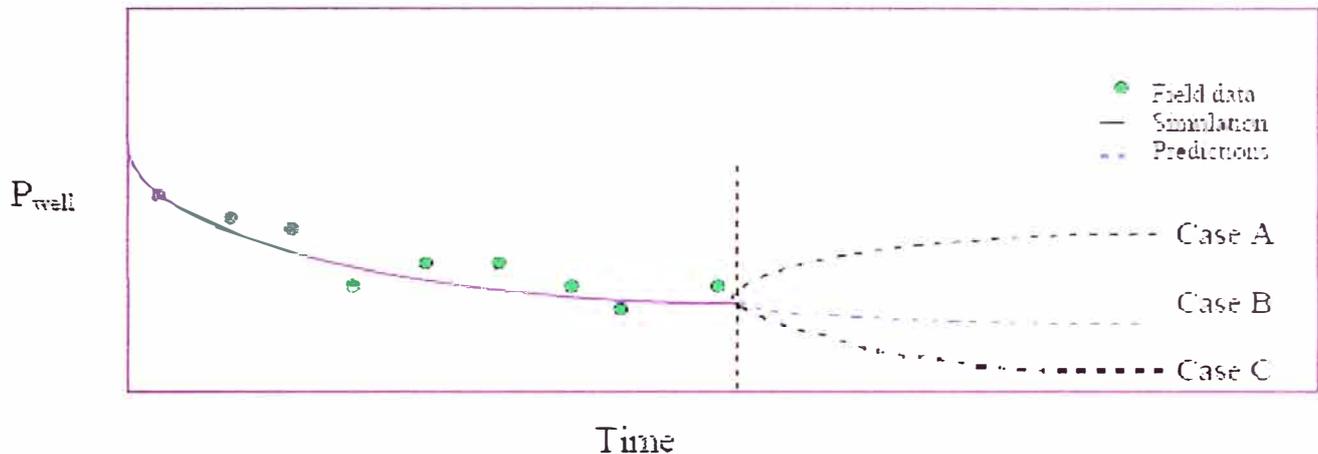


Fig. N° 32 Estrategias en el proceso de predicciones

Actualmente, los pozos requieren levantamiento artificial. Durante el proceso de ajuste histórico, el volumen de producción de petróleo histórico es especificado para cada pozo y el simulador usa el Índice de Pozo (Well Index, WI) solo para distribuir la producción entre las capas del modelo. En el caso de un modelo de una sola capa, el WI de los pozos no es usado. Durante la fase de predicción del estudio, sin embargo, la productividad del pozo es un factor importante a ser considerado para tener un factor directo para determinar el volumen de producción de los pozos los cuales son limitados por restricciones de presión.

Antes de empezar el estudio de estrategia de producción, es necesario examinar cuidadosamente la descripción de cada pozo (por ejemplo, WI, intervalos perforados, etc.) y ajustar esta descripción de modo de eliminar la discontinuidad entre el comportamiento histórico observado y el comportamiento de predicción bajo restricciones de condiciones operativas. Mantener en mente que el comportamiento específico del pozo en un modelo depende fuertemente de la rutina de producción y de los datos del pozo. A menos que el comportamiento del pozo sea real, el análisis del reservorio puede llegar a ser importante.

4. Metodología para Planificar un Estudio de Simulación Numérica de Reservorios con Influjo de Agua

Los estudios de simulación numérica de reservorios pueden tomar tiempos excesivos, es por ello que es necesario planificar los procedimientos que se deben seguir, así como los tiempos requeridos. Por ello se deben seguir los siguientes pasos:

1. El desarrollo del presente trabajo sugiere empezar con los objetivos que esperamos alcanzar con el estudio numérico, esto fue detallado en el Capítulo 3.1.

2. La selección del simulador, descrito en el Capítulo 3.2, no debe llevar mucho tiempo, desde que el presente informe cubre los Reservorios de Petróleo Negro (conocidos como Modelos Black Oil), es decir, para reservorios bajo-saturados o sub-saturados.
3. El diseño del modelo, descrito en el Capítulo 3.3, toma en cuenta la dimensión areal del reservorio para definir el número de celdas, las características estratigráficas definirán el número de celdas verticales.
4. El modelo geológico, descrito en el capítulo 3.4, deberá ser trabajado con el geólogo del área, las propiedades requeridas son: el mapa estructural del tope del reservorio, mapa de espesor total, mapa de relación espesor total y espesor neto, mapa de porosidad y mapa de permeabilidad.
5. El análisis de los fluidos, descrito en el Capítulo 3.5, procedentes de los estudios PVT deben ser consistentes con todas las propiedades medidas, de no contar con datos PVT se deberán utilizar información de zonas cercanas u obtenerlas por correlaciones.
6. El análisis de roca-fluido, descrito en el Capítulo 3.6, incluye la normalización de los datos de presión capilar mediante la función J de Leverett, y denormalización para los diferentes valores de saturación de agua, permeabilidad y porosidad. De igual forma se debe normalizar y denormalizar los datos de permeabilidades relativas del agua, petróleo y/o gas.
7. Los datos de pozos y producción, descritos en el Capítulo 3.7, deberán ser minuciosamente revisados, completaciones inexistente llevan a falsas conclusiones. Es recomendable estar seguros con los volúmenes de producción de agua y gas, dado su rango de incertidumbre e inexactitud de medición.
8. El diseño del acuífero, descrito en el Capítulo 3.8, deberá ser evaluado previamente en un Balance de Materia, para minimizar los rangos de variación del influjo del acuífero.
9. La iniciación del modelo, descrito en el Capítulo 3.9, es conocido como la primera corrida de simulación, se deberán revisar en detalle los volúmenes de petróleo in situ, los contactos de agua y/o gas, así como la distribución de saturación de agua.
10. El ajuste de historia, descrito en el Capítulo 3.10, se empieza con el ajuste de historia de presión, seguido del ajuste de historia de saturación y finalmente con el ajuste de historia de productividades.
11. Las predicciones, descritas en el Capítulo 3.11, se realizan según las diferentes alternativas para optimizar la recuperación de hidrocarburos, es común realizar el caso base, seguir con las mismas condiciones a la fecha del estudio, el caso retrabajos y finalmente el caso de nuevas ubicaciones.

V CONCLUSIONES

1. La Simulación Numérica de Reservorios es la única herramienta que integra información de diferentes fuentes (geofísica, geológica, petrofísica e ingeniería de reservorios y producción) para estimar la distribución de

fluidos actual y predecir, el comportamiento futuro del reservorio en estudio, bajo diferentes alternativas de producción

2. Las leyes de conservación básica de la simulación de reservorios son la conservación de la masa, flujo de fluidos (Ley de Darcy) el comportamiento PVT de los fluidos. El balance de masas de un gridblock se consigue por la ecuación de acumulación de masa en el gridblock con la diferencia entre la masa que sale e ingresa. Se realiza un balance de materia para cada gridblock
3. La tipo de modelo a utilizar dependerá de la capacidad de la computadora, del tiempo para el estudio, dimensiones de la estructura y continuidad de reservorio, etc.
4. Los datos geológicos juegan un papel importante para una mejor definición del reservorio, así como sus propiedades petrofísicas
5. Los datos PVT del laboratorio deben ser corregidos u calibrados con las correlaciones para validar su consistencia.
6. El dato de Roca-fluidos, presión capilar y permeabilidades relativas (agua, petróleo y gas), deben ser normalizado y renormalizados para obtener una única curva que represente las cualidades del reservorio. Este valor deberá ser calibrado con los resultados obtenidos de la interpretación de los registros eléctricos.
7. La información de pozos y sus parámetros de producción, deben ser revisados minuciosamente para evitar contratiempos con los estimados de tiempo del proyecto, muchas veces esta etapa de la simulación lleva a conclusiones erradas.
8. El proceso de Ajuste de Historia se fundamenta en el Ajuste de Presión, Ajuste de Saturación y Ajuste de Productividad. Debe reconocerse que el Ajuste Histórico no es único.
9. La etapa de predicciones determinara las condiciones de operación óptima que maximice la recuperación económica del reservorio en estudio.

VI BIBLIOGRAFIA

1. Principles of Applied Reservoir Simulation, John r. Fanchi
2. Reservoir Engineering: Applied Outline
3. Practical Reservoir Simulation, Mike Carlson
4. Reservoir Simulation, SPE Monograph Volume 13, Henry L. Doherty Series
5. Curso: Introduction to the Reservoir Simulation, BakerAtlas GeoScience, 2001
6. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems, Khalid Aziz
7. Interpretation of Well-Block Pressure in Numerical Reservoir Simulation, D.W. Peaceman
8. Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Model, K.J. Weber & L.C. van Geuns.

II RELACION DE FIGURAS

	Pág.
Fig. N° 1. Volumen representativo	8
Fig. N° 2. Presión como función de la distancia x	11
Fig. N° 3 Denominación de las celdas de un grillado	13
Fig. N° 4 Sistema de grilla Block-center	16
Fig. N° 5 Sistema de grilla Point-center	17
Fig. N° 6. Muestra al grillado ortogonal	17
Fig. N° 7. Muestra el grillado no-ortogonal	18
Fig. N° 8. Muestra el grillado de punto de esquina	18
Fig. N° 9. Muestra el grillado curvilíneo	19
Fig. N° 10. Muestra el grillado Voronoi	20
Fig. N° 11. Muestra dos tipos de refinamiento local	20
Fig. N° 12 Modelo 0D (modelo de tanque) con acuífero adjunto	21
Fig. N° 13 Tipos de grillados 1D	21
Fig. N° 14 Tipos de grillado 2D	22
Fig. N° 15 Tipos de grillado 3D	23
Fig. N° 16 Traza sísmica es una arena	25
Fig. N° 17 Correlación entre Onda Sísmica y Registro Sonico	26
Fig. N° 18 Mapa Estructural	26
Fig. N° 19 Grafico de Presión vs FVF total	29
Fig. N° 20 Grafico de Presión vs FVF del Petróleo y RGP de solución	29
Fig. N° 21 Grafico de Presión vs FVF del gas	30
Fig. N° 22 Comparación entre datos de liberación diferencial y valores corregidos	33
Fig. N° 23 Comparación entre datos de liberación diferencial y valores corregidos	33
Fig. N° 24 Distribución capilar en el reservorio	39
Fig. N° 25 Normalización y de-normalización de curva de presión capilar	40
Fig. N° 26 Gráfico típico de permeabilidad relativa agua-petróleo	41
Fig. N° 27 Gráfico típico de permeabilidad relativa gas-petróleo	42
Fig. N° 28 Gráficos mostrando el ajuste de historia	50
Fig. N° 29 Esquema del ajuste histórico de presión	51
Fig. N° 30 Esquema del ajuste histórico de saturación	53
Fig. N° 31 Esquema del ajuste histórico de productividad	55
Fig. N° 32 Estrategias en el proceso de predicciones	56